

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE



LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**“SEU ed Accumulo Residenziale: nuove opportunità
di business”**

RELATORE: Prof. Fabio Bignucolo

LAUREANDO: Nicola Volpi

ANNO ACCADEMICO 2013/2014

Indice

SOMMARIO	7
INTRODUZIONE	9
CAPITOLO 1: IL FOTOVOLTAICO TRA PASSATO E FUTURO	11
1.1 Il fotovoltaico dopo gli incentivi: quali forme di valorizzazione economica?	11
1.2 Lo scenario senza incentivazione	16
1.3 Il contesto dell'accumulo	17
1.4 Storia del Conto Energia tra luci e ombre	19
CAPITOLO 2: ANALISI ATTUALI TECNOLOGIE DI ACCUMULO	29
2.1 Le potenzialità dell'accumulo	29
2.2 Principali parametri degli accumulatori	34
2.3 Analisi delle attuali tecnologie per l'accumulo residenziale.....	36
CAPITOLO 3: LA NUOVA NORMATIVA SEU	45
3.1 Definizione SEU e condizioni necessarie	46
3.2 Diversi scenari produttore/cliente finale	47
3.3 Criticità applicative della normativa	52
3.4 Procedure per la realizzazione e messa in opera.....	54
CAPITOLO 4: OSSERVAZIONI UTILI AI FINI DEL DIMENSIONAMENTO	57
4.1 Bolletta elettrica: componenti di costo.....	57
4.2 Peso degli oneri generali sulla bolletta elettrica.....	60
4.3 Curve di carico dei clienti domestici.....	65
4.4 Detrazioni fiscali	67
4.5 Cogenerazione alto rendimento	69

CAPITOLO 5: DIMENSIONAMENTO IMPIANTO.....	73
5.1 Foglio di calcolo introduttivo.....	73
- Profilo dei consumi dell'utente	
- L'impianto Fotovoltaico	
- Confronto delle due curve	
- L'impianto di Accumulo	
5.2 Target 1: Analisi economiche accumulato.....	80
- T1.1 Ritorno investimento entro numero di anni definito	
- T1.2 Ritorno economico negli anni	
- T1.3 Bilancio economico della vita dell'apparecchio	
5.3 Target 2: Possibili rapporti commerciali e Scenario di Riferimento.....	86
- Strutturazione rapporto commerciale	
- Studio del Caso di Riferimento	
CAPITOLO 6: SENSIBILITA' PARAMETRICA.....	93
6.1 Costo dell'Impianto: Fotovoltaico e Accumulo.....	93
6.2 Percentuale detrazione IRPEF e quota per l'azienda	95
6.3 Scontistica sull'Energia autoconsumata dal cliente	97
6.4 Un possibile scenario futuro	98
CAPITOLO 7: CONCLUSIONI	101
RINGRAZIAMENTI.....	103
BIBLIOGRAFIA.....	105

Sommario

Il problema considerato in questo lavoro è stato quello di dimensionare, per un'utenza domestica tipica, un impianto fotovoltaico con accumulo residenziale. Successivamente, sulla base del sistema dimensionato, sono state effettuate varie considerazioni economiche sulla possibilità di un investimento nell'accumulo di piccola taglia, sia da parte di un cliente finale, che di una Azienda esterna attraverso forme contrattuali innovative.

Il dimensionamento dell'impianto è stato effettuato attraverso un foglio di calcolo creato appositamente. Dopo aver impostato vari parametri riguardanti i consumi dell'utenza e l'impianto fotovoltaico, il foglio fornisce le caratteristiche dell'accumulo ottimale, al fine di massimizzare l'autoconsumo dell'utenza.

I diversi scenari economici analizzati, assumono come modello di riferimento consumi e impianto di un'utenza standard, e prendono in esame non solo varie tipologie di investimento ma anche diverse ipotesi di prezzo degli accumulatori.

Introduzione

Questo elaborato si articola in sette capitoli principali.

Il primo capitolo vuole essere non solo un'analisi delle attuali forme di valorizzazione economica per il fotovoltaico ma anche un rapido riepilogo della storia del fotovoltaico e delle sue incentivazioni in Italia.

Il secondo capitolo presenta le attuali e più promettenti tecnologie per l'accumulo residenziale, i principali parametri che le caratterizzano e i servizi che può offrire in generale il mondo dello storage.

Nel terzo e quarto capitolo si pone l'attenzione su aspetti normativi e fiscali, analizzando in modo critico la nuova disciplina dei Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) e valutando anche altri aspetti importanti per quanto riguarda il dimensionamento e l'analisi economica.

La procedura utilizzata nel dimensionamento dell'impianto di accumulo, le valutazioni economiche per un investitore privato e per una ESCo, ed il Caso di Riferimento vengono invece argomentati nel capitolo 5. A partire da quest'ultimo, viene effettuata, nel capitolo 6, un'analisi parametrica di tutte le principali variabili di sistema (costo impianto, entità detrazione, scontistica per il cliente) in modo da poter valutare gli scostamenti dal Caso di Riferimento.

Nel settimo capitolo troveranno spazio le considerazioni finali sul lavoro svolto.

CAP 1. IL FOTOVOLTAICO TRA PASSATO E FUTURO

Nel corso del capitolo verrà analizzato nel dettaglio il meccanismo dello scambio sul posto, ancora d'attualità nella politica del fotovoltaico "oltre gli incentivi". Poi, per comprendere al meglio le prospettive future del mercato fotovoltaico, verrà analizzata la storia dell'incentivazione in Italia nelle sue diverse forme, anche alla luce del fatto che la quasi totalità degli impianti in esercizio, e su cui magari ci si potrà trovare ad operare, è regolata ancora attraverso la logica del Conto Energia.

1.1 IL FOTOVOLTAICO DOPO GLI INCENTIVI: QUALI FORME DI VALORIZZAZIONE ECONOMICA?

Con la nuova politica del fotovoltaico "oltre gli incentivi", oltre alla possibilità di usufruire delle detrazioni fiscali sul 50% delle spese sostenute per l'installazione degli impianti domestici (al servizio di casa), il soggetto responsabile dell'impianto (chi firma la convenzione con il Gse, Gestore dei servizi energetici) ha la possibilità di scegliere tra tre ulteriori forme di valorizzazione economica dell'energia prodotta dal proprio impianto fotovoltaico. Il titolare dell'impianto fotovoltaico può optare alternativamente tra:

- il meccanismo dello Scambio sul Posto (SSP)
- il Ritiro Dedicato (RID)
- la vendita dell'energia direttamente sul libero mercato elettrico (opzionabile per i grandi impianti che accedono alla borsa elettrica).

Escludendo la terza opzione, che è accessibile dalle grandi centrali elettriche, le scelte più diffuse e più vantaggiose per le utenze che consumano "in proprio" l'energia auto-prodotta, anche se in piccola parte, riguardano lo **Scambio sul Posto** ed il **Ritiro Dedicato** (o "vendita indiretta" dell'energia tramite il Gse).

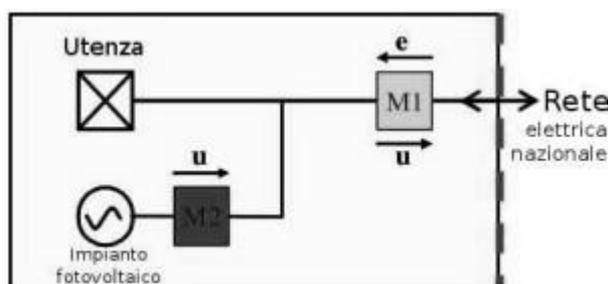


Fig. 1; Il corretto schema di connessione dell'impianto FV in SSP

Per capire cosa è e come funziona lo scambio sul posto è necessario capire qual è il "percorso" che l'energia può fare nel caso di un impianto a cessione parziale alla rete elettrica: l'impianto deve permettere prima di tutto l'auto-consumo istantaneo dell'energia prodotta sul momento.

Vediamo di spiegare meglio, in una frase: l'energia prodotta dal proprio impianto fotovoltaico deve poter essere prima di tutto autoconsumata *istantaneamente*, questa parte di energia sarà quella che produrrà il maggior risparmio. In questo caso quindi l'utente che consuma energia elettrica mentre l'impianto è produttivo consuma innanzitutto direttamente e *sul momento* l'energia elettrica autoprodotta.

In altri termini, facendo riferimento allo schema qui riportato, la corrente elettrica autoconsumata passerà solamente dal **contatore di produzione (M2)** e non dal **contatore di scambio (M1)** e non deve quindi essere fatturata dal venditore. L'autoconsumo istantaneo è dunque, nello scambio sul posto come nel ritiro dedicato, sempre il fattore di maggior risparmio.

Quindi l'energia prodotta dal fv, se c'è richiesta da parte dell'utenza, viene prima di tutto autoconsumata istantaneamente; solo se non c'è richiesta istantanea da parte dell'utenza l'energia prodotta viene immessa in rete, facendo "girare" il contatore di immissione (M1).

L'utente che produce/consuma energia con il meccanismo dello scambio sul posto ha due possibilità: può attingere energia elettrica direttamente dal proprio impianto di produzione, oppure, nei momenti di non produzione, può prelevare dalla rete di distribuzione elettrica. Tutta e solo l'energia elettrica prelevata dalla rete verrà fatturata in bolletta da parte delle società di vendita, successivamente verrà poi compensata/rimborsata il valore economico dell'energia scambiata.

E' in questa dinamica tra *immissione* e *prelievo* che "entra in gioco" il meccanismo dello scambio sul posto fotovoltaico.

- ***Cos'è lo scambio sul posto?***

Il meccanismo dello scambio sul posto (SSP) è definito nelle normative come:

il servizio erogato dal GSE atto a consentire la compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

Lo scambio sul posto permette di compensare/rimborsare il valore economico dell'energia prelevata (per esempio di notte) nei limiti del valore economico di tutta l'energia prodotta e immessa in rete. Attenzione, si parla qui di "**valore economico**" (in euro) e non di "**quantità di energia**": ogni quantitativo di energia ha un suo valore economico, ha un suo prezzo di mercato, che varia sia in base alla zona di mercato, che alle fasce orarie di immissione e vendita (F1,F2,F3). Inoltre: quando si parla di "energia prelevata" dalla rete, si intende l'energia acquistata dalla rete e pagata con le normali bollette elettriche del proprio operatore.

Quindi il meccanismo dello ssp permette di farsi rimborsare parte della quota pagata nella bolletta elettrica al proprio fornitore, pagata per i prelievi effettuati dalla rete. Il rimborso avviene "*nei limiti dell' energia immessa*", o meglio nei limiti del valore economico dell'energia precedentemente immessa in rete. Si tratta di fatto di una compensazione economica tra prelievi e immissioni di elettricità "*da*" e "*per*" le rete elettrica.

- ***Cosa succede se, nell'anno solare, le immissioni totali di energia in rete sono maggiori dei prelievi?***

In questo caso il valore economico dell'energia immessa è molto probabilmente superiore al valore economico dell'energia prelevata. In tal caso abbiamo un' eccedenza, ovvero una quantificazione economica dell'energia in eccesso (immessa in rete) maggiore rispetto al valore economico di quella ri-prelevata per i propri consumi. Nel corso della trattazione vedremo come questa eccedenza di energia data alla rete viene ulteriormente valorizzata dal Gse, ma prima definiamo un altro

concetto fondamentale dello scambio sul posto: il “Contributo in conto Scambio”. Cosa è e come viene calcolato dal Gse.

Come abbiamo visto, non sono tanto le quantità di energia immessa e prelevata, ma il loro *valore economico* ad essere comparato: il meccanismo dello ssp fotovoltaico è una sorta di rimborso che il titolare dell’impianto fotovoltaico riceve dal Gse nel momento in cui immette in rete l’energia non immediatamente autoconsumata. Questo rimborso è il **Contributo in Conto Scambio (Cs)**.

- **Cosa è il “Contributo in Conto Scambio” ?**

Il Contributo in Conto Scambio è il rimborso, o “compensazione economica”, di cui sopra. E’ essenzialmente una formula matematica che restituisce un valore in euro che il Gse dovrà erogare al soggetto responsabile dell’impianto fotovoltaico che abbia immesso la “propria energia” in rete. Tale contributo dovrà essere erogato dal Gse al titolare dell’impianto secondo le seguenti modalità: quattro acconti trimestrali ed un conguaglio annuale sulla base dei dati rilevati tra immissioni e prelievi.

Il contributo in conto scambio (Cs) di fatto costituisce, nel caso di immissioni in rete superiori ai prelievi, una sorta di rimborso per tutta l’energia prelevata e pagata in bolletta nell’anno solare di riferimento. Il rimborso, però, non è totale. Non vengono rimborsate interamente le bollette pagate al proprio fornitore, ma una percentuale che si attesta tra il 70-80%, in quanto **non** tutte le voci di costo elencate in bolletta vengono prese in considerazione ai fini del rimborso. Ad esempio: tasse e imposte pagate in bolletta non vengono rimborsate dal Gse, come non vengono rimborsati alcuni “oneri minori”. Il contributo prevede, invece, il rimborso delle voci in bolletta relative alla distribuzione, trasporto, dispacciamento, oneri, ecc...

Quindi il rimborso sarà pari agli euro relativi all’energia prelevata più il costo dei principali servizi su quei kWh prelevati (che abbiamo già pagato in bolletta, si sta infatti parlando di un rimborso), dal rimborso sono però escluse le tasse (accise, iva, ecc) ed altre piccole voci. Per questo motivo il ritorno è di circa il 70% di quello che è già stato pagato.

Il contributo in conto scambio (Cs) prevede quindi un **rimborso parziale** delle bollette elettriche ricevute e pagate a seguito del prelievo di energia dalla rete elettrica. Come è costituito questo rimborso parziale? Quali dati prende in considerazione? Ai fini dell’individuazione del contributo in conto scambio (Cs) **due soli dati sono necessari: la quantità di energia immessa e la quantità di energia prelevata dalla rete**. Dati rilevati attraverso il solo contatore bidirezionale, definito anche “contatore di scambio” (nello schema sopra: l’M1).

La formula di calcolo del contributo è la seguente:

$$Cs = \min [Oe ; Cei] + CUsf \times Es$$

Ovvero: il “contributo in conto scambio” è uguale al valore Minimo (min) tra l’”Onere Energia” (Oe) ed il “Controvalore dell’Energia Immessa in rete” (Cei) + il “Controvalore Unitario relativo ai Servizi” (Cus) dell’”Energia scambiata con la rete” (Es).

Breve legenda:

- **Oe** = *Onere energia*, cioè il prezzo dell’energia elettrica prelevata dalla rete e pagato dall’utente. Il prezzo dell’energia è espresso in euro ed è il prodotto tra i kWh prelevati ed il **prezzo unico nazionale (PUN)** (questo è un elemento di novità delle semplificazioni attuate da inizio 2013). Il prezzo unico nazionale è variabile in base ai prezzi di mercato ed è una media nazionale dei prezzi rilevati ogni mese in ogni regione. Quindi: **Oe = kWh x PUN**.

- **Cei** = *Controvalore dell'energia immessa*, cioè il prezzo, o meglio il valore economico, dell'energia immessa in rete. Questo è il prodotto tra kWh immessi ed il prezzo zonale dell'energia sul “mercato del giorno prima”. Ogni giorno infatti, in tempo reale, come una vera e propria borsa, i prezzi di acquisto e vendita dell'energia fluttuano in base alle dinamiche del mercato.
Quindi: **Cei = kWh x prezzo energia sul mercato del giorno prima.**
- **CU_{sf}** = *Corrispettivo Unitario di Scambio Forfettario*, cioè un valore espresso in centesimi di euro calcolato forfettariamente dal gse in base a vari parametri. Nel dettaglio questo valore contiene le tariffe di: trasmissione, distribuzione, dispacciamento ed alcuni oneri normalmente addebitati in bolletta (componenti A, UC, UC3 e UC6) vigenti nel mese in corso (non viene rimborsata la componente MCT).
Quindi: **CU_{sf} = c€/kWh**
- **Es** = *Energia Scambiata*, cioè i kWh che ho prima immesso e poi ri-prelevato per i miei consumi. Tecnicamente è pari al minimo tra kWh immessi e kWh prelevati in totale durante l'anno.
- Quindi: **Es = kWh** scambiati con la rete.

In altri termini il Contributo in conto scambio dello scambio sul posto prevede il rimborso del minimo tra: il valore dell'**energia** prelevata, e già pagata in bolletta, e il valore dell'**energia** complessivamente immessa in rete. A questo valore minimo si aggiunge il rimborso, per la sola energia scambiata, di alcuni servizi pagati in bolletta.

- ***Le eccedenze di energia immessa rispetto a quella prelevata come vengono gestite nell'ambito SSP?***

La bolletta comprende diverse voci di costo raggruppabili, molto sommariamente, in “quota energia”, “quota servizi” e “imposte”. Il contributo comprende sicuramente la quota energia (sulla quantità di energia immessa o prelevata) e parte della quota servizi, nello specifico vengono rimborsati i costi di: trasporto, dispacciamento e parte degli oneri generali di sistema (le componenti “A” e “UC”, non la componente tariffaria MCT). Il contributo/rimborso non comprende le imposte (che incidono da sole per circa un terzo della bolletta elettrica).

Un esempio: se viene immessa energia in rete per un valore di X euro e viene prelevata per un valore di Y euro, durante tutto l'anno si pagano le regolari bollette elettriche al proprio fornitore relative a tutta l'energia prelevata. Nella bolletta elettrica sono incluse però non solo le quote relative all'energia prelevata per il valore di Y euro (sola quota “energia”), ma anche: i costi di trasporto, dispacciamento, servizi di rete, .. + oneri generali di sistema (componenti A, UC, MCT) + imposte (Accise, addizionali, iva..).

Contemporaneamente al pagamento delle normali bollette si ricevono durante l'anno dal Gse acconti trimestrali, e poi conguaglio annuale, relativi al rimborso della quota “energia” e di alcune voci relative ai “servizi”. Quindi durante tutto l'anno vengono rimborsate, per tutta l'energia non immediatamente autoconsumata e immessa in rete, parte delle quote pagate in bolletta. Questo avviene come forma di compensazione tra immissioni e prelievi, una sorta di pareggio o compensazione economica.

Cosa succede se poi ci sono delle eccedenze immesse in rete? O meglio: come viene valorizzata tutta l'energia immessa in rete *in più* rispetto a quella ri-prelevata per il proprio fabbisogno?

In questo caso si parla di “eccedenze” di immissioni rispetto ai prelievi. Il meccanismo dello scambio sul posto prevede la scelta a cura dell'utente tra due possibili opzioni di trattamento dell'eccedenza di energia immessa in rete: la liquidazione monetaria delle eccedenze oppure la messa a credito del suo valore per i conteggi dell'anno successivo.

Quindi: se a fine anno, a seguito del conteggio complessivo tra energia immessa e prelevata, risultano (come sempre in euro, non in kWh) immissioni maggiori rispetto ai prelievi, l'energia immessa in più rispetto a quella "compensata" viene valorizzata (ovvero: le viene dato un valore economico in euro). Questo valore, che è di fatto il prezzo di mercato medio dell'energia rilevato nell'anno di riferimento, può essere monetizzato e liquidato da parte del Gse, oppure può essere messo a credito nel contributo in conto scambio dell'anno successivo.

- ***In che modo viene valorizzata l'energia immessa e prelevata?***

Il valore riconosciuto a tutta l'energia immessa in rete (come per tutta l'energia prelevata) è un valore economico definito in relazione al prezzo zonale orario per i clienti in regime di maggior tutela (prezzi definiti dall'Aeeg, Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas), o ai prezzi di mercato per i clienti sul libero mercato. I criteri di valorizzazione dell'energia (immessa o prelevata che sia) sono due: uno è quello temporale, l'altro è quello territoriale. L'aeeg definisce infatti tre fasce orarie di immissione/prelievo, riscontrabili anche nelle normali bollette elettriche. In ciascuna di queste fasce l'energia avrà un valore, un prezzo, differente: le Fasce orarie sono:

- **F1** : dal lunedì al venerdì dalle 8.00 alle 18.00
- **F2**: dal lunedì al venerdì dalle 7 alle 8 e dalle 19 alle 23 oppure il sabato dalle 7 alle 23
- **F3**: tutte le notti dalle 23 alle 7 oppure le domeniche e festivi tutto il giorno

La fascia F1 è quella in cui l'energia ha un valore maggiore: si pagherà quindi di più se si preleva, ma si guadagnerà di più se si immette energia in rete in questa fascia oraria. La fascia oraria F3 è quella in cui, invece, l'energia ha un prezzo minore: si pagherà quindi di meno se si preleva, ma si guadagnerà di meno se si immette energia in quest'altra fascia oraria.

L'altro criterio è invece quello "territoriale": l'Aeeg definisce specifiche **zone tariffarie di mercato** in Italia in cui l'energia ha un valore differenziato. Le zone tariffarie individuate dall'Autorità sono 7:

- Polo di Brindisi
- Zona Centro Nord
- Zona Centro Sud
- Zona Nord
- Zona Sardegna
- Zona Sicilia
- Zona Sud

In relazione a questi ed altri criteri, dunque, il Gse calcola il valore del contributo in conto scambio (cioè il "rimborso" delle bollette) ed il valore dell'eccedenza di energia immessa. Per il calcolo il Gse si basa soprattutto sui prezzi medi di mercato rilevati durante l'anno (o l'ultimo trimestre).

Indicativamente, il prezzo lordo medio dell'energia elettrica prelevata dalla rete e pagata in bolletta (compreso dunque di tasse, servizi, oneri, ecc..) è di circa 0,20-0,25 Euro/kWh. Questo è il prezzo lordo che l'utente finale paga in bolletta.

Il prezzo "netto", cioè il prezzo medio della sola quota di energia, senza servizi, oneri, imposte o altre voci annesse, è quotato sul mercato mediamente a 0,09-0,10 Euro/kWh, con differenze significative su base territoriale. In Sicilia, ad esempio, il prezzo è mediamente più alto e può superare i 0,125 €/kWh.

- **Quali sono quindi i vantaggi, da un punto di vista economico, dello SSP ?**

L'utente avrà i seguenti benefici:

- il risparmio, guadagno indiretto, per tutta l'energia in autoconsumo istantaneo non acquistata dalla rete. Questo è il fattore di maggiore risparmio per l'utente domestico.
- il rimborso parziale per le bollette pagate al proprio fornitore (quota "energia" e parte della "quota servizi") per tutta l'energia prelevata e acquistata dalla rete. Questo è il contributo in conto scambio dello scambio sul posto.
- Poi: nel caso si immette energia per un valore maggiore rispetto a quello del prelievo, c'è un ulteriore riconoscimento economico per le eccedenze di energia immessa. Questo valore di energia "in più" immessa in rete può venir liquidato in euro (in tal caso si configura come "vendita" ai fini fiscali), oppure può essere messo a credito per l'anno successivo. La scelta tra queste due opzioni può essere rivista ogni anno.
- Infine: lo sgravio fiscale permette di detrarre dall'imponibile Irpef in 10 anni il 50% delle spese sostenute per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico. (la detrazione fiscale vale solo per gli impianti domestici posti al servizio dell'abitazione).

Nel corso dell'elaborato vedremo esempi numerici concreti di applicazione SSP per utenze tipiche e soprattutto verrà valutata la convenienza di aumentare la quota di autoconsumo attraverso sistemi di accumulo elettrochimico.

1.2 LO SCENARIO SENZA INCENTIVAZIONE

L'attenzione degli operatori è ormai totalmente rivolta alle soluzioni fotovoltaiche cosiddette in *grid parity*, ossia quelle soluzioni in grado di pareggiare l'investimento anche in assenza di incentivi.

Al momento, senza considerare l'accumulo, la situazione può essere così riassunta:

- per gli **impianti residenziali** la combinazione derivante dall'opportunità di ricorrere allo scambio sul posto, unita al ricorso alle detrazioni fiscali per ristrutturazione edilizia (attualmente 50%), rende tali investimenti remunerativi in tutto il paese; un'eventuale riduzione delle detrazioni (al 36%) renderebbe invece favorevole l'investimento soltanto al sud;
- per gli **impianti di taglia industriale** (100-400 kW) la sostenibilità economica in assenza di incentivi è legata alla massimizzazione dell'autoconsumo, ossia quella quota di energia prodotta dall'impianto e contestualmente utilizzata. Qualora tale quota si attesti intorno all'80% dell'energia prodotta, si raggiunge allora anche la convenienza economica.

Per il fotovoltaico senza considerare l'accumulo, in uno scenario di installazioni solo in *grid parity*, la stima condivisa dagli operatori e dalle associazioni valuta il mercato italiano pari a 900-1000 MW all'anno. Verosimilmente il mercato si assesterà su questi volumi.

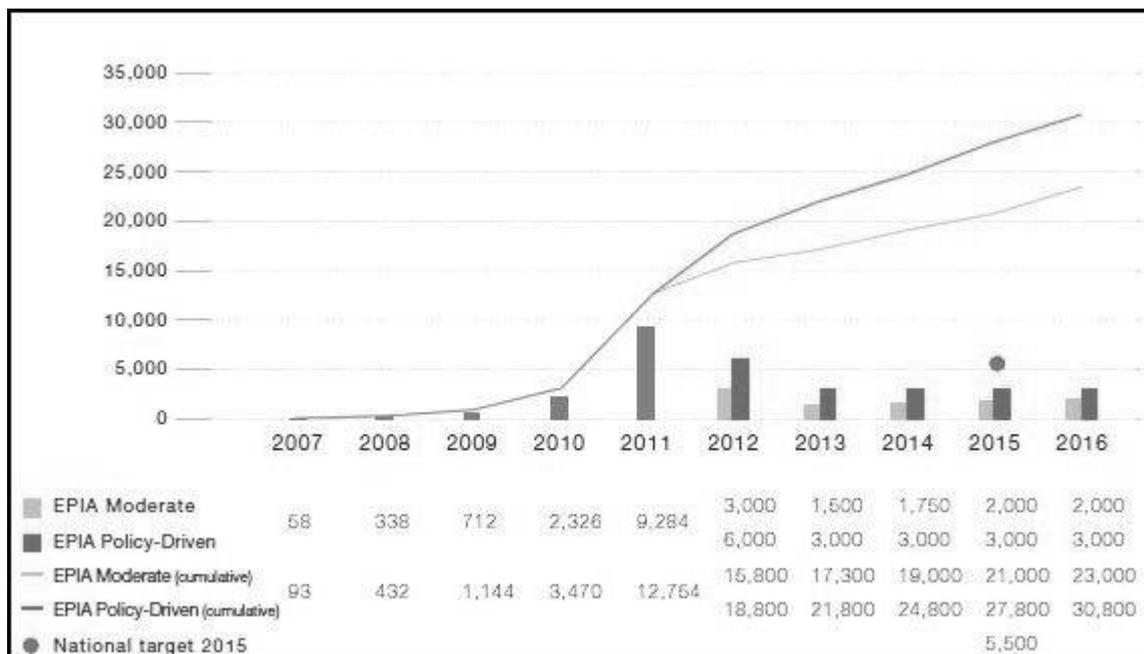


Fig. 2; Previsioni della Produzione da FV in Italia

Cosa potrà consentire in futuro una maggiore diffusione del fotovoltaico in Italia?

- La diffusione dei SEU (Sistemi Efficienti di Utanza) e delle RIU (Reti Interne di Utanza) che verranno dettagliatamente trattati nel capitolo dedicato;
- la diffusione dei sistemi di storage, considerando il significativo trend di abbassamento dei prezzi di tali sistemi sul mercato, aumentando l'autoconsumo migliorerebbe la redditività dell'investimento.

E' doveroso considerare un aspetto fondamentale sull'andamento della filiera: la cosiddetta "guerra dei prezzi" tra produttori occidentali e cinesi. Essa è il fattore che ha influito maggiormente sui cambiamenti della filiera del fotovoltaico e sta portando all'introduzione di misure antidumping o in alternativa ad accordi commerciali su prezzi minimi da praticare sul mercato. La guerra dei prezzi è stata alla base del forte consolidamento che, su scala globale, ha determinato un susseguirsi di fallimenti, fermi produttivi, acquisizioni ed uscite dal settore anche da parte di grandi gruppi industriali. L'effetto congiunto della contrazione del mercato e della riduzione dei prezzi ha determinato un volume d'affari complessivo per il 2012 pari a 6,2 miliardi di euro, più che dimezzato (- 58%) rispetto al 2011.

Nell'immediato futuro è prevedibile un ulteriore processo di razionalizzazione della filiera dal quale usciranno indenni le imprese di dimensione maggiore, con una presenza commerciale capillare in Italia (dato lo spostamento verso la taglia piccola del mercato) ed in grado di investire all'estero sui mercati che nel tempo si riveleranno più redditizi.

1.3 IL CONTESTO ACCUMULO

Il mondo dell'energia elettrica sta vivendo una fase di profondo cambiamento, iniziata da più di un decennio con la liberalizzazione del settore e proseguita poi con la notevole e crescente diffusione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, in risposta all'esigenza di rendere più sostenibile la

produzione e la fruizione del bene energia elettrica, vero motore della società sia industriale che digitale.

La non programmabilità di alcune fonti rinnovabili per la produzione elettrica e la loro capillare diffusione anche nelle reti di distribuzione a media e bassa tensione stanno inducendo un forte cambiamento sui criteri di pianificazione e di esercizio dei sistemi elettrici di potenza e un coinvolgimento sempre più spinto dell'utenza diffusa passiva, attiva o mista nella conduzione delle reti.

Parallelamente si è assistito ad una rapida evoluzione tecnologica dei sistemi di accumulo (SdA) elettrochimico di energia elettrica, basati su tecnologie ormai affidabili e largamente diffuse, quali quelle a base litio e a base sodio.

L'Europa a livello mondiale ed Italia e Germania a livello europeo sono i primi interpreti dell'obiettivo di maggior sostenibilità ambientale della produzione elettrica conseguibile attraverso l'impiego delle fonti rinnovabili e infatti per primi stanno volgendo la propria attenzione all'impiego di SdA elettrochimici.

Un aspetto industrialmente fondamentale consiste nel passare da una produzione di piccoli lotti legati a progetti dimostrativi ad una produzione massiva, cosa che consentirebbe un repentino abbassamento di costo. Oltre a ciò, la fase di ricerca e sviluppo non può dirsi conclusa, ed è necessario un notevole sforzo, per giungere al livello utile a rendere i benefici conseguibili dagli operatori del mercato elettrico. In questo senso l'iniziativa promossa dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG), consistente nel supportare progetti pilota, appare una delle possibili soluzioni per sostenere l'ulteriore necessaria fase di ricerca e sviluppo. Allo stesso fine sarebbe opportuno intensificare e meglio indirizzare l'utilizzo dei fondi strutturali dedicati e di fondi allocati per la ricerca e lo sviluppo tecnologico (nazionali e comunitari) sia in chiave di riprogrammazione delle misure correnti, sia in chiave di progettazione delle misure per il periodo 2014-2020.

Altre possibili vie già indicate in legislazione sono rappresentate dall'incentivazione diretta o indiretta alla generazione da rinnovabile abbinata all'autoconsumo (residenziale o industriale). Non va infine dimenticato l'importante obiettivo di valorizzazione e promozione della filiera italiana, conseguibile attraverso un'attenta e coordinata programmazione delle politiche industriali ed energetiche e di attrazione di investimenti esteri, per un mercato atteso i cui volumi sono in grande crescita e rappresentati in figura.

Nell'ambito delle strategie di rinnovamento della rete di trasmissione e distribuzione nazionale, sta acquisendo in anni recenti crescente rilevanza la componente relativa alle attività non tradizionali (sistemi di accumulo). In tale ambito i programmi di sviluppo di Terna ed Enel rappresentano il presupposto alla creazione di un mercato elettrico più efficiente ed un imprescindibile volano di sviluppo industriale. In questo scenario, lo sviluppo delle fonti rinnovabili resta per il nostro paese un percorso necessario e obbligato. Sebbene le misure di incentivazione adottate nel recente passato siano state onerose per le bollette dei consumatori, esse hanno garantito il rispetto degli obiettivi comunitari e fornito un contributo rilevante alla ridefinizione del mix energetico nazionale. Ciò nonostante, la bilancia commerciale italiana di comparto sconta ad oggi il drammatico saldo negativo di oltre 16 miliardi di euro derivanti dalla mancanza di programmazione e dalla conseguente scarsa capacità di risposta tecnologica dell'industria nazionale. Le aziende italiane, infatti, si sono concentrate sulle fasi a valle della filiera, quelle a minor margine di profitto. Inoltre, la quota di risorse destinate all'innovazione tecnologica e allo sviluppo della capacità manifatturiera è stata esigua.

Ora che le politiche di sostegno allo sviluppo delle rinnovabili cominciano a determinare effetti significativi sul sistema elettrico globale, diviene centrale il ruolo dei sistemi di stoccaggio affinché

la generazione non tradizionale e gli altri ambiti sopra citati contribuiscano positivamente alla determinazione dell'equilibrio fra la domanda e l'offerta di energia elettrica, nella previsione delle richieste di consumo e nella gestione dei picchi. Sebbene siano già oggi disponibili molteplici tecnologie di stoccaggio elettrochimico, le naturali barriere di un mercato giovane ne inibiscono la piena adozione. Per questa ragione paesi avanzati sul fronte delle rinnovabili come la Germania, hanno già avviato programmi di sviluppo che guardano alle tecnologie di stoccaggio elettrico come parte integrante del processo di produzione. Allo stesso modo, anche in Italia, si rendono necessarie politiche in grado di trasformare gli investimenti in benefici economici e sociali attraverso strumenti normativi di sostegno e un idoneo sistema di incentivazione degli investimenti limitato temporalmente in modo da contenere l'onere.

1.4 LA STORIA DEL CONTO ENERGIA TRA LUCI E OMBRE

Il fotovoltaico ha da poco lasciato alle spalle la dibattuta parentesi sugli incentivi per puntare ad un rapido raggiungimento della grid parity, considerando i trend di costo della tecnologia e la sempre più concreta possibilità di integrazione con le emergenti tecnologie di accumulo, nella consapevolezza del futuro assetto del mercato elettrico, basato sempre più sulle energie rinnovabili.

Il conto energia ha esaurito le risorse finanziarie a disposizione il 7 giugno 2013 (con il raggiungimento dei 6,7 miliardi di euro di spesa annua per gli incentivi) e, in linea con quanto previsto, 30 giorni dopo, è stata dichiarata la conclusione del Conto Energia. L'ammontare di potenza incentivabile attraverso il conto energia è risultata complessivamente pari a 18,216 GW, di cui 1,136 GW di potenza ammessa all'incentivazione ma non ancora in esercizio.

Il bilancio di questo cammino resta positivo ma non sono certo mancate le accuse di speculazione e le polemiche legate all'aumento del costo delle bollette degli italiani. Quest'ultime sono dovute al fatto che la componente tariffaria A3 "Promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili ed assimilate", per un utente domestico da 3 kW, è passata da 1,433 centEuro/kWh (in data 1 gennaio 2009) a 5,278 centEuro/kWh (in data 1 luglio 2012) [per ulteriori approfondimenti si rimanda al capitolo dedicato all'analisi].

Qual'è stato il programma di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici in Italia?

Ripercorriamo rapidamente le tappe che hanno portato ai risultati odierni che collocano l'Italia ai primi posti al mondo per capacità fotovoltaica totale in esercizio.

Conto energia (feed-in premium) è il nome comune assunto dal programma europeo di incentivazione in conto esercizio della produzione di elettricità da fonte solare mediante impianti fotovoltaici permanentemente connessi alla rete elettrica (grid connected). L'incentivo consiste in un contributo finanziario per kWh di energia prodotta per un certo periodo di tempo (fino a 20 anni), variabile a seconda della dimensione o tipologia di impianto e fino ad un tetto massimo di MWp di potenza complessiva generata da tutti gli impianti o ad un tetto massimo di somma incentivabile.

Come tale l'incentivo sulla produzione ha avuto il fine di stimolare l'installazione di impianti fotovoltaici con l'effetto e il vantaggio di garantire, assieme alla parallela copertura (parziale o totale) dei propri consumi elettrici e alla vendita di eventuali surplus energetici prodotti da parte dell'impianto stesso, un minor tempo di recupero dei costi d'impianto o capitale iniziale di investimento (payback period) e successivo maggiore guadagno.

In Italia dal 2005 al 2013 si contano 5 diversi programmi di incentivazione in Conto Energia, ciascuno in superamento, adeguamento o ridefinizione del precedente. Terminato il 5° conto energia

senza l'emanazione di un nuovo piano di incentivi sull'energia prodotta, si sono introdotti sgravi fiscali sul costo d'impianto.

Il conto energia arriva in Italia attraverso la Direttiva comunitaria per le fonti rinnovabili (Direttiva 2001/77/CE), che viene recepita con l'approvazione da parte del Parlamento italiano del Decreto legislativo 387 del 2003. L'avvio del conto energia passa per altre due tappe, in particolare l'approvazione del D.M. 28 luglio 2005 (che fissa i tempi e i termini di attuazione) e la Delibera 188 del 14 settembre 2005 (che stabilisce i modi di erogazione degli incentivi) prodotta dalla Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. Dal 19 settembre 2005 è possibile presentare la domanda al Gestore del sistema elettrico (GRTN) per accedere al conto energia. Nel frattempo GRTN è diventato Gestore dei Servizi Energetici (GSE) a seguito del passaggio a Terna Spa del ramo d'azienda dedicato alla gestione della rete elettrica.

La copertura finanziaria necessaria all'erogazione di questi importi è garantita da un prelievo tariffario obbligatorio (cod. A3) a sostegno delle fonti rinnovabili di energia, presente dal 1991 in tutte le bollette dell'energia elettrica di tutti gli operatori elettrici italiani. Con la componente A3 sono finanziati anche gli impianti CIP6, tra cui sono presenti non solo quelli alimentati da fonti rinnovabili ma anche quelli alimentati da fonti "assimilate" (cogenerazione, fumi di scarico, scarti di lavorazione e/o di processi industriali, fonti fossili prodotte da giacimenti minori isolati, inceneritori, ecc.); ciò ha di fatto impedito e ritardato lo sviluppo del fotovoltaico poiché la componente A3, per i motivi appena citati, è risultata abbastanza onerosa nel finanziamento di queste ultime (nel nostro paese privilegiate rispetto al fotovoltaico). Da gennaio 2007 non possono più essere finanziati nuovi impianti a fonti "assimilate", ma solo quelli già autorizzati.

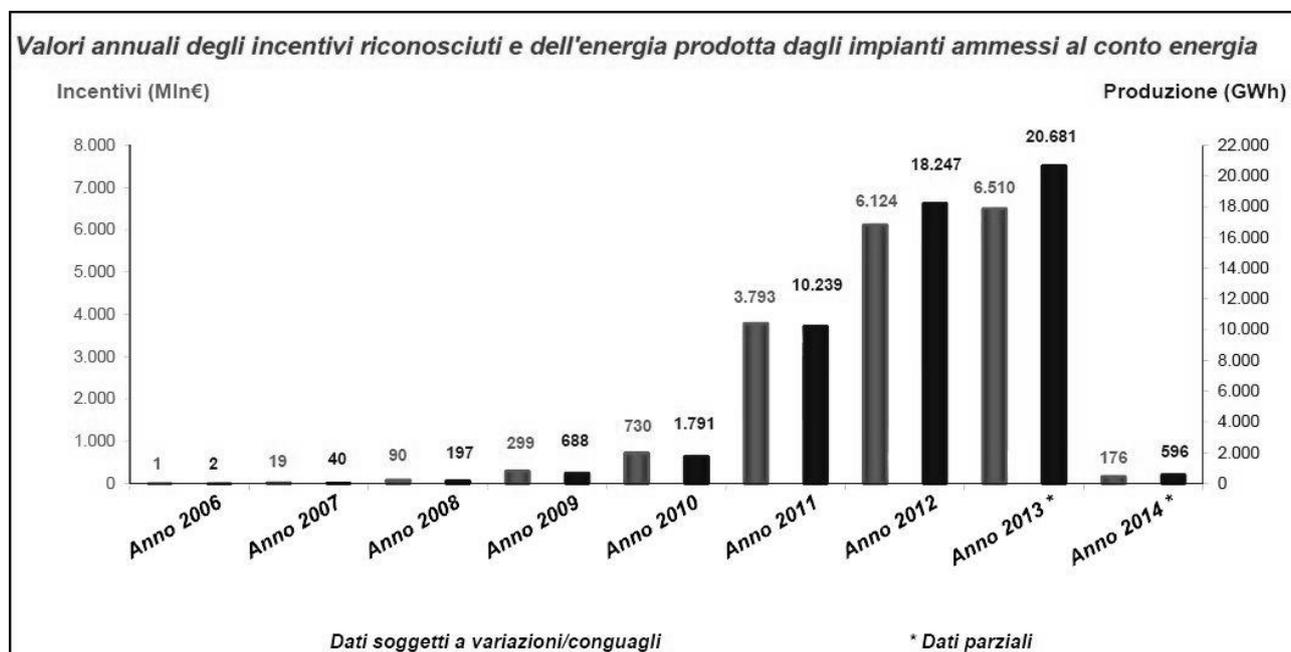


Fig. 3; Andamento degli incentivi e della produzione nel corso degli anni

- **Il primo conto energia (2005-2007)**

A differenza del passato, in cui l'incentivazione all'utilizzo delle fonti rinnovabili avveniva mediante assegnazioni di somme a fondo perduto, grazie alle quali il privato poteva limitare il capitale iniziale investito, il meccanismo del conto energia è invece assimilabile ad un finanziamento in conto esercizio, in quanto non prevede alcuna facilitazione particolare da parte dello Stato per la messa in opera, servizio o esercizio dell'impianto.

Il principio che regge il meccanismo del conto energia consiste cioè nell'incentivazione della

produzione elettrica e non dell'investimento necessario per ottenerla: il privato proprietario dell'impianto fotovoltaico percepisce somme in modo continuativo, con cadenza tipicamente mensile, per i primi 20 anni di vita dell'impianto. Condizione necessaria all'ottenimento delle tariffe incentivanti è che l'impianto sia connesso alla rete elettrica (grid connected) e la dimensione nominale di questo sia superiore a 1 kWp. Non sono incentivati dal conto energia gli impianti fotovoltaici destinati ad utenze isolate e non raggiunte dalla rete elettrica (impianti stand alone) . Dal lato economico i soggetti pubblici interessati da questa campagna sono GSE Spa e il gestore di rete che prende in carico l'energia. Con l'entrata in vigore del Decreto pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 38 del 15 febbraio 2006, si è istituita una distinzione tra impianti casalinghi (intestati a persone fisiche) e mini-centrali (intestate a soggetti con personalità giuridica).

Ecco in sintesi le differenze:

Persone fisiche (primo conto energia): I privati possono essere intestatari di impianti da 1 a 20 kWp, installati su suolo o tetto di proprietà, esclusivamente nel caso di concomitanza del punto di consegna con il punto di prelievo, ovvero solo nel caso di applicazione di scambio sul posto a livello fisico.

Il beneficiario percepirà 0,445 €/kWh da parte del GSE limitatamente a quanto reso disponibile alle proprie utenze, ovvero soltanto la parte di produzione autoconsumata viene incentivata. Il meccanismo di scambio sul posto consente di operare un saldo annuo tra l'energia elettrica immessa in rete dall'impianto medesimo e l'energia elettrica prelevata dalla rete: sulla base di tale saldo avviene il calcolo e l'erogazione dell'incentivo totale. L'energia elettrica immessa in rete e non consumata nell'anno di riferimento costituisce invece un credito, in termini di energia, che può essere utilizzato nel corso dei tre anni successivi a quello in cui matura. Al termine dei tre anni, l'eventuale credito residuo viene annullato.

Potrà usufruire dell'incentivo su tutta l'energia prodotta se rinuncia al servizio di scambio sul posto. L'eventuale eccesso di produzione non autoconsumato (in questo caso però l'eccesso è quello istantaneo e non quello calcolato a fine anno) può essere rivenduto ad un gestore (Enel o società analoga), alle tariffe fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), riportate più avanti. In tal caso però è necessario possedere partita IVA. Dal 1 luglio 2010 anche i privati possono vendere su richiesta l'eccedenza di produzione.

La durata dell'incentivo è pari a 20 anni. La tariffa iniziale, per chi viene ammesso agli incentivi a partire dal 2007, viene determinata a partire dal valore dell'anno precedente con una riduzione del 5% annuo, corretta dall'adeguamento ISTAT. Determinata la tariffa iniziale, essa è mantenuta fissa per i 20 anni di incentivazione.

A questo meccanismo si aggiungono le possibilità offerte dallo scambio sul posto, cioè la possibilità di autoconsumare senza alcuna spesa la propria produzione energetica, portandola in decurtazione dalle proprie bollette della corrente elettrica. In questo modo oltre all'incentivazione si guadagna non il prezzo di mercato all'ingrosso ma il prezzo al dettaglio, sensibilmente superiore. Anche qui l'eventuale surplus di produzione rispetto ai consumi viene portato a credito, costituendo una specie di bonus energetico consumabile.

Persone giuridiche (primo conto energia): I soggetti titolari di partita IVA possono beneficiare di un'incentivazione sull'intera produzione fotovoltaica, e non solo sulla parte autoconsumata.

Questi soggetti possono ottenere queste tariffe:

- 0,445 €/kWh per gli impianti da 1 a 20 kWp che optano per lo scambio sul posto;
- 0,46 €/kWh per gli impianti da 1 a 50 kWp che optano per l'intera cessione in rete.

Anche in questo caso, la durata dell'incentivo è pari a 20 anni. La tariffa iniziale, per chi viene ammesso agli incentivi a partire dal 2007, viene determinata a partire dal valore dell'anno precedente con una riduzione del 5% annuo corretta dall'adeguamento ISTAT. Determinata la tariffa iniziale, essa è mantenuta fissa per i 20 anni di incentivazione.

Per quanto riguarda il primo conto energia, in linea generale, consiedrando il costo per l'impianto molto alto di quei tempi, l'ammortamento di un impianto fotovoltaico è di circa 11 anni (per il Nord Italia), per cui dal 12° anno in poi l'impianto diventa in qualche modo redditizio. Nelle valutazioni economiche è inoltre necessario considerare anche la vita utile dei pannelli (tipicamente 20 anni), e soprattutto il rendimento, che non è costante per tutta la vita del pannello, ma cala gradualmente con il passare del tempo.

Il meccanismo del conto energia è stato atteso da anni da parte degli operatori del settore, soprattutto quando le sue qualità si sono messe in luce in Germania nel 2004, dove si è generato un vero e proprio volano economico, occupazionale e culturale. Se si considera che tra gli stati europei l'Italia è uno dei più assolati, soprattutto nelle regioni meridionali, risulta quantomeno curioso che il settore fotovoltaico fosse in assoluto tra i meno sviluppati al mondo, stando ai dati del 2004.

Di contro, nel primo conto energia, a differenza dei finanziamenti a fondo perduto precedentemente impiegati per incentivare il settore, non vi è alcuno strumento di agevolazione per l'esborso iniziale necessario all'installazione dell'impianto fotovoltaico. Addirittura l'agevolazione IRPEF dedicata alle ristrutturazioni edilizie è stata resa parzialmente incompatibile con le tariffe incentivanti, decurtandole di un terzo per tutti i vent'anni previsti.

- ***La situazione prima del secondo conto energia***

Di fatto reso operativo il 19 settembre 2005, il conto energia ha avuto un successo inaspettato, esaurendo in soli 9 giorni lavorativi il monte impianti finanziabile secondo il Ministero fino al 2012, di 100 MWp. Con il decreto di febbraio 2006, la capacità incentivabile è stata incrementata da 100 a 500 MW sino al 2015.

Questo successo al di là di ogni previsione, secondo alcuni avrebbe rappresentato la prova dalle esigenze del mercato da troppo tempo disattese nelle precedenti legislature. Secondo altri avrebbe invece rappresentato la prova della mancanza di cognizione di causa da parte del Parlamento. Secondo altri ancora, il prematuro raggiungimento del contingentamento sarebbe da attribuirsi ad una non meglio chiarita operazione di "inquinamento di mercato" da parte di grandi compagnie energetiche estranee al settore fotovoltaico, le uniche che secondo costoro sarebbero dotate di sufficienti agganci politici per ottenere le informazioni necessarie a produrre migliaia di domande in così poco tempo; domande le cui specifiche erano coperte da assoluta segretezza fino ad 9 giorni prima della scadenza. Alla data odierna, tuttavia, nessun soggetto si è prodotto in dichiarazioni ufficiali circa la fondatezza o meno di questi sospetti. Nessun soggetto privato ha infatti accesso alle informazioni relative alle identità dei beneficiari degli incentivi, senza le quali queste ed altre voci non possono essere considerate attendibili. Sono infatti moltissimi gli impianti autorizzati dal GSE ma impossibili da realizzare per motivi normativi o addirittura tecnici.

I vizi presenti ma non rilevati includono casi di:

- Indirizzi inesistenti;
- Fondi sotto palese vincolo ambientale;
- Impianti multipli sullo stesso fondo;
- Impianti N volte più grandi della dimensione del fondo su cui dovranno poggiare;
- Mancanza di proprietà e/o possesso sul fondo da parte dell'intestatario;
- Soggetti giuridici inesistenti (ovvero Partite IVA errate);

- Incongruenza tra tipologia di beneficiario e tipologia impianto (privati intestatari di impianti > 20 kWp).

La numerosità di queste casistiche sembrerebbe confermare che in sede di approvazione dei progetti, i periti nominati da GSE per lo scrutinamento non si siano occupati di effettuare alcuna verifica.

- ***Il secondo conto energia (2007-2010)***

Grazie al D.M. del 19 febbraio 2007 il Ministero dello Sviluppo Economico ha fissato i nuovi criteri per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici. Il provvedimento consente di eliminare parte delle lungaggini burocratiche che avevano appesantito il precedente conto energia. In particolare non è più necessario attendere l'accoglimento da parte del GSE (ex GRTN) delle tariffe incentivate, poiché una volta richiesto l'allaccio al Gestore di rete locale, si potrà procedere direttamente alla realizzazione dell'impianto, e dopo averlo collegato alla rete elettrica ottenere il riconoscimento per 20 anni della tariffa incentivante in base al tipo di impianto realizzato.

Vengono ovviamente incentivate tariffe su impianti che favoriscono l'accorpamento architettonico all'edificio per piccole produzioni. In questo modo si è certi di poter superare in breve tempo il gap di produzione elettrica in questo settore rispetto alle altre nazioni europee. Un' importante novità introdotta riguarda il fatto che contrariamente a quanto previsto per la vecchia normativa, con il secondo conto energia, la tariffa incentivante è applicata su tutta l'energia prodotta (a differenza di altri conti energia) e non solamente a quella prodotta e consumata in loco. La potenza massima incentivabile con il secondo conto energia è di 1200 MW. Raggiunto tale limite, è previsto un ulteriore periodo di 14 mesi (24 mesi per gli impianti intestati a soggetti pubblici) in cui sarà comunque possibile beneficiare delle tariffe incentivanti.

L' IVA relativa all'acquisto o realizzazione dell'impianto fotovoltaico: per l'acquisto o realizzazione dell'impianto si applica l'aliquota agevolata del 10%.

Lo scambio sul posto (o SSP), inizialmente previsto per gli impianti di potenza non superiore a 20 kW, è stato esteso agli impianti di potenza fino a 200 kW.

La ratio del SSP si concretizza nella ri-attribuzione del bene energia auto-prodotto, ma la sua regolamentazione è così cambiata: fino al 31 dicembre 2008, il SSP consentiva all'utente di immagazzinare l'energia prodotta e non consumata e di prelevarla dalla rete in caso di necessità. La tariffa incentivante spettava soltanto in relazione all'energia prodotta e consumata in loco, mentre l'energia prodotta in eccesso rispetto ai consumi era devoluta alla rete, creando così un credito energia. L'utilizzatore poteva poi prelevarne la medesima quantità in caso di consumi superiori alla produzione. Il credito di energia era utilizzabile entro i tre anni successivi all'anno in cui si formava l'eccedenza di energia prodotta e non consumata. Nessun costo era sostenuto dall'utente che fruiva del prelievo dell'energia in regime di SSP nei limiti di quella autoprodotta, comprese le eccedenze come calcolate e formatesi in premessa; diversamente dal 1° gennaio 2009: l'utente che fruisce del SSP conferisce tutta l'energia auto-prodotta nella rete gestita dal GSE, senza fatturazione al momento della sua devoluzione in rete; il GSE vende sul mercato l'energia ricevuta (in questo caso il GSE funge da intermediario esclusivo verso la Borsa Elettrica - il mercato dell'energia); l'utente acquista l'energia presso l'impresa fornitrice (Enel Servizio Elettrico SPA o gli altri operatori sul mercato libero), pagando il relativo corrispettivo, maggiorato delle accise e imposte aggiuntive; il GSE riconosce al produttore un contributo in conto scambio per rimborsarlo del costo di acquisto di energia che non avrebbe dovuto sostenere, nei limiti di quella auto-prodotta, ma non le accise e imposte pagate (meccanismo già discusso nel dettaglio nei paragrafi precedenti).

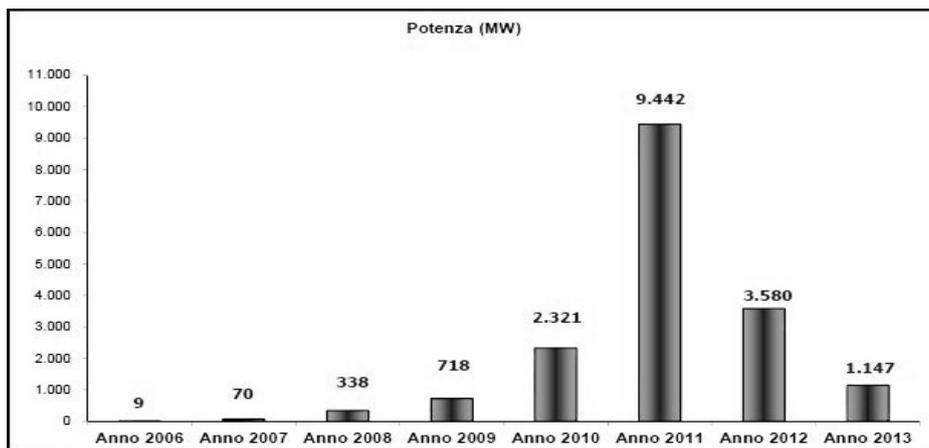


Fig. 4; Potenza degli impianti installati nel corso degli anni

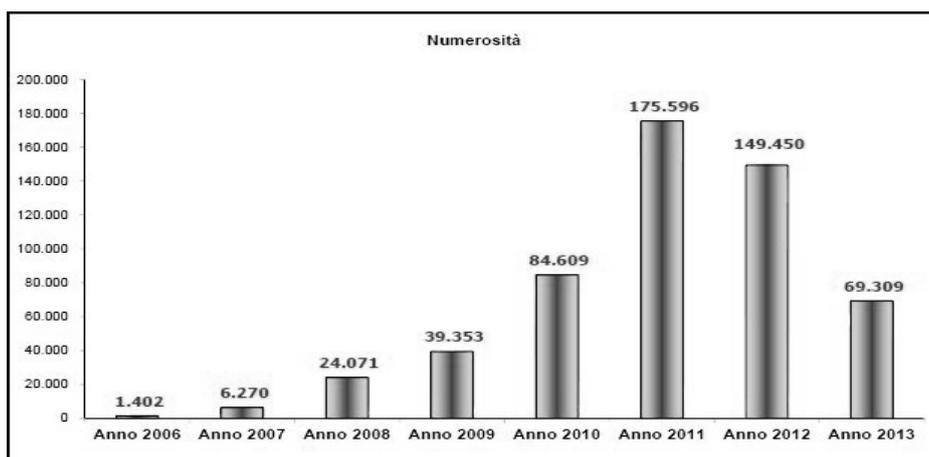


Fig. 5; Numero degli impianti installati nel corso degli anni

- **Il terzo conto energia (2010-2011)**

Con il D.M. 6 agosto 2010 viene cambiata la classificazione degli impianti fotovoltaici e vengono definiti limiti di potenza incentivabile in relazione al tipo di impianto. Il terzo conto energia tiene in considerazione la significativa riduzione del costo dei componenti fotovoltaici, prevedendo una progressiva diminuzione della tariffa incentivante. L'obiettivo nazionale è quello di installare complessivamente 8000 MW di potenza nominale (di picco) fotovoltaica entro il 2020.

Gli incentivi partono dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, sempre per un periodo di 20 anni. Il terzo conto energia si applica per gli impianti di potenza superiore a 1 kW che entrano in esercizio dal 1 gennaio 2011.

Le 3 tipologie di installazione del vecchio conto energia (integrato, parzialmente integrato, non integrato) vengono ridotte a 2 e riclassificate come "su edificio" e "altri impianti". Vengono inoltre aggiunte altre 3 categorie: impianti integrati architettonicamente con caratteristiche innovative, impianti a concentrazione e impianti con innovazione tecnologica.

I limiti di potenza incentivabile vengono definiti come segue:

- 3000 MW per impianti fotovoltaici su edificio e altri impianti
- 300 MW per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative

- 200 MW per impianti fotovoltaici a concentrazione
- Per gli impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica, le modalità di incentivazione e il tetto massimo avrebbe dovuto essere definito con un successivo decreto (mai arrivato perché il terzo conto energia verrà reso presto obsoleto dal quarto conto energia).

Impianti fotovoltaici su edificio: rientrano in questa categoria tutti gli impianti fotovoltaici costruiti su un edificio, indipendentemente dall'uso (residenziale, uffici, industriale, pubblico). Non rientrano nella tipologia di impianti su edifici quelli installati su pergole, serre, barriere acustiche, tettoie, pensiline e le strutture temporanee anche se realizzate su terrazzi di edifici o addossate alle pareti verticali degli stessi.

- Impianti fotovoltaici integrati architettonicamente con caratteristiche innovative: sono quegli impianti i cui moduli sono sviluppati specificatamente per sostituire elementi architettonici.
- Impianti fotovoltaici a concentrazione: in questi impianti, la radiazione solare viene concentrata tramite sistemi ottici (parabole e/o lenti) su piccole celle fotovoltaiche. Questi sistemi consentono di avere un rendimento maggiore a parità di superficie occupata.
- Impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica: vengono utilizzati moduli e componenti caratterizzati da significative innovazioni tecnologiche.
- Altri impianti fotovoltaici: tutti gli impianti che non rientrano in una delle precedenti categorie, in particolare gli impianti realizzati a terra.

Le tariffe incentivanti del terzo conto energia vengono definite secondo le varie tipologie di impianto e 6 diversi intervalli di potenza nominale. Sono anche previsti alcuni "premi" aggiuntivi sulle tariffe incentivanti per speciali tipologie di impianti come ad esempio quelli ubicati in zone industriali oppure quelli che sostituiscono coperture in eternit.

Per gli impianti che entrano in esercizio negli anni successivi al 2011, è prevista una decurtazione del 2% annua della tariffa incentivante. La tariffa incentivante, come per il secondo conto energia, è applicata su tutta l'energia prodotta.

Lo scambio sul posto o la vendita dell'energia prodotta in eccesso (non autoconsumata) rappresentano benefici aggiuntivi alla tariffa incentivante.

• *Il quarto conto energia (2011-2012)*

Il D.M 5 maggio 2011[4] stabilisce le regole per l'accesso agli incentivi per l'installazione di impianti fotovoltaici nel periodo dal 1 giugno 2011 fino al 2016, data entro la quale si presume venga raggiunta la Grid parity. L'ulteriore riduzione delle tariffe incentivanti rispetto al terzo conto energia è stata prevista sia per allinearsi alle direttive della Comunità europea, sia per adeguare gli incentivi al progredire della tecnologia e dei relativi risparmi per l'installazione di nuovi impianti fotovoltaici. L'obiettivo indicativo di potenza fotovoltaica totale installata a livello nazionale entro il 2016 è di 23 GW, corrispondente ad un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi stimabile tra 6 e 7 miliardi di euro. Vengono introdotte alcune novità, di cui le più significative sono:

- Distinzione tra piccoli e grandi impianti.
- Limiti per l'accesso alle tariffe.
- Premio relativo alla sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto
- Viene aggiunto un premio del 10% se almeno il 60% dei componenti (esclusa la manodopera) è prodotto all'interno dell'Unione europea.

- Il prezzo della tariffa incentivante, fissato dall'entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico, verrà progressivamente ridotto, con cadenza mensile per il 2011 e semestrale per il 2012. Gli impianti che entreranno in funzione a partire dal 2013, avranno accesso a 2 diverse tariffe in sostituzione dello scambio sul posto:
 - Tariffa autoconsumo, per l'energia prodotta e autoconsumata.
 - Tariffa omnicomprensiva, per l'energia prodotta e immessa in rete. Questa seconda tariffa è maggiore rispetto a quella per l'autoconsumo, poiché tiene in considerazione una sorta di vendita dell'energia al GSE. Nella pratica, non ci sarà più distinzione tra la quantità di energia scambiata con la rete e quella immessa in eccesso, ma verrà riconosciuta una tariffa "omnicomprensiva".

Essendo esauriti gli obiettivi posti dal quarto conto energia, è stato approvato con D.M. 5 luglio 2012, pubblicato sulla gazzetta ufficiale n°159 del 12 luglio 2012, il quinto conto energia che è attivo a decorrere dai 45 giorni dalla data di pubblicazione, ovvero il 27 agosto 2012.

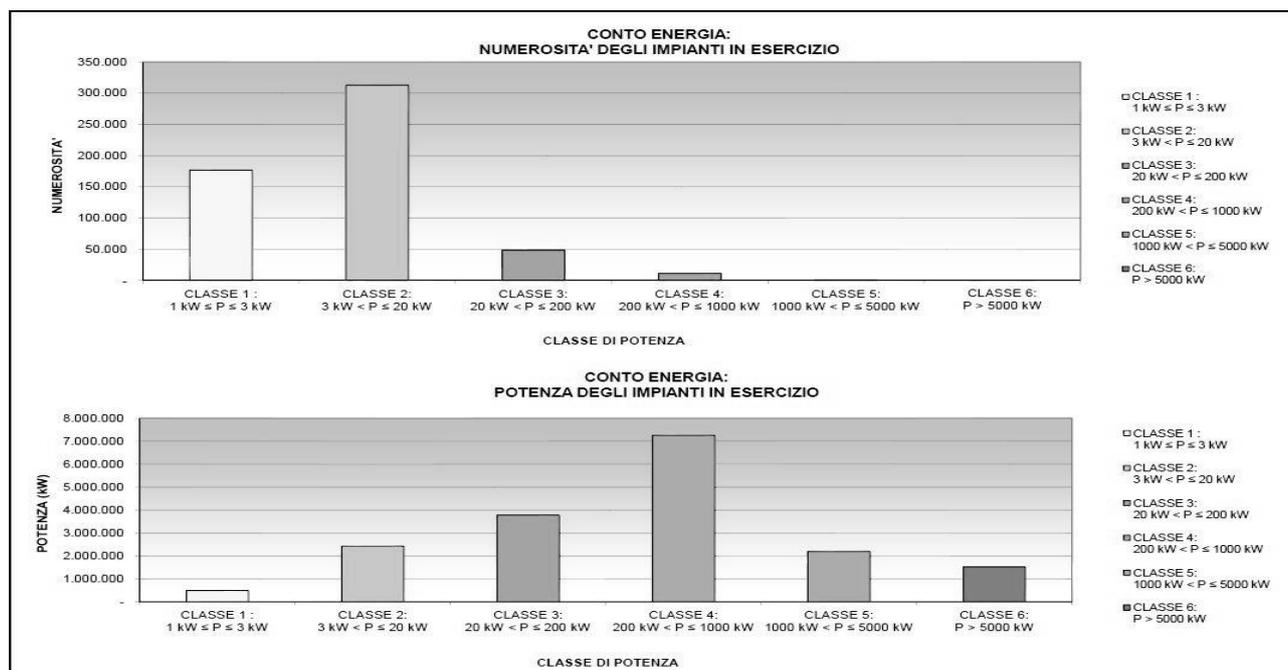


Fig. 6; Numerosità e Potenza installate in base alla classe dell'impianto

- **Il quinto conto energia (2012-2013)**

Il DM 5 luglio 2012, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 159 del 10 luglio 2012, cosiddetto Quinto Conto Energia, ridefinisce le modalità di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica.

Le modalità di incentivazione previste dal Quinto Conto Energia si applicano a partire dal 27 agosto 2012, ovvero decorsi 45 giorni solari dalla data di pubblicazione della deliberazione 292/2012/r/efr (12 luglio 2012), con cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha determinato, su indicazione del GSE, il raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi pari a 6 miliardi di euro.

Il Quinto Conto Energia cessa di applicarsi decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato degli incentivi di 6,7 miliardi di euro l'anno (comprensivo dei costi impegnati dagli impianti iscritti in posizione utile nei Registri), comunicata dall'AEEG - sulla base

degli elementi forniti dal GSE attraverso il proprio Contatore fotovoltaico - con un'apposita deliberazione.

Con la deliberazione 250/2013/R/EFR l'AEEG ha individuato il 6 giugno 2013 quale data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 miliardi di euro. Il 6 luglio 2013, pertanto, hanno cessato di applicarsi il Decreto Ministeriale 5 luglio 2012 e le previsioni di cui ai precedenti Decreti di incentivazione della fonte fotovoltaica.

Le tariffe incentivanti del Quinto Conto Energia sono riconosciute alle seguenti tipologie tecnologiche:

- impianti fotovoltaici, suddivisi per tipologie installative (art.7 DM 5 luglio 2012);
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative (art.8);
- impianti fotovoltaici a concentrazione (art.9);

Gli interventi ammessi per richiedere le tariffe incentivanti sono quelli di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento, così come definiti dal Decreto.

Il Quinto Conto energia prevede due distinti meccanismi di accesso agli incentivi, a seconda della tipologia d'installazione e della potenza nominale dell'impianto; l'accesso può essere diretto oppure tramite registro.

Il Quinto Conto Energia remunera a differenza dei precedenti meccanismi di incentivazione, con una tariffa omnicomprensiva la quota di energia netta immessa in rete dall'impianto e, con una tariffa premio, la quota di energia netta consumata in sito.

In particolare, ferme restando le determinazioni dell'AEEG in materia di dispacciamento, il GSE con il Quinto Conto Energia eroga:

- sulla quota di produzione netta immessa in rete
 1. per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW, una tariffa omnicomprensiva, determinata sulla base della potenza e della tipologia dell'impianto e individuata, rispettivamente, per gli impianti fotovoltaici, per gli impianti integrati con caratteristiche innovative e per gli impianti fotovoltaici a concentrazione;
 2. per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW, la differenza, se positiva, fra la tariffa omnicomprensiva e il prezzo zonale orario. Nei casi in cui il prezzo zonale orario sia negativo, tale differenza non può essere superiore alla tariffa omnicomprensiva applicabile all'impianto in funzione della potenza, della tipologia e del semestre di riferimento. L'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW resta nella disponibilità del produttore.
- sulla quota di produzione netta consumata in sito, è attribuita una tariffa premio.

Nel caso di un impianto con autoconsumo la tariffa spettante sarà, quindi, data dalla somma della tariffa omnicomprensiva sulla quota di produzione netta immessa in rete e della tariffa premio sulla quota di produzione netta consumata.

La tariffa spettante è quella vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto e, a partire da tale data, è riconosciuta per un periodo di 20 anni.

La tariffa incentivante rimane costante in moneta corrente per tutto il periodo dell'incentivazione, considerato al netto di eventuali fermate disposte per problematiche connesse alla sicurezza della rete o ad eventi calamitosi, riconosciuti come tali dalle autorità competenti.

Le tariffe omnicomprensive e le tariffe premio sull'energia consumata in sito sono incrementate, limitatamente agli impianti fotovoltaici e agli impianti integrati con caratteristiche innovative, dei seguenti premi tra loro cumulabili, quantificati in €/MWh (riportati nell'art.5, comma 2 lettera a) del Decreto):

1. per gli impianti con componenti principali realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'Unione Europea o dello Spazio Economico Europeo (Islanda, Liechtenstein e Norvegia)
2. per gli impianti realizzati su edifici con moduli installati in sostituzione di coperture su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto.

CAP 2. ANALISI DELLE ATTUALI TECNOLOGIE DI ACCUMULO

Le opportunità di utilizzo dei sistemi di accumulo dell'energia elettrica nelle reti di distribuzione sono molte, sia che essi siano installati presso gli utenti oppure in numero limitato presso le dorsali elettriche e le cabine primarie. A partire da una panoramica dei principali servizi, sono poi presentate le principali tecnologie attualmente presenti sul mercato degli accumulatori.

2.1 LE POTENZIALITÀ DELL'ACCUMULO

L'evoluzione in atto delle reti elettriche è una diretta conseguenza delle specifiche politiche di crescita delle fonti rinnovabili e delle consistenti incentivazioni collegate. Questi cambiamenti stanno introducendo un modello completamente nuovo dei sistemi elettrici che richiedono l'utilizzo di tecnologie innovative sempre più efficienti e differenziate di generazione distribuita e di controllo intelligente dei flussi di energia e potenza. La natura stessa delle fonti rinnovabili, intermittenti e non programmabili, richiede, infatti, una sostanziale modifica della rete elettrica che deve adeguarsi ai luoghi e ai tempi di disponibilità di tali fonti e, nel contempo, garantire la fornitura della potenza e dell'energia richiesta dagli utenti, operando con nuove modalità di gestione e controllo in cui l'utente finale diventa un attore attivo. Il processo di cambiamento in atto sta portando non soltanto a una modifica infrastrutturale delle reti elettriche, con l'aggiunta di nuove linee e stazioni verso una generazione distribuita, ma si sta trasformando con la sovrapposizione di una forma di intelligenza attiva, in grado di gestire in tempo reale i flussi di energia e potenza tra i sistemi di generazione e i carichi, in una logica di smart grid, cioè una nuova rete elettrica con sistema evoluto di gestione, controllo e protezione con una crescente quota di generazione non programmabile. Inoltre, la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica aggiunge un maggior valore alla capacità di produrre e gestire con efficienza e flessibilità superiori gli impianti di generazione, trasmissione, distribuzione e uso finale dell'energia elettrica. Nello sviluppo delle reti elettriche, i sistemi di accumulo di energia sono uno strumento di crescente interesse, per migliorare l'efficienza energetica, favorire l'introduzione delle fonti rinnovabili, rinviare la realizzazione di nuovi impianti di generazione e consentire un uso più differenziato dell'energia elettrica, allargandolo in un prossimo futuro alla mobilità elettrica. In buona sostanza, l'accumulo di energia consente di separare nel tempo la generazione dell'energia dal suo uso. Queste qualità dell'accumulo di energia sono particolarmente utili e favorevoli per dare flessibilità alle reti elettriche, considerando anche il minore impatto che avrebbero le fonti distribuite sulla rete elettrica a fronte di un'immissione di energia sulla rete drasticamente ridotta.

Le possibili applicazioni dei sistemi di accumulo sono molteplici, e spesso non sono facilmente e univocamente identificabili, in quanto una stessa funzione svolta da un sistema di accumulo può essere vista e catalogata sotto differenti aspetti, relativi ai servizi, vantaggi, benefici apportati dal sistema di accumulo in esame. I servizi che un sistema di accumulo è in grado di fornire si dividono in “Servizi di potenza” e in “Servizi di energia”:

- **prestazioni in energia:** caratterizzate da uno scambio di potenza relativamente costante con autonomia di alcune ore;
- **prestazioni in potenza:** caratterizzate dallo scambio di elevate potenze in tempi brevi (da qualche minuto ad una decina di minuti) e tempi di risposta molto rapidi.

Settore	Taglia	Applicazione
Domestico	0,5-10 kW	Ottimizzazione dell'auto-produzione, alimentazione anche in caso di distacco da rete
Commercio e piccola industria	5-500 kW	Integrazione dell'auto-produzione, peak-shaving, possibile semplice commercio dell'energia
Commercio e industria	0,5-5MW	Pianificazione delle tariffe, UPS, co-generazione o auto-produzione in loco
Utility	0,5-5MW	Differimento dell'ampliamento degli asset di distribuzione
Grande taglia	5-50 MW	Commercio dell'energia, commercio dei servizi ausiliari

Fig. 7; Ipotetiche taglie/applicazioni dell'accumulo

Le reti elettriche convenzionali hanno sempre usato l'accumulo di grandi dimensioni per meglio sostenere il sistema di generazione centralizzata, con funzioni non collegabili alla generazione distribuita legata ad un massiccio contributo delle fonti rinnovabili. Le nuove funzioni e dei sistemi di accumulo devono sempre più differenziarsi in termini di caratteristiche tecniche ed economiche, considerando il nuovo ruolo che gli accumulatori avranno in futuro nell'accumulo residenziale/domestico. E' sempre più evidente quindi la necessità di individuare tipologia e dimensione dell'accumulo in funzione dell'utilizzo.

- **Servizi di potenza**

a) Security: per quanto riguarda la security del sistema elettrico, i sistemi di accumulo sono in grado di apportare significativi benefici in termini di:

1) Peak shaving: il sistema di accumulo è in grado di erogare potenza per breve tempo per sopperire ad eventuali picchi di carico mantenendo più regolare l'erogazione di potenza da parte dei generatori del sistema. Questo è certamente un aspetto di security del sistema, in quanto in questo caso l'accumulo consente al sistema di funzionare correttamente. Fenomeno del tutto speculare è il valley filling, che riveste però più interesse nell'ambito dei servizi per l'energia di load levelling.

2) UPS: nel caso di interruzione di breve durata un sistema di accumulo può funzionare come UPS (Uninterruptible Power System), per carichi sensibili per i quali non si può ammettere alcuna disalimentazione. E', però, da notare che, in molti casi, questa è una funzione di PQ.

3) Isola (difesa): con "isola" si intende una porzione del sistema elettrico scollegata dal resto della rete, all'interno della quale è necessario che venga mantenuto l'equilibrio fra generazione e carico. La stabilità dipende dalla capacità o meno dell'isola di raggiungere questo equilibrio in breve tempo.

4) Rampa: il servizio di rampa consiste nel fare fronte agli incrementi e decrementi rapidi di carico che non possono essere seguiti dalle unità termoelettriche. Questo servizio è molto agevole da effettuare con i sistemi di accumulo, data la loro rapidità di risposta.

b) Power Quality: un sistema di accumulo ben dimensionato potrebbe migliorare la power quality intervenendo in vari modi.

1) Un primo obiettivo potrebbe essere quello di contenere le interruzioni di breve durata (buchi di tensione) presenti sulla rete a causa di energizzazioni o di guasti. Ciò è possibile mediante l'uso di UPS (per i carichi da questi alimentati) o mediante sistemi booster (con accumulo) inseriti in serie ai feeder alimentanti i carichi sensibili.

2) Gli accumuli possono agevolare la regolazione della frequenza nei sistemi strutturalmente isolati, ovvero concepiti per funzionare separati da una grande rete; tali sistemi presentano tipicamente bassi valori di energia regolante e quindi sono esposti ad ampie variazioni di frequenza dovute a contingency o anche alla naturale evoluzione temporale del carico. Rispetto al precedente punto a in questo caso la condizione di isola elettrica è strutturale e non di emergenza, quindi oltre al già citato aspetto di security (l'accumulo aiuta la riserva rotante nel mantenimento dell'equilibrio) esiste anche quello della qualità del vettore, associato alla possibilità di mantenere la frequenza in una banda di oscillazione più ristretta.

3) Nell'ultimo decennio si è assistito al sempre più massiccio utilizzo di convertitori elettronici lato utenza, fatto che ha deteriorato il THD (tasso di distorsione armonica) presente sulla rete. Di conseguenza molti sforzi sono stati fatti nel campo del filtraggio attivo, che necessariamente ha bisogno di un sistema di accumulo, seppur minimo, per un corretto funzionamento. Questo si presenta come uno degli utilizzi più promettenti dei sistemi di accumulo in particolare con nella nuova visione delle "smart grids".

4) Un altro modo di incrementare la power quality mediante i sistemi di accumulo può essere quello della regolazione della tensione attraverso Q: durante l'energizzazione di apparecchiature collocate su porte a bassa potenza di corto circuito (relativamente a cosa si sta energizzando), il mantenimento del modulo di V va supportato mediante una rapida e transitoria erogazione di Q (e anche di P, nel caso di reti MT e BT caratterizzate da una impedenza equivalente (di Thevenin) con componente resistiva non trascurabile o addirittura preponderante e questo accade prevalentemente nei sistemi di media e bassa tensione)

5) Un'ultima applicazione dei sistemi di accumulo potrebbe essere quella relativa al contenimento del flicker, sia di origine industriale, sia legato a fonti energetiche discontinue come quella eolica. Il flicker è un fenomeno di abbassamento della tensione di rete che si ripropone con periodicità e si traduce in una ripetuta variazione dell'intensità delle sorgenti luminose, su frequenze a cui l'occhio umano è particolarmente sensibile. Anche in questo caso, un sistema di accumulo appositamente dimensionato potrebbe aiutare a compensare il fenomeno.

c) Mercato: i servizi di potenza descritti ai punti A e B valgono molto- o potranno valere molto - sui "mercati dei servizi ancillari". Non soltanto gli ISO (per gli aspetti di security) o i Distributori (per quelli di Power Quality) potrebbero essere interessati all'installazione in proprio degli accumuli, ma anche vari fornitori di servizi alla rete (come investimento da remunerare sui mercati).

1) **Riserva:** un sistema di accumulo può essere utilizzato come riserva in caso di necessità. L'energia rilasciata dal dispositivo viene remunerata attraverso un opportuno mercato. In base al tempo di risposta ed alla capacità di fornire entro certi tempi la potenza nominale si distinguono due tipi di riserva differenti, la "riserva rotante" e la "riserva sostitutiva". Per gli aspetti relativi ai servizi di potenza viene presa in considerazione soltanto la riserva rotante, intesa come l'insieme di tutte quelle sorgenti di potenza, connesse alla rete e sincronizzate con essa, che aumentino immediatamente la loro produzione a seguito di un abbassamento di frequenza, e che siano in grado di raggiungere la loro piena potenza entro i 10 minuti. I sistemi di accumulo elettrochimici quali le batterie sono sicuramente molto indicati come "riserva rotante", grazie ai loro generalmente rapidissimi tempi di risposta, molto inferiori di quelli dei grandi impianti di produzione convenzionali.

d) Accesso: la disponibilità dell'accumulo su una rete può, come precedentemente detto, "tagliare" i picchi di potenza e quindi permette di non utilizzare tutta la capacità di una linea aumentando la possibilità di connettere altri utenti evitando il raddoppio della stessa. Questa logica può essere applicata anche lato utente : l'utente può predisporre sulla sua rete interna accumuli in grado di tagliare i picchi e quindi chiedere meno potenza nell'accesso alla rete. Se l'utente è attivo l'installare un accumulo può permettere di essere meno variabile ed anche meno aleatorio

migliorando l'accettabilità da parte della rete.

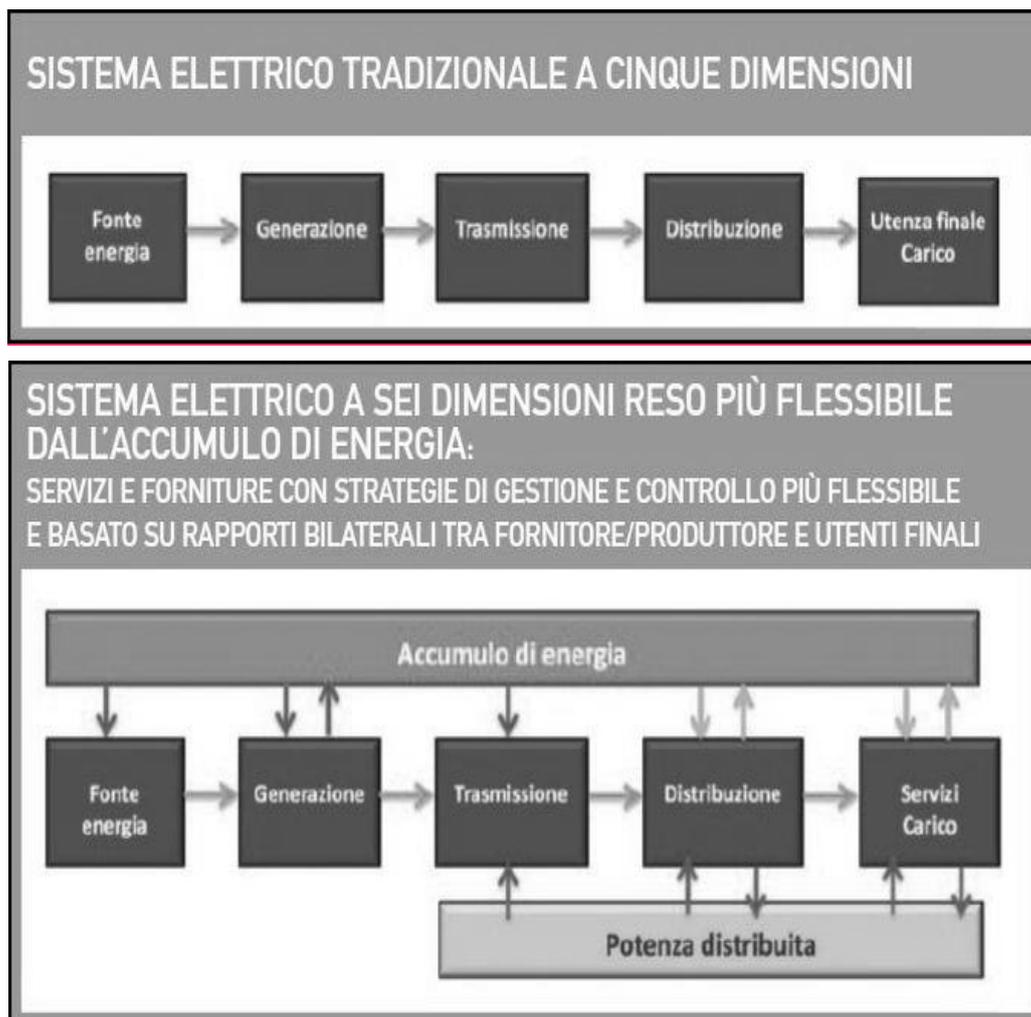


Fig. 8; L'evoluzione del sistema elettrico

- **Servizi di energia**

a) Security: relativamente alla security riguardante i servizi di energia, un sistema di accumulo può essere utile per:

1) Load levelling: con tale termine si intende il livellamento del profilo di carico lungo un intervallo di tempo lungo, quale può essere una giornata, una settimana, un mese. Un sistema di accumulo che si ricarichi durante le ore vuote (notturne) e si scarichi durante le ore di punta (diurne) certamente produce un load levelling giornaliero, ma lo stesso ragionamento può essere esteso a periodi più lunghi variando i parametri di scarica e di ricarica.

2) Valley filling: è la fase speculare, il carico notturno scende improvvisamente sotto il minimo tecnico dei gruppi in giri e ci sono problemi di over generation.

b) Power Quality: per quanto riguarda la power quality dal punto di vista energetico i sistemi di accumulo possono evitare le lunghe interruzioni, aumentando di conseguenza la qualità di sistema. In questo caso non sono richieste ai sistemi di accumulo prestazioni in potenza o prontezza di risposta, bensì performance di natura energetica, esaranno queste a formare i vincoli progettuali del sistema di accumulo stesso.

c) **Mercato:** la possibilità di accumulare energia può presentare vantaggi sia per il produttore che per l'utilizzatore (cliente), poiché entrambi possono spostare l'immissione/la richiesta nei momenti più convenienti per lo scambio di mercato indipendentemente da quelli più convenienti per la produzione/utilizzazione.

d) **Accesso:** certamente un accumulo potrebbe favorire l'accettabilità di un carico sulla rete, permettendo di differire o addirittura eliminare gli onerosi investimenti volti ad adeguare reti deboli alla presenza di nuovi carichi impulsivi, o comunque temporanei. Un esempio può essere quello di un cantiere che necessita di una potenza eccedente quella della linea di alimentazione disponibile. Un sistema di accumulo portatile potrebbe benissimo ricaricarsi durante le ore notturne, per poi rilasciare l'energia necessaria a coprire le esigenze di funzionamento del cantiere durante le ore diurne, permettendo al gestore di rete di evitare la ristrutturazione della linea di alimentazione insufficiente.

Classe	Tipologia	Funzionalità
«in energia»	Time-shift	Arbitraggio prezzo energia (storage)
		Arbitraggio prezzo energia (storage+ FRNP)
		Aumento quota autoconsumo energia prodotta da FRNP
		Riduzione potenza impegnata
		Flessibilizzazione curva di carico («load following» o «peak shaving»)
	Integrazione impianti FRNP	Risoluzione congestioni di rete (riduzione MP-FRNP)
		Regolarità/prevedibilità profilo di immissione (sbilanciamento)
		Regolazione profilo di scambio interfaccia AT/MT
	-	Differimento (riduzione) investimenti di rete
	Sicurezza sistema elettrico	Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico
«in potenza»	Servizi di rete	Integrazione con i sistemi di difesa
		Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione
		Inerzia sintetica
		Regolazione Primaria (frequenza)
		Regolazione Secondaria e Terziaria (frequenza-potenza)
		Bilanciamento in tempo reale
		Regolazione tensione
	«Power quality»	Qualità della tensione (Backup in CS o in CP)
		Continuità del servizio (Backup in CS o in CP)

Fig. 9; I possibili servizi di un sistema di accumulo

2.2 PRINCIPALI PARAMETRI DEGLI ACCUMULATORI

Una cella elettrochimica è costituita da due elettrodi uno positivo ed uno negativo in riferimento all'elettrodo di idrogeno standard. La differenza di potenziale tra l'elettrodo positivo e negativo è detto **potenziale di cella**. L'**elettrolita** rappresenta il mezzo per trasferire gli ioni + e - tra i due elettrodi. Il **catodo** è l'elettrodo positivo che accetta elettroni dal circuito esterno, mentre l'**anodo** è l'elettrodo negativo che produce elettroni utili per il circuito esterno (fornisce il "combustibile").

Ogni coppia di elementi attivi per la carica scarica del sistema hanno un specifico valore di potenziale elettrochimico. La tensione d'equilibrio di una cella è funzione della concentrazione dell'elettrolita e della temperatura, tale termine va a coincidere con il potenziale a vuoto, misurato con i morsetti della cella a circuito aperto.

Tale coincidenza di parametri viene raggiunta in condizioni operative in tempi di secondi o ore in base al tipo di tecnologia adottata. La **capacità** di una cella è tipicamente misurata in ampere ore Ah. La capacità è determinata da una corrente costante di scarica fino ad un definito valore di tensione di scarica. La capacità dipende notevolmente dalla corrente di scarica e dalla temperatura. I costruttori di batterie possono definire la corrente di scarica in base alla tensione di fine scarica (detta di cut off o interdizione o soglia), in genere si preferisce fissare un periodo di scarica prefissato dipendente dal tipo di batteria. È comunque fondamentale verificare le condizioni di riferimento fornite dai costruttori quando si effettuano comparazioni tra diversi prodotti. La capacità in un regime di scarica qualsiasi può essere determinato mediante i seguenti integrali.

$$C_{Wh} = \int_0^t E(t) * I(t) dt [Wh];$$

$$C_{Ah} = \int_0^t I(t) dt [Ah];$$

Se il processo di scarica avviene a corrente costante allora è possibile scrivere:

$$C_{Ah} = I * \Delta t [Ah]; \text{ con } I = \text{cost}$$

Tipicamente la tensione di cella varia tra 1.2 V e 3.6 V. A causa di ciò svariate celle sono collegate in serie per formare una stringa con tensione nominale più elevata. La tensione nominale di una batteria è perciò definita dal numero di celle collegate in serie per la tensione nominale di una singola cella. Le batterie sono sempre vendute in blocchi o moduli. Per aumentare la capacità di una batteria più stringhe vengono collegate in parallelo. L'**energia nominale** contenuta da una batteria Wh è definita dalla tensione nominale di batteria per gli ampere ora nominali della batteria.

Lo stato di carica (**SOC state of charge**) definisce la capacità che può essere ancora fornita dalla batteria in un istante definito. SOC pari a zero vuol dire che la batteria è completamente scarica. Valore complementare allo stato di carica è la profondità di scarica (**DOD depth of discharge**) infatti tale valore indica quanta energia è stata erogata infatti:

$$SOC = \frac{Ah \text{ rimanenti nella batteria}}{Ah \text{ nominali}} ;$$

$$DOD = \frac{Ah \text{ assorbiti dalla batteria}}{Ah \text{ nominali}} = \frac{Ah \text{ nominali} - Ah \text{ rimanenti}}{Ah \text{ nominali}} ;$$

$$DOD = 1 - SOC ;$$

Un **ciclo** si riferisce ad un processo di scarica seguito da un processo di carica. Nei data sheet delle batterie il ciclo fa riferimento ad uno stato iniziale di SOC=1 fino ad un valore fissato di DOD. Un ciclo completo nominale si riferisce alla scarica completa di una batteria da SOC=1 fino a DOD=1. I cicli di vita di una batteria rappresenta i numeri di cicli oltre i quali, in funzione del DOD raggiunto nel processo di scarica, la capacità della batteria risulta essere inferiore all'ottanta per cento della capacità di inizio vita della batteria. L'**efficienza in capacità** η_{Ah} (o ampere-hour efficiency) è definito dal rapporto degli ampere ore scaricati dalla batteria per gli ampere ore di carica della batteria, sotto specifiche condizioni di temperatura e velocità di carica e scarica. Nel caso di processi a corrente costante l'efficienza in capacità è così esprimibile:

$$\eta_{Ah} = \frac{I \text{ scarica} * t \text{ scarica}}{I \text{ carica} * t \text{ carica}} ;$$

Spesso è utilizzato anche il fattore di carica definito come il reciproco dell'efficienza di capacità $1/\eta_{Ah}$. L'efficienza in energia η_{Wh} è il rapporto tra l'energia scaricata per l'energia caricata in precise condizioni. La taglia della batteria è data dall'energia nominale contenuta nelle condizioni di carica piena. Per esprimere in altri termini la taglia di una batteria in relazione con il carico al quale deve fornire l'energia, si usa spesso il termine di giorni di autonomia. I giorni di autonomia sono definiti come il rapporto tra l'energia contenuta in una batteria kWh per il consumo medio giornaliero kWh/giorno. Tale termine per cui esprime per quanto tempo il sistema a piena carica riesce ad alimentare il carico ad esso collegato. La corrente di batteria in genere è data in relazione alla taglia della batteria stessa. Questo in quanto la tensione e le proprietà elettriche che sono corrente-dipendenti sono legate alla corrente specifica del carico agli elettrodi in accordo con gli elementi attivi impiegati nella batteria. La corrente di batteria perciò viene espressa come multiplo degli ampere ora nominali (capacità della batteria) o come multiplo di una corrente di scarica definita. Ad esempio per una batteria di capacità pari a C=100 Ah una corrente di 10 A è definita come 0.1*C con I10 si indica la corrente che causa la scarica completa della batteria in 10h. la capacità in genere viene indicata con il **termine Cx** dove x indica il tempo che causa la scarica della batteria. La tensione di fine carica di una batteria definisce il limite superiore di tensione. La ricarica della batteria in genere non viene arrestata con il raggiungimento di tale valore, ma si attua una riduzione della corrente impressa per mantenere il valore della tensione di fine carica nel tempo. Il tempo di vita di una batteria dipende fortemente dalle condizioni operative e dalla strategia di controllo. I produttori in genere utilizzano due diversi tipi di lifetime: il float lifetime fornisce il tempo di vita sotto condizioni di carica costanti in assenza di cicli e per continui processi di carica scarica (cycle lifetime). Talvolta è fornito anche lo shelf lifetime che definisce il tempo per

la quale la batteria mantiene la sua capacità al di sopra dell' 80% rispetto al valore nominale, le batterie infatti sono soggette al degrado delle prestazioni nel tempo anche se non utilizzate.

L'auto scarica descrive le (reversibili) perdite di capacità in condizioni di circuito aperto. La sua entità dipende fortemente dalla temperatura. Lo stato di salute della batteria è definito come il rapporto tra la capacità attuale e la capacità nominale. Lo stato di salute indica per quanto a lungo il sistema di accumulo potrà sopportare alla sua funzione. In genere per le batterie al piombo-acido lo stato di salute limite oltre il quale si procede alla sostituzione delle batterie è dell'80%, le batterie possono operare con stati di salute anche molto inferiori però i giorni di autonomia calano notevolmente. Parametri molto importanti utilizzati per il confronto tra differenti tipi di batterie sono l'energia specifica Wh/kg, la potenza specifica W/kg, la densità di energia Wh/m³ e la densità di potenza W/m³.

2.3 ANALISI DELLE ATTUALI TECNOLOGIE PER L'ACCUMULO RESIDENZIALE

2.3.1 ACCUMULATORI PIOMBO ACIDO

Le batterie elettrochimiche costituiscono la tecnologia più convenzionale per l'accumulo di energia elettrica. Anche se sono disponibili sul mercato diverse coppie elettrochimiche, le batterie al piombo acido per le loro caratteristiche energetiche (densità di energia, densità di potenza) e per i loro costi contenuti, rappresentano la soluzione attualmente più diffusa per l'accumulo elettrochimico sia nelle applicazioni industriali sia nelle generazione distribuita.

Il loro successo è essenzialmente dovuto al basso costo e alla larga disponibilità del piombo, oltre ad una tecnologia relativamente semplice e ormai affermata di manifattura. Si aggiungono infine i vantaggi di buona affidabilità e di infrastrutture di servizio e di riciclaggio diffuse e ben consolidate. Di contro hanno diversi aspetti negativi, quali una vita attesa abbastanza bassa, una densità di energia e di potenza non eccessivamente elevate, che ha come conseguenza la necessità di un ampio ingombro superficiale, la necessità di installare sistemi di ventilazione adeguati dal momento che in fase di ricarica si può avere la produzione di idrogeno ai morsetti. Inoltre uno degli aspetti più critici nella gestione di una batteria di accumulatori al piombo acido è legato al fatto che il rendimento amperometrico è inferiore all'unità, e questo complica notevolmente la misura dello stato di carica.

Un accumulatore al piombo è costituito da una cella elettrochimica nella quale le sostanze che agiscono come materie attive sono:

1. **Biossido di piombo** (PbO₂) all'elettrodo positivo
2. **Piombo** spugnoso (Pb) all'elettrodo negativo
3. **Elettrolito** costituito da una soluzione in acqua d'acido solforico (H₂SO₄), circa il 37% del peso.

Durante la costruzione della cella entrambe le piastre vengono ricoperte da uno strato di piombo con differenti additivi per le due piastre sotto forma di una miscela polverizzata molto fine. All'apparenza appaiono due strutture metalliche rigide. Quando poi s'immergono nella soluzione queste si "ammorbidiscono".

L'elettrolito è formato da acqua che serve solo per diluire l'acido solforico. L'acido solforico H₂SO₄ durante la reazione chimica sostituisce l'idrogeno con il piombo e si consuma durante il processo di scarica. Perciò la concentrazione dell'acido solforico decresce linearmente con lo stato di carica. Questa è una differenza sostanziale rispetto alle altre batterie, dove l'elettrolita funge solo da conduttore di ioni. In questa tipologia di batterie, si ha un'addizionale fonte di ioni che ha lo

scopo di controbilanciare la carica dissolta nell'elettrolita a causa del processo elettrochimico. Quindi l'elettrolita è soggetto a cambi di struttura, come accade per i materiali che compongono gli elettrodi. Questo influisce notevolmente sulle caratteristiche della batteria e sul processo di invecchiamento.

Alla reazione di carica si sovrappone un'altra reazione, che, in termini macroscopici, produce l'elettrolisi dell'acqua, con liberazione di idrogeno all'elettrodo negativo ed ossigeno all'elettrodo positivo. Questo fenomeno si manifesta quando la cella si avvicina alla completa ricarica e la tensione ai morsetti aumenta oltre un certo valore (tensione di gassificazione). Questa reazione ha come conseguenza la riduzione del rendimento di ricarica, il consumo di acqua dell'elettrolita, e la produzione di gas che possono formare delle miscele potenzialmente esplosive.

Esistono molteplici tipologie di accumulatori, che possono essere raggruppate in due categorie principali:

- gli **accumulatori (Piombo acido) aperti**, o *VLA - Vented Lead Acid*,
- gli **accumulatori (Piombo acido) ermetici**, o *VRLA - Valve Regulated Lead Acid*.

Gli accumulatori VLA, tuttora i più diffusi, sono caratterizzati dalla presenza di aperture che permettono l'uscita nell'ambiente circostante dei gas, essenzialmente idrogeno e ossigeno, prodotti durante la ricarica e trovano largo impiego in applicazioni stazionarie e nella trazione. Negli accumulatori VRLA, l'idrogeno prodotto sulla piastra negativa viene convogliato verso la positiva dove si ricombina con l'ossigeno ricostituendo acqua. Gli accumulatori ermetici sono ormai ampiamente diffusi grazie al fatto di richiedere minore manutenzione, minore ingombro e di emettere quantità di idrogeno limitate.

In genere gli accumulatori di tipo VLA hanno valori di energia specifica compresi tra 15 e 25 Wh/kg (corrispondenti ad una densità di energia di 30 – 50 Wh/l) e picchi di potenza specifica di 20-40 W/kg (40-80 W/l). Nelle realizzazioni speciali per la trazione elettrica stradale si raggiungono potenze specifiche di 70-80 W/kg.

Gli accumulatori ermetici di tipo VRLA essendo più compatti hanno delle migliori prestazioni in termini di contenuto energetico, hanno infatti valori di energia specifica compresa tra 20 e 45 Wh/kg (40-90 Wh/l), con picchi di potenza di 60-150 W/kg (120-300 W/l).

Un altro fenomeno di cui tenere conto è l'autoscarica. Nelle batterie al piombo l'autoscarica è dovuta a varie reazioni parassite che consumano lentamente le cariche presenti e portano nel tempo alla scarica completa della batteria. In condizioni normali l'autoscarica determina una riduzione della carica della batteria pari a circa il 2-3% al mese.

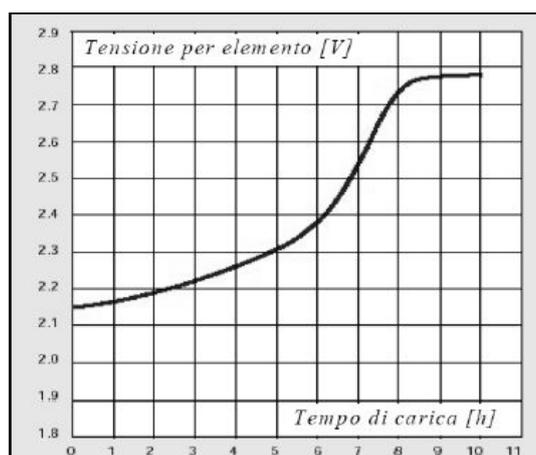


Fig. 10; Andamento della tensione di cella in fase di carica (Piombo acido)

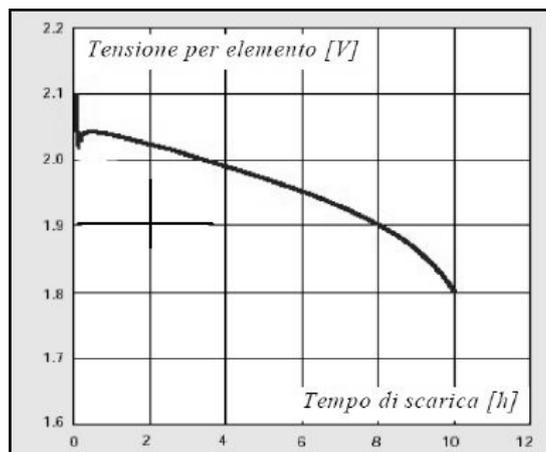


Fig. 11; Andamento della tensione di cella in fase di scarica (Piombo acido)

Oltre che dalla temperatura, dalla tensione e dallo stato di invecchiamento, la capacità di un accumulatore al piombo dipende anche dalla corrente di scarica. In particolare la capacità diminuisce all'aumentare del valore della corrente di scarica. Ciò determina, come già detto, notevoli complicazioni nella misura dello stato di carica della batteria.

Poiché la capacità è il prodotto della corrente di scarica per la durata della scarica stessa, se ne deduce che la capacità dipende anche dalla durata della scarica, con legge crescente.

Generalmente per applicazioni stazionarie si assume come capacità nominale la capacità al regime delle 10 h. Le capacità di una cella al piombo disponibili industrialmente possono variare da poche decine fino a migliaia di amperora.

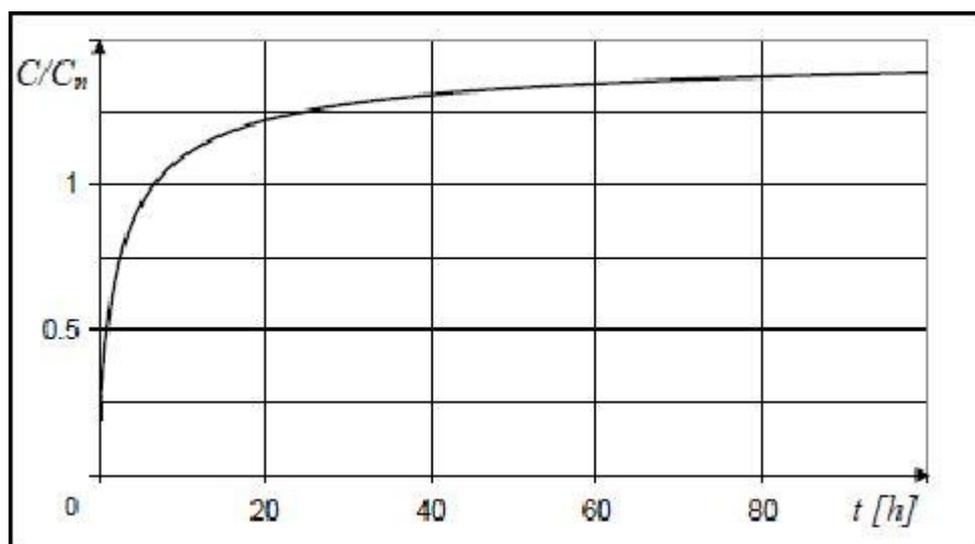


Fig. 12; Legame tra Capacità e durata della scarica (Piombo acido)

La vita attesa di un accumulatore al piombo può variare in base alla tipologia e alla gestione. Una batteria tipo SLI (per l'avviamento di motori a combustione interna) ha una vita attesa di 3-4 anni, mentre un accumulatore aperto stazionario, gestito in tampone e correttamente mantenuto può arrivare ad una vita di oltre 20 anni. Il numero di cicli di carica/scarica di una cella al piombo, con una profondità di scarica dell'80%, è tra 500 e 800.

Livello dell'elettrolita: durante il normale esercizio, l'acqua viene persa dalla batteria a causa dell'evaporazione e dell'elettrolisi in idrogeno e ossigeno, i quali vengono dispersi in atmosfera. L'evaporazione, fatta eccezione per climi secchi, è trascurabile rispetto all'elettrolisi dell'acqua. È molto importante mantenere il livello dell'elettrolita sia per garantire il trasporto degli ioni ma anche perché permette lo smaltimento di calore dai piatti che fungono da elettrodi. Infatti le zone delle piastre non coperte dall'elettrolita, a causa di un suo consumo, non sono soggette alle reazioni elettrochimiche e sono dunque sede di concentrazione di calore. Per ridurre i consumi di acqua da parte delle batterie sarebbe utile utilizzare sistemi di ricombinazione di idrogeno ed ossigeno in ogni cella possibile. L'aggiunta di eventuale acqua deve essere effettuata a fine carica e prima della fase di equalizzazione della carica. In climi freddi l'acqua non deve essere aggiunta senza miscelazione dell'intera massa. L'acqua aggiunta deve essere distillata o demineralizzata o comunque acqua che è stata approvata per l'uso nelle batterie. Deve essere evitato l'eccessivo riempimento perché l'elettrolita acido causerebbe la corrosione e altri fenomeni che portano alla riduzione della capacità della batteria. Pulizia: può prevenire i fenomeni nocivi legati alla corrosione della cella. Le batterie in genere accumulano polvere e sporcizia che deve essere periodicamente rimossa per evitare che possa diventare sede di correnti parassite. Altro problema da evitare è che il coperchio si bagni in caso di eccessivo riempimento della batteria con acqua. La componente acida dell'elettrolita rimarrebbe nel coperchio causandone la corrosione. Per evitare ciò bisogna neutralizzare l'acido lavando la batteria con una soluzione di soda caustica e acqua calda.

Surriscaldamenti: le sovratemperature sono estremamente nocive per le batterie specialmente con temperature superiori ai 55°C a causa del tasso di corrosione, della solubilizzazione dei componenti metallici e dei fenomeni di auto scarica. Per ripristinare la capacità iniziale della batteria che opera in condizioni di sovratemperatura, sono necessari processi di ricarica che richiedono energie sempre maggiori.

Nonostante la batteria al piombo abbia raggiunto una buona maturità sia tecnologica che commerciale sono ancora in corso attività di ricerca per migliorare le prestazioni. Si cerca in particolare di aumentare il tempo di vita della batteria studiando nuove tipologie di elettrodi.

Concludendo, possiamo affermare che gli accumulatori al piombo acido offrono prestazioni inferiori rispetto a quelle delle altre tecnologie di accumulo che vedremo nel seguito della trattazione, soprattutto per quanto riguarda energia specifica e durata attesa; le ragioni che spiegano la diffusione di queste batterie sono da ricercare nel loro prezzo ridotto rispetto ad altre tecnologie. Esso infatti si aggira sui 1300 euro/kWh a fronte dei circa 2000 euro/kWh per una batteria analoga agli ioni di litio.

Caratteristica	Valore
Capacità (Ah)	1 ÷ 10.000
Energia specifica (Wh/kg)	15 ÷ 25 (VLA) 20 ÷ 40 (VRLA)
Potenza specifica (W/kg)	20 ÷ 40 (VLA) 70 ÷ 80 (VRLA)
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	70 ÷ 85
Rendimento Amperometrico (%)	80
Durata (n° di cicli)	800
Temperatura di funzionamento (°C range)	-20 ÷ 60

Tabella 1; Caratteristiche tipiche accumulatore Piombo acido

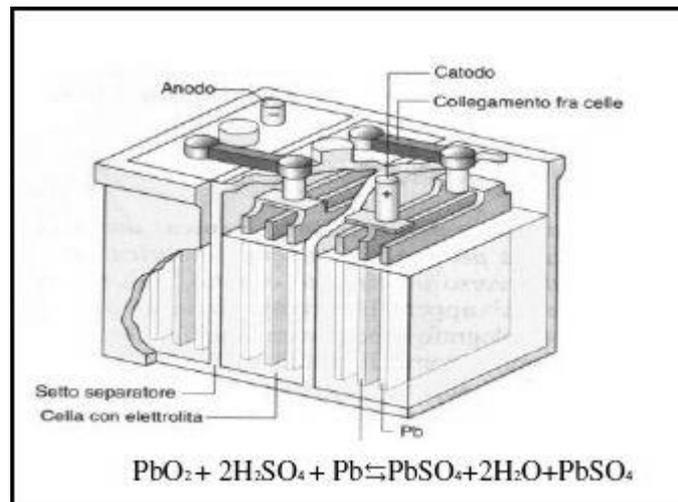


Fig. 13; Tipica struttura di un accumulatore a Piombo acido

2.3.2 ACCUMULATORI LITIO

L'accumulatore al litio è l'ultima e più promettente generazione di accumulatori per le applicazioni più diverse. Le batterie al litio utilizzano una grande varietà di materiali che danno vita a un elevato numero di possibili coppie elettrochimiche, e conseguentemente a una classe di prodotti "al litio", oggi commercialmente disponibili o in fase di avanzata ricerca e sviluppo. Tra le batterie ricaricabili, quelle al litio hanno, con esclusione forse delle metallo-aria, le prestazioni potenzialmente più interessanti. Non esiste una sola batteria al litio ma moltissimi tipi diversi che differiscono tra loro per materiali elettrodici e/o elettrolitici. L'unico elemento che è tipico di tutte queste batterie è lo ione portatore della carica elettrica (ione Litio, Li+). Il Litio è l'elemento avente il potenziale ($E^0 = -3,045$ V, riferito a un elettrodo di riferimento) più negativo e quindi, accoppiandolo a un altro elemento, si ottiene un'elevata differenza di potenziale (il motore della batteria) che è direttamente proporzionale all'energia di una cella. Il Litio è un metallo alcalino, terzo elemento della scala periodica, con un modesto peso atomico e una notevole reattività/instabilità, caratteristiche queste che lo rendono estremamente appetibile per l'uso in accumulatori. Ciò fa anche sì che il sistema sia potenzialmente pericoloso, sia durante la fabbricazione che l'utilizzo, e che tutti i materiali debbano essere manipolati in un ambiente estremamente controllato e privo di umidità, contaminanti e agenti fisici sia durante la preparazione che nelle fasi successive di esercizio o di riciclo.

Le batterie al litio negli ultimi 15 anni hanno guadagnato elevatissime quote di mercato e in tutte le applicazioni portatili che richiedono piccoli ingombri (alta densità di energia, Wh/l) e basso peso (alta energia specifica, Wh/kg) sono sempre più utilizzate rispetto a quelle nichel-idruri metallici. Il mercato "consumer", per esempio, con gli accumulatori per telefonini, computer portatili, macchine fotografiche e videocamere utilizzano quasi esclusivamente le batterie litio-ione. Più in generale si può dire che dove sono necessarie alte energie, in volume o in peso, ed è essenziale avere un alto numero di cicli, la scelta non può che orientarsi verso gli accumulatori al litio; invece dove i suddetti parametri non sono indispensabili e il costo e la sicurezza sono fattori limitanti, ci si è finora orientati verso altri sistemi. Sono in corso studi per migliorare gli accumulatori al litio soprattutto per quel che riguarda gli aspetti di sicurezza e di costo, per poter estendere il loro impiego all'immagazzinamento di energia per applicazioni che necessitano di potenza e affidabilità, come i veicoli elettrici e le reti di distribuzione di energia per il taglio dei picchi e il livellamento di carico. Le batterie al litio vengono di solito distinte in due tipologie principali: Litio metallico e Litio-ione; inoltre possono essere considerate un sottoinsieme delle precedenti, le batterie litio-ione polimeriche e litio metallico polimeriche.

Nonostante le diverse tipologie di batterie litio-ioni, esse sono caratterizzate da una struttura comune. L'anodo è costituito da grafite, il catodo è solitamente costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione (ad esempio ossido di cobalto, fosfato di ferro, ecc.) che garantisce una struttura a strati o a tunnel dove gli ioni litio, che sono sempre i portatori di carica elettrica, possono essere inseriti ed estratti facilmente.

Molta attenzione deve essere inoltre prestata al progetto e alla realizzazione della cella ed in particolare alla gestione di batterie costituite dal collegamento in serie e/o parallelo di più celle. Il collegamento di un numero elevato di elementi comporta una serie di criticità da affrontare, infatti per questa tipologia di celle elettrochimiche è necessario l'uso di sistemi di bilanciamento delle tensioni di cella (BMS) per evitare che, a causa della disomogeneità di comportamento, alcune celle si portino a lavorare con valori di tensione non ammissibili, causando situazioni di pericolo. La presenza di tali sistemi ha un forte impatto sui costi e sull'affidabilità complessiva della batteria. Le celle litio-ioni hanno un'energia specifica tra 130 – 180 Wh/kg, corrispondente a una densità di energia di 270 – 380 Wh/l (la più elevata tra tutti i sistemi di accumulo elettrochimici). La potenza specifica può arrivare a valori di picco di 1800 W/kg (con energia specifica ridotta), per celle specificatamente progettate per lavorare ad alta potenza. Le celle litio-ioni-polimeri hanno valori di energia specifica e densità di energia molto simili (140 – 150 Wh/kg), mentre la potenza specifica può arrivare a 2800 W/kg. Il rendimento energetico è molto elevato per entrambe le tecnologie, con valori fino al 95% dipendentemente dalle condizioni operative. Il tempo di vita in cicli delle celle è fino a 5000 cicli con una profondità di scarica del 100%, ed è legato con legge logaritmica alla profondità di scarica. Il range di temperatura di lavoro è molto ampio, può andare da -30 °C (per alcune celle di tipo commerciale fino a -60 °C) fino a 60 °C (la temperatura consigliata è 30 °C).

Caratteristica	Valore
Capacità (Ah)	0,1 ÷ 10.000
Energia specifica (Wh/kg)	40 ÷ 180
Potenza specifica (W/kg)	200 ÷ 3.000
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	80 ÷ 95
Rendimento Amperometrico (%)	100
Durata (n° di cicli)	1.500 ÷ 5.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	-30 ÷ 60

Tabella 2; Caratteristiche tipiche accumulatore Litio

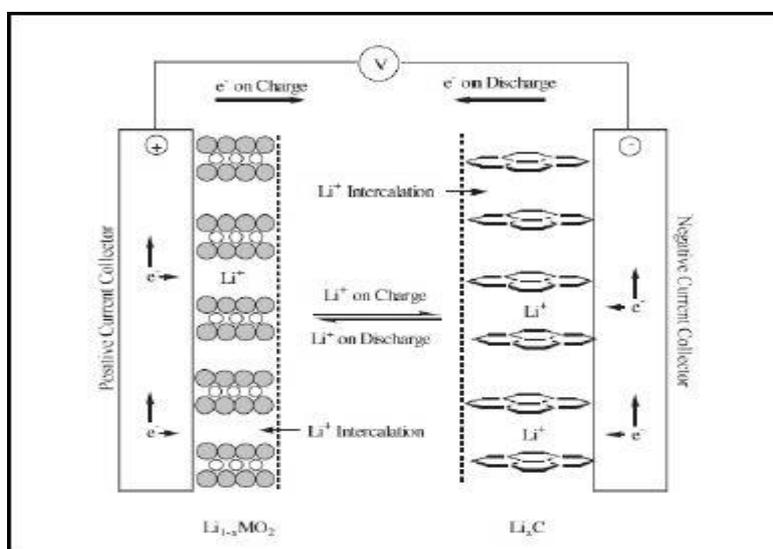


Fig. 14; Tipica struttura di un accumulatore Litio

2.3.3 ACCUMULATORI ZEBRA

La batteria ZEBRA (*Zero Emission Battery Research Activity*) è, dal punto di vista delle prestazioni, sostanzialmente simile alla sodio/zolfo ma è intrinsecamente più sicura. Per tale motivo la batteria sodio/zolfo è attualmente progettata e impiegata in applicazioni stazionarie, generalmente di grossa taglia (*peak-shaving, load-levelling*), in cui non ci sono rischi di crash di tipo meccanico, mentre la batteria ZEBRA è attualmente impiegata principalmente nella trazione elettrica stradale e la si sta testando per applicazioni stazionarie.

Nella batteria ZEBRA i due elettrodi si trovano allo stato fuso e sono divisi da un separatore di materiale ceramico, la β -allumina, che consente il passaggio ionico. L'elettrodo positivo è costituito da cloruro di nichel, e si trova immerso in un elettrolita liquido costituito da una soluzione di tetracloroalluminato di sodio (rispetto al quale naturalmente risulta insolubile) mentre, l'elettrodo negativo è costituito da sodio.

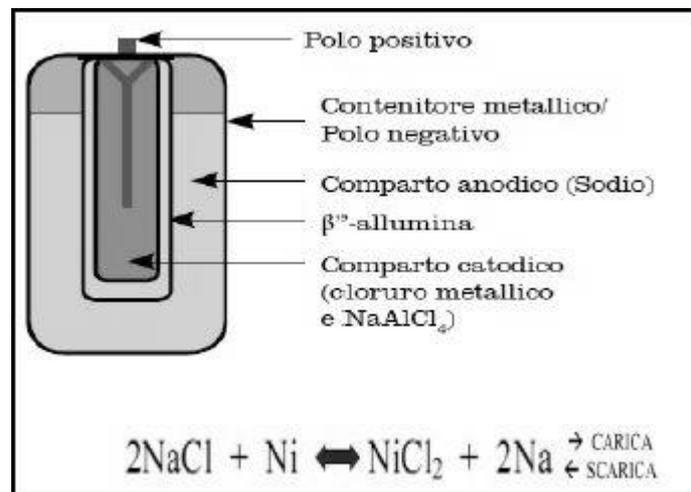


Fig. 15; Tipica struttura di un accumulatore ZEBRA

La forza elettromotrice di una cella sodio/cloruro di nichel, ad una temperatura di lavoro tra i 240 ed i 300 °C è pari a 2,58 V ed è indipendente dallo stato di carica della cella.

Per ottenere una struttura omogenea ed affidabile la cella elementare è in genere di dimensioni ridotte avendo, di conseguenza, una piccola capacità. Pertanto, per realizzare una batteria avente una certa capacità complessiva ed una certa tensione ai morsetti, si ricorre al collegamento in serie e parallelo di un numero molto elevato di celle elementari

L'involucro della batteria è caratterizzato da un'adeguata coibentazione termica, necessaria per consentire di minimizzare l'energia necessaria per riscaldare e tener caldi gli elementi e ridurre lo scambio termico con l'ambiente circostante.

Le reazioni che avvengono al suo interno non determinano la produzione di gas, riducendo (o risolvendo) il problema di ventilazione del locale batterie per diluire eventuali emissioni pericolose.

La batteria ZEBRA ha prestazioni molto simili a quelle della batteria sodio/zolfo. I moduli disponibili in commercio, che sono comprensivi quindi di sistema di riscaldamento, coibentazione e BMI (*Battery Management Interface*), hanno un'energia specifica di 100 –130 Wh/kg

(corrispondente ad una densità di energia di 160 –190 Wh/l) ed una potenza specifica di 160 – 190 W/kg (circa 260 – 290 W/l).

Il rendimento energetico della batteria è molto elevato, con valori attorno all'80 – 93 % a seconda del ciclo di lavoro.

Riassumendo gli accumulatori zebra sono caratterizzati da: elevati rendimenti energetici, prestazioni indipendenti dalla temperatura ambiente, vita attesa molto buona; il costo di questa tecnologia è stimabile tra i 1200 e i 2100 euro/kWh in funzione della taglia del sistema.

Caratteristica	Valore
Capacità (Ah)	32
Energia specifica (Wh/kg)	160
Potenza specifica (W/kg)	170
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	90
Rendimento Amperometrico (%)	100
Durata (n° di cicli)	2.500 ÷ 3.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	insensibilità alla temperatura

Tabella 3; Caratteristiche tipiche accumulatore ZEBRA

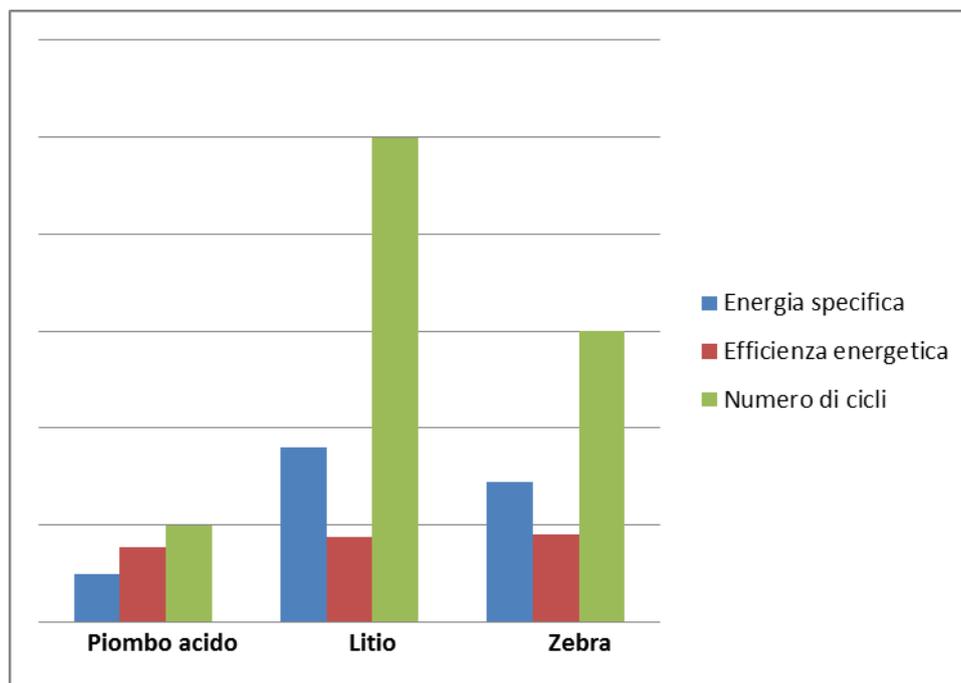


Fig. 16; Comparazione parametri principali tra le tre diverse tecnologie

CAP 3. LA NUOVA NORMATIVA SEU

La disciplina dei Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) permetterà al fotovoltaico di proporsi nuovamente come tecnologia competitiva per contribuire alla riduzione dei costi energetici dei privati e delle imprese, anche in assenza di forme di incentivazione.



3.1 DEFINIZIONE DI SEU E CONDIZIONI NECESSARIE

L'Articolo 10 comma 2 del D. Lgs. 115/2008 ha previsto un regime di particolare favore, in termini di esenzione dal pagamento di oneri generali di sistema e di tariffe di distribuzione e trasmissione, per un particolare regime di autoconsumo denominato Sistema Efficiente di Utenza (di seguito definito anche "SEU"), delegando l'attuazione di tale disciplina all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Con la deliberazione 12 Dicembre 2013 n. 578 del 2013 (di seguito la "Delibera"), l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (di seguito l'Autorità) ha dato attuazione a tale disciplina.

Direttamente dalla delibera, ecco le definizioni fondamentali:

- **Sistemi di Auto-Approvvigionamento Energetico (SAAE):** configurazioni impiantistiche in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, anche nella titolarità di una persona fisica o giuridica diversa dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato, ad una unità di consumo di una persona fisica o ad una o più unità di consumo di un'unica persona giuridica, o di più persone giuridiche appartenenti al medesimo gruppo societario, e sono realizzati all'interno di un'area di proprietà o nella disponibilità del medesimo cliente o gruppo societario;
- **Unità di consumo:** un insieme di impianti elettrici per il consumo di energia elettrica connessi alle reti pubbliche, anche per il tramite di reti private, tali che i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente. Tali impianti per il consumo di energia elettrica sono connessi alle reti in un unico punto per ciascuna unità immobiliare e sue pertinenze, con l'eccezione dei punti di emergenza e tenendo conto di quanto disposto ai commi 5.2 e 5.2bis dell'Allegato B alla deliberazione n.348/07.
- **Disponibilità di un'area:** anche il possesso di contratti di affitto o di usufrutto sono sufficienti a poter dimostrare la disponibilità di un'area. Si ritiene altresì che l'area si considera integra nel caso in cui il collegamento diretto tra un impianto di produzione e un impianto di consumo attraversi strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi. Sono pertanto ammissibili sistemi SSPC realizzati all'interno di un'area di proprietà o nella disponibilità di un unico soggetto (sia esso cliente finale o gruppo societario o produttore, a seconda dei casi discussi) senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi.

I SEU sono un sottoinsieme dei Sistemi di Auto-Approvvigionamento Energetico. Al fine di rendere coerente la definizione di SEU con le definizioni utilizzate dall'Autorità nel settore elettrico si ritiene opportuno precisare alcuni aspetti contenuti nella definizione di SEU presente nel decreto legislativo proponendo la seguente definizione:

- **Sistema Efficiente di Utenza (SEU):** è un sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, con potenza complessivamente non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) ed è realizzato all'interno di un'area di proprietà o nella disponibilità del medesimo cliente.

Un esempio concreto: un operatore nel settore energetico può realizzare un impianto fotovoltaico sul tetto di un capannone industriale e poi rivendere l'energia prodotta, direttamente in loco, ai consumatori, che siano essi imprese o artigiani, senza però passare per la rete nazionale, così da usufruire di una serie di vantaggi derivanti dal costo minore dell'energia autoconsumata, con ricavi per ambo le parti coinvolte.

- ***Quali sono le condizioni necessarie affinché si configuri un SEU ?***

Ai sensi dell'Articolo 1.1 della Delibera devono verificarsi tutte le condizioni per le quali si ha la definizione di SEU.

Innanzitutto la potenza complessiva dell'impianto, eventualmente anche più di uno, sia esso da fonte rinnovabile o cogenerativo ad alto rendimento, non deve superare i 20 MW e deve essere gestito da un solo soggetto.

Tale potenza può essere sfruttabile da un'unica unità di consumo di un unico cliente finale e quindi, come visto nella definizione, per uno specifico impiego o finalità produttiva e tutti sulla medesima unità immobiliare, o comunque su unità attigue, nella piena disponibilità del titolare del punto di consumo. Per piena disponibilità si intende il diritto di proprietà, il diritto di superficie o di usufrutto, ovvero un titolo contrattuale come la locazione o il comodato. L'eventuale collegamento tra gli impianti di produzione dovrà avvenire attraverso una linea privata che non comprenda collegamenti con altri impianti di produzione e senza obbligo di connessione di terzi. Altra condizione necessaria è che il collegamento tra punto di produzione e punto di consumo sia senza interruzione della continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, nella piena disponibilità del medesimo cliente finale, quindi, eventualmente, il collegamento tra punto di produzione e punto di consumo potrà attraversare, ad esempio, una strada o un fiume ma non potrà percorrerli. Come vedremo in seguito, questo sarà uno dei punti più critici per le effettive realizzazioni pratiche, soprattutto per alcune fonti energetiche.

3.2 I DIVERSI SCENARI PRODUTTORE/CLIENTE FINALE

I sistemi di auto-provvigionamento energetico, di cui i SEU fanno parte, sono esclusi dal novero delle reti elettriche. Sono sistemi "semplici" e sono caratterizzati, come già detto, dalla presenza di un unico cliente finale (o di più clienti finali solo se appartenenti allo stesso gruppo societario) e un produttore eventualmente terzo. Sono possibili due diverse fondamentali configurazioni per un SEU ma prima definiamo cos'è una ESCO e quale ruolo ricopre:

Le **Energy Service Company** (anche dette **ESCO**) sono società che effettuano interventi finalizzati a migliorare l'efficienza energetica, assumendo su di sé il rischio dell'iniziativa e liberando il cliente finale da ogni onere organizzativo e di investimento. I risparmi economici ottenuti vengono condivisi fra la ESCO ed il Cliente finale con diverse tipologie di accordo commerciale.

Dalle modalità operative tipiche delle ESCO nel mercato, le esco possono essere definite in diversi modi:

- "un'impresa che finanzia, sviluppa e installa progetti rivolti al miglioramento dell'efficienza energetica ed al mantenimento dei costi relativi alle attrezzature installate a tal scopo";

- “un soggetto specializzato nell’effettuare interventi nel settore dell’Efficienza Energetica, assumendo per il cliente la necessità di reperire risorse finanziarie per la realizzazione dei progetti e il rischio tecnologico, in quanto gestisce sia la progettazione/costruzione, sia la manutenzione per la durata del contratto (compresa usualmente fra i cinque e i dieci anni)”;
- “una società che fornisce ai propri clienti (in genere utenti con significativi consumi di energia) un insieme di servizi integrati per la realizzazione, ed eventuale successiva gestione, di interventi per il risparmio energetico, garantendone i risultati ed i risparmi promessi, che viene compensata, in base ai risultati, con i risparmi conseguiti, eventualmente anche finanziando l’intervento”

Le ESCO possono formarsi con origini e caratteristiche diverse. Possono essere ad esempio:

- Società impiantistiche;
- Società di gestione e manutenzione di impianti;
- Società sorte ad hoc;
- Utilities o fornitori di combustibili od energia elettrica;
- Fornitori di componenti ed apparecchiature;
- Agenzie energetiche pubbliche o a capitale misto pubblico/privato.

Le ESCO non vanno confuse con un'altra categoria di società fornitrice di servizi energetici, l’Energy Service Provider Company (ESPC), che offre servizi energetici agli utenti finali, compresa la fornitura e l’installazione di apparecchiature efficienti e/o la messa a nuovo dell’edificio, la gestione e la manutenzione, la gestione degli impianti, la fornitura di energia. Le ESPC possono essere consulenti specializzati nel miglioramento energetico, produzione di attrezzature o servizi ausiliari. Possono ottenere alcuni incentivi legati alla diminuzione dei consumi, ma questi non sono così netti come nell’approccio “ESCO”: una ESPC è pagata in percentuale in base all’entità dello studio o dell’installazione, non sulla base delle prestazioni del sistema proposto, quindi una ESPC non si assume rischi nel caso di funzionamento con prestazioni inferiori al previsto.

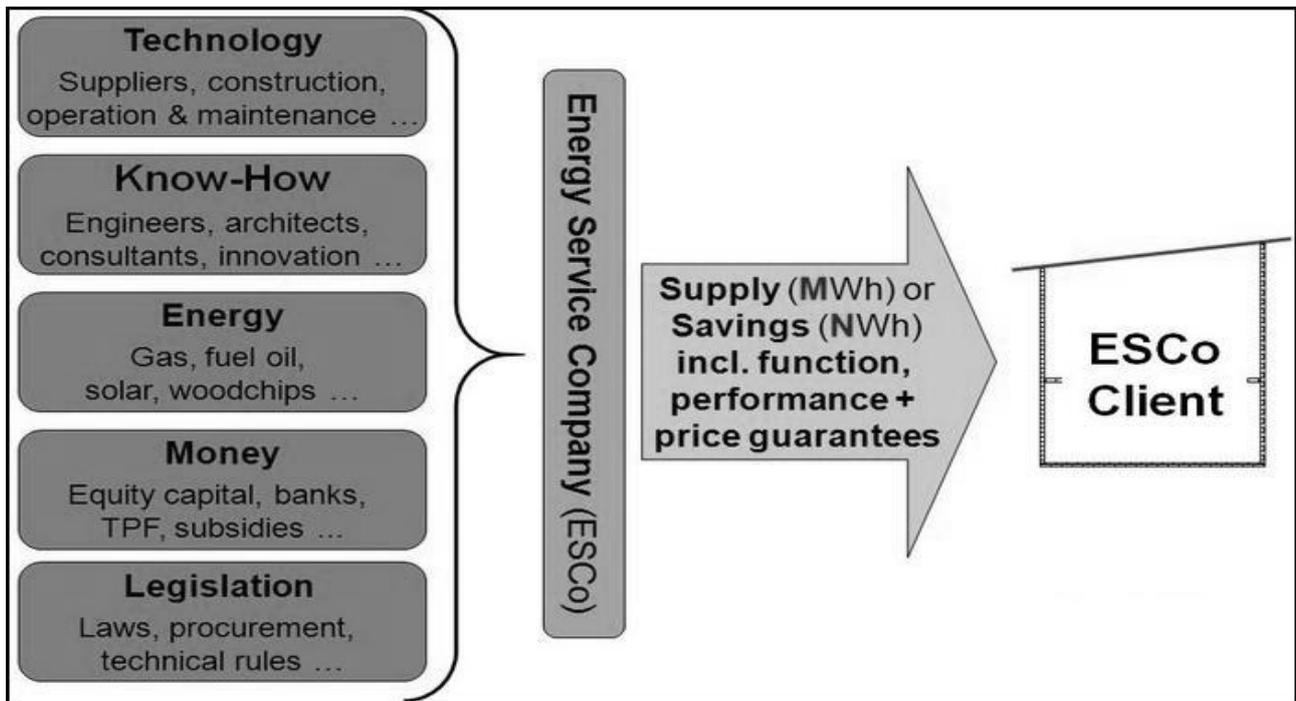


Fig. 17; Modello di business ESCo

In sostanza, gli elementi principali che distinguono le ESCO da altre società di servizi “tradizionali” sono:

1. la ESCO viene remunerata in base al risparmio conseguito. Il profitto della ESCO è legato al risparmio energetico effettivamente conseguito con la realizzazione del progetto. La differenza tra la bolletta energetica pre e post intervento migliorativo spetta alla ESCO in toto o pro-quota fino alla fine del periodo di pay-back previsto.
2. la ESCO finanzia o procura il finanziamento per il progetto. La peculiarità operativa è quindi che gli interventi tecnici necessari ad ottenere i risparmi energetici non sono effettuati dal cliente, ma mediante investimenti sostenuti dalle stesse ESCO. L’utente di energia rimane così sgravato da ogni forma di investimento, e non dovrà preoccuparsi di finanziare gli interventi migliorativi dell’efficienza dei propri impianti.
3. la ESCO garantisce al cliente il risparmio energetico. L’obiettivo primario della ESCO è quindi ottenere un risparmio attraverso il miglioramento dell’efficienza energetica, per conto della propria clientela utente di energia.

Dopo aver fatto chiarezza sul ruolo che può avere una ESCO nell'ambito SEU, analizziamo le due macro situazioni possibili:

Sit A: Produttore e cliente finale coincidono

- Questa situazione permette al proprietario dell'impianto, che diventa sia produttore che cliente finale, di non pagare (per l'energia auto-consumata) il costo dell'energia e la gran parte degli oneri di carattere tariffario e parafiscale che nella bolletta elettrica si aggiungono al costo dell'energia;
- Ovviamente, non condividendo con nessun altro i profitti, vi sarà un vantaggio economico più marcato per il cliente finale, a fronte però di un investimento iniziale che può essere anche molto oneroso nel caso PV + Storage.

Sit B: Produttore e cliente finale NON coincidono

- Questa situazione si basa su un accordo tra produttore e cliente finale, come visto nel caso delle ESCO. Il cliente finale paga al produttore un valore prestabilito per l'energia auto-consumata, tale valore sarà inferiore a quello che pagherebbe in bolletta se prelevasse energia dalla rete e permetterà al cliente di risparmiare sulla tariffa elettrica e costituirà il guadagno per il produttore.
- Il consumatore ha consentito al produttore di installare nel proprio sito un impianto di energia per l'autoconsumo, perché ha pattuito in anticipo condizioni favorevoli per la propria fornitura di energia;
- Investimento iniziale, manutenzione e altri oneri saranno a carico del produttore, con cui il cliente finale dovrà però condividere i vantaggi del sistema.

In entrambe le situazioni, la parte non autoconsumata dell'energia prodotta, verrà venduta in rete, ad un prezzo di mercato, valutato come visto per il capitolo dello SSP, che produrrà un ricavo molto inferiore se paragonato a quello dell'energia autoconsumata.

Viceversa, il fabbisogno di energia che non viene fornito dal sistema in autoconsumo, verrà acquistato dalla rete, ad un prezzo molto alto rispetto a quello dell'energia autoconsumata, che, ricordiamolo, non è soggetta a molte delle componenti fiscali che appesantiscono la bolletta.

E' proprio nell'ottica di massimizzare l'autoconsumo, e quindi il ritorno dell'investimento, che si inserisce la variabile dell'accumulo.

- ***Da cosa dipendono i guadagni originati da un Sistema efficiente di utenza?***

In primo luogo, i guadagni dipendono fortemente se produttore e cliente finale coincidono, come abbiamo visto, sia per quanto riguarda investimento che ricavi.

Un altro dato fondamentale è la quota di energia autoconsumata dall'impianto perché essa rappresenta il maggior guadagno, perché la parte venduta come eccedenza, e quindi non autoconsumata in loco, non è valorizzata in modo adeguato per il ritorno dell'investimento. A favore di questo approccio, è anche il trend di crescita del costo di mercato dell'energia elettrica (vedere capitolo dedicato) che premierà sempre di più una certa autosufficienza energetica.

La dimensione dell'impianto e la sua valorizzazione a fini fiscali come bene mobile o bene immobile, perché da questo dipende l'impatto sulla rendita catastale (e quindi sulle tasse immobiliari) e sulla percentuale di ammortamento (e quindi sulla deducibilità per le imprese commerciali).

Un discorso a parte merita l'integrazione dell'ottica SEU con possibili benefici ricavabili per altre vie, come SSP e incentivi di vario genere. Analizziamo nel dettaglio le varie situazioni, quali sono le conseguenze sugli incentivi dei vari rapporti Produttore/Consumatore ?

La Deliberazione 578/2013 (Articolo 11.4) ha individuato 5 possibili diverse strutture di sistemi efficienti di utenza:

- a) Se produttore e cliente finale coincidono allora è possibile accedere allo scambio sul posto ed alle varie forme incentivanti (es. certificati bianchi per impianti fotovoltaici < 20 kW o impianti cogenerativi, detrazioni fiscali, certificati verdi, tariffe omnicomprensive e incentivi di conto energia);, ovviamente entro i limiti delle stesse;
- b) Se produttore e cliente finale NON coincidono e ci troviamo nella situazione in cui il cliente finale acquisti direttamente il fabbisogno di energia non soddisfatto dall'autoconsumo e il produttore venda direttamente l'eccedenza di produzione: non sarà possibile il ricorso allo scambio sul posto, ma sarà possibile avere accesso sia ai sistemi incentivanti che incentivano l'energia prodotta (sistemi premio), sia a quelli che incentivano l'energia immessa in rete (tariffe omnicomprensive);
- c) Se produttore e cliente finale NON coincidono e ci troviamo nella situazione in cui il cliente finale provveda sia all'acquisto del fabbisogno energetico non soddisfatto dall'autoconsumo, sia alla vendita delle eccedenze del produttore (dietro mandato del produttore), sarà possibile il ricorso allo scambio sul posto e l'ottenimento degli incentivi calcolati sull'energia prodotta, ma non l'accesso agli incentivi a tariffa fissa omnicomprensiva riferiti all'energia immessa in rete (es. quinto conto energia);
- d) Se produttore e cliente finale NON coincidono e ci troviamo nella situazione in cui il produttore provveda non solo alla vendita delle eccedenze di produzione, ma anche all'approvvigionamento per conto del cliente finale del fabbisogno non soddisfatto dall'autoconsumo: non sarà possibile il ricorso allo scambio sul posto, ma il sistema sarà compatibile sia con gli incentivi calcolati sull'energia prodotta che con quelli calcolati sull'energia immessa in rete. In questo caso il produttore sarà però assoggettato a tutti gli obblighi regolatori a cui è assoggettato chi esercita l'attività di vendita di energia al dettaglio, il che pare implicare l'assoggettamento a procedure e limitazioni anche in relazione alla durata dei contratti, che possono rendere difficilmente utilizzabile questa configurazione;

- e) Se produttore e cliente finale NON coincidono e ci troviamo nella situazione in cui il produttore e il cliente finale diano mandato a un soggetto terzo di provvedere sia alla vendita delle eccedenze che all'approvvigionamento del fabbisogno non soddisfatto dall'autoconsumo: non sarà possibile lo scambio sul posto, né sarà possibile godere degli incentivi calcolati sull'energia immessa in rete (tariffe fisse omnicomprendenti, ivi compreso il quinto conto energia), ma sarà possibile al produttore godere degli incentivi che sono calcolati sull'energia prodotta.

Quindi, qualora vi siano i requisiti per poter configurare un SEU con modalità compatibili con il mantenimento degli incentivi entro i loro limiti, si potranno quindi cumulare i vantaggi degli incentivi non solo dei SEU ma anche degli incentivi stessi, il che ovviamente cambierebbe in maniera positiva il ritorno economico.

3.3 CRITICITA' APPLICATIVE DELLA NORMATIVA

Dalla definizione di SEU e quindi dalle condizioni necessarie che ne derivano per l'applicabilità, se ne deducono importanti osservazioni pratiche:

Un aspetto particolarmente vincolante sembra essere quello sull'utilizzazione in loco dell'energia, "l'insieme dei punti di consumo devono essere fra loro connessi, tutti utilizzati per uno specifico impiego o finalità produttiva e tutti sulla medesima unità immobiliare ovvero su unità immobiliari contigue". Nella pratica se l'impianto di produzione fosse situato all'interno di un'area industriale, esso non potrà servire più utenze, anche nell'ottica di cercare di aumentare l'autoconsumo istantaneo dividendolo tra i carichi di più utenze, ma potrà essere al servizio di un solo cliente finale che dovrà essere insediato nella stessa area dell'impianto. Allo stesso modo un eventuale impianto posto sul tetto di un edificio con più possibili clienti finali, esso dovrà comunque avere un unico consumatore dell'energia, che dovrà avere "piena disponibilità" del tetto dell'immobile.

Un'altra limitazione applicativa molto importante è quella della coincidenza tra unità di produzione e consumo. Tale tipo di limitazione incide in modo significativo sulla possibilità di utilizzare i SEU per quelle fonti come il mini eolico e l'idroelettrico, per le quali, per ragioni tecniche, è molto difficile avere nello stesso luogo unità di produzione e consumo. Sempre per tale punto, una grande consumatore, come ad esempio un'importante realtà industriale, non potrà sfruttare aree libere nella sua disponibilità per strutturare il sistema efficiente di utenza, ma dovrà installare l'impianto di produzione solo dove ha l'unità di consumo.

Altre criticità emergono da un punto di vista strettamente contrattuale/legislativo, in particolare due elementi sono sicuramente da tenere in considerazione. Anzitutto va considerato che nelle premesse della Delibera 578/2014 l'Autorità ha evidenziato che "la presenza di esoneri tariffari comporta l'aumento del valore medio unitario delle componenti tariffarie per gli utenti che non rientrano nei regimi agevolati" e che ritiene necessario che "il Governo e il Parlamento valutino l'opportunità di introdurre modifiche normative che consentano di superare le criticità sopradescritte".

A ciò si accompagna il fatto che benché nella configurazione attuale non siano previsti per i SEU oneri da pagarsi sulla base dell'energia autoconsumata, ed è proprio questo il loro principale vantaggio, l'Articolo 10.1 lettera B) della Delibera per tutti i nuovi sistemi ha richiesto la rilevazione dei dati relativi all'energia elettrica prodotta dalle singole unità di produzione. Il che sembra presagire uno scenario in cui i dati dell'energia consumata in sito siano rilevanti ai fini del calcolo degli oneri, cambiando quindi completamente le carte in tavola. In questo contesto di incertezza normativa, ovviamente gli operatori prima di effettuare gli investimenti si pongono il

problema della garanzia nel mantenimento degli attuali benefici per il ritorno dell'investimento, dopo avere acquisito la qualifica di SEU. Qualsiasi sia la risposta che si intende dare al quesito è di tutta evidenza che la soluzione migliore sia eliminare al più presto ogni dubbio in merito attraverso un'azione legislativa. Sarebbe dunque opportuno che, con gli idonei strumenti normativi e regolatori, venisse definita non solo l'acquisizione di una qualifica, ma anche la firma di una convenzione con il GSE che per gli investimenti effettuati garantisca un periodo minimo di durata dei benefici, anche in caso di modifica della disciplina. In tale modo non si allontanerebbero nell'immediato futuro degli investimenti nei SEU, e si lascerebbe comunque al legislatore la scelta di modificare o meno l'attuale sistema dei benefici SEU. Si darebbe così sia agli investitori internazionali che agli istituti finanziari quel minimo di chiarezza normativa che è necessaria per valutare gli investimenti senza dover aggiungere anche il 'rischio paese', che in Italia è notoriamente già molto alto.

Oltre a quanto detto, c'è poi l'aspetto contrattuale tra il produttore e la controparte privata e non più pubblica; questo potrebbe imporre per queste tipologie di investimento accordi di durata molto più breve di quanto era usuale per i contratti incentivati. L'insieme delle circostanze sopra menzionate può portare a considerare a fianco alle tradizionali fonti di finanziamento, forme nuove e alternative come il noleggio temporaneo degli impianti, che vengono messi a disposizione in via temporanea sino a che ve n'è l'esigenza e che (non essendovi nella normativa regolatoria alcun vincolo di utilizzare componenti nuovi) possono essere successivamente trasferiti in altre localizzazioni, e così via fino al termine del ciclo di vita utile. Quest'ultima soluzione sembra tuttavia, allo stato attuale, percorribile per quanto riguarda la cogenerazione ad alto rendimento, più che per gli impianti fotovoltaici, per ragioni pratiche legate all'impianto più che alla tecnologia.

Il produttore e il cliente finale possono liberamente regolare fra loro i rapporti che hanno ad oggetto l'energia elettrica auto-consumata direttamente in sito. Tali contratti non saranno soggetti quindi alla disciplina della vendita al dettaglio di energia elettrica. Il prezzo e le condizioni contrattuali verranno determinati nel contesto di un insieme di rapporti contrattuali che comprenderà anche la messa a disposizione da parte del cliente finale al produttore dell'area dove il produttore andrà a installare l'impianto. Bisognerà quindi prevedere nel contratto un esplicito obbligo e vincolo in tal senso del cliente finale.

L'individuazione del prezzo che il cliente dovrà pagare al produttore si potrà basare su molti diversi modelli economici. La modalità che può dare più stabilità ai ricavi del produttore è stabilire un minimo quantitativo di energia che deve essere comunque pagato dal cliente finale al fine di consentire l'ammortamento dell'impianto, indipendentemente che tale quantitativo di energia sia poi effettivamente o meno utilizzato dal cliente finale. Questo sostanzialmente obbliga il cliente finale a pagare al produttore un importo annuo minimo per l'energia e può avere, come effetto collaterale, la richiesta del cliente di durate contrattuali brevi (salvo casi particolari). Il prezzo dell'energia può essere determinato in valori assoluti fissi o come sconto (percentuale o fisso) rispetto al costo che sarebbe risultato dalla bolletta elettrica.

Si evidenzia comunque l'opportunità che il GSE chiarisca in modo inequivoco nelle regole applicative per i SEU, quali delle modifiche di impianto che saranno necessarie per poter qualificare gli impianti come SEU siano compatibili con il mantenimento degli incentivi e quali no.

Riguardo allo scambio sul posto va rilevato che, mentre esso può essere realizzato senza problemi nella configurazione in cui il produttore e il cliente finale sono la stessa entità, più complicata sembra invece la sua configurazione nel caso in cui il produttore e il cliente finale siano due soggetti distinti. In quest'ultimo caso, infatti, lo scambio sul posto sarà possibile solo nel caso in cui il cliente finale sia il solo titolare del contratto di scambio sul posto. Il che sembra creare qualche problema pratico, in quanto in questo modo i redditi derivanti dalle eccedenze di produzione verrebbero attribuiti non a chi ha fatto l'investimento per l'impianto di produzione, ma al cliente

finale, che dovrà poi trasferirli al produttore sicché, in caso di mancato pagamento da parte del cliente finale, il produttore non potrà neanche attingere ai ricavi della vendita dell'energia.



3.4 PROCEDURE PER LA REALIZZAZIONE E LA MESSA IN OPERA DI UN SEU

Vengono qui riportati gli adempimenti di carattere autorizzativo, fiscale e regolatorio antecedenti rispetto la costruzione e l'esercizio di un sistema efficiente di utenza.

- 1) Richiesta di connessione del sistema alla rete elettrica. La connessione è regolata dalle disposizioni ordinarie (in parte modificate dalla Delibera). La richiesta di connessione dell'impianto di produzione sarà fatta dal cliente finale, ovvero dal produttore previo mandato.
- 2) Tentativo di ottenimento dell'autorizzazione alla realizzazione dell'impianto di produzione ed eventualmente dell'impianto di rete per la connessione, ove richiesto.

Tali autorizzazioni saranno richieste con la procedura stabilita per la comunicazione inizio lavori, con la procedura abilitativa semplificata o con la autorizzazione unica a seconda della tipologia di impianto interessato, previo ottenimento, ove necessario, dei consensi preliminari stabiliti dalla normativa (es. valutazione di impatto ambientale, autorizzazione paesaggistica, nulla osta idrogeologico, ecc.).

L'autorizzazione per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione (cioè per la realizzazione di quegli adeguamenti della rete pubblica che si rendano necessari per la connessione) ove non è inclusa nelle procedure sopra menzionate dovrà essere richiesta dal produttore, ovvero dal gestore della rete locale di distribuzione secondo le modalità previste dal Testo Unico Impianti Elettrici R.D. 1775/1933, ovvero dalle leggi regionali applicabili.

- 3) Realizzazione dell'impianto, dopo avere risolto tutte le necessarie procedure per l'allaccio dell'impianto alla rete pubblica e la firma del regolamento di esercizi.

- 4) Adempimenti catastali, sulla base di quanto stabilito dalla Circolare 36/E del 19 Dicembre 2013 dell’Agenzia delle Entrate (che si riferisce al fotovoltaico ma le cui soluzioni “sono applicabili per quanto compatibili anche all’eolico”) occorre procedere all’accatastamento (o a dichiarazione di variazione per la rideterminazione delle rendite dell’unità immobiliare) se l’impianto fotovoltaico incrementa il valore capitale (o la redditività ordinaria) di una percentuale pari al 15% o superiore. Non sarà, però, necessario l’accatastamento né la dichiarazione di variazione quando almeno uno dei seguenti requisiti è soddisfatto:
- la potenza nominale dell’impianto fotovoltaico non è superiore a 3 kW per ogni unità immobiliare servita dall’impianto stesso;
 - la potenza nominale complessiva espressa in kW non è superiore a tre volte il numero delle unità immobiliari le cui parti comuni sono servite dall’impianto, sia che l’impianto sia al suolo, sia che l’impianto sia su edificio accatastato.
- 5) Normativa sulle accise, Per quanto riguardo l’imposta di produzione si dovrà procedere all’ottenimento delle necessarie autorizzazioni di carattere fiscale da parte dell’Agenzia delle Dogane, secondo le istruzioni che saranno fornite dall’Agenzia delle Dogane. Il titolare dell’officina elettrica sarà comunque sempre il produttore (Cfr. Art. 11 uu del TICA come modificato dalla Delibera e Articolo 1.1 ee della Delibera). Nelle premesse della Delibera l’Autorità ha scritto che “L’Autorità ... ha presentato gli elementi essenziali ... all’Agenzia delle Dogane ... ciò con l’obiettivo di evitare che le configurazioni possibili dal punto di vista regolatorio incontrino criticità applicative o incompatibilità dal punto di vista fiscale, come segnalato da alcuni soggetti nel corso della consultazione”. È quindi auspicabile che l’Agenzia delle Dogane faccia sollecitamente un documento per regolamentare le procedure che il produttore dovrà seguire ai fini delle imposte e dell’ottenimento della licenza di officina.
- 6) Ottenere dal GSE la qualificazione come SEU, gli impianti che non siano ancora entrati in esercizio alla data di entrata in vigore della Delibera potranno godere dei benefici dei SEU solo se otterranno il riconoscimento della qualifica di SEU dal GSE (Articolo 7.3 della Delibera). La qualifica dovrà essere richiesta congiuntamente dal produttore e dal consumatore al GSE entro 60 giorni dall’entrata in esercizio dell’impianto (Articolo 7.3 della Delibera.). Il GSE dovrà predisporre un portale informatico e dovrà definire le modalità e informazioni per il riconoscimento della qualifica di Sistema Efficiente di Utenza (Art. 24.1 della Delibera).



CAP 4. ALTRE OSSERVAZIONI UTILI AI FINI DEL DIMENSIONAMENTO

Prima di procedere con l'analisi di vari scenari di dimensionamento, in questo capitolo vengono analizzati altri aspetti strettamente legati all'ambito economico (le componenti di costo della bolletta elettrica e le detrazioni fiscali sull'impianto) e tecnico (l'andamento della curva di carico domestico) di un SEU. Al termine del capitolo si cercherà di fare chiarezza sulla cogenerazione ad alto rendimento, ricordando che anch'essa può beneficiare dei vantaggi del regime SEU.

4.1 LA BOLLETTA ELETTRICA: COMPONENTI DI COSTO

La bolletta anzitutto è suddivisa in tre sezioni principali:

- Totale **servizi di vendita**: per servizi di vendita si intendono le diverse attività poste in essere dal fornitore per acquistare e rivendere l'energia elettrica al cliente finale; tra i corrispettivi fatturati al cliente per tali servizi rientrano anche eventuali oneri di perequazione aggiuntivi;
- Totale **servizi di rete**: per servizi di rete si intendono le attività che consentono ai fornitori (sia che operino sul mercato libero dell'energia che in quello di maggior tutela) di trasportare l'energia elettrica sulle reti di trasmissione nazionali e di distribuzione locali al contatore, per consegnarla ai clienti;
- Totale **imposte**: in questa voce si ritrovano le imposte erariali di consumo (nota come accisa) che è applicata sull'energia consumata, eventuali addizionali di enti locali (regioni e/o provincie) ed infine l'imposta sul valore aggiunto (IVA) la quale è applicata sul costo complessivo del servizio (e dunque al totale di tutte le voci sopra citate, anche le imposte sull'accisa e di eventuali enti locali) pari al 10% per gli usi domestici e al 22% (a causa del recente aumento di tale imposta) per i clienti con "usi diversi".

I **servizi di vendita** sono costituiti da due componenti fisse (sezione quota fissa vendita) e da una serie di voci di costo variabili (sezione quota energia).

La quota fissa comprende quei corrispettivi da pagare in misura fissa, cioè indipendentemente dai consumi elettrici, indicato generalmente in €/cliente/mese. La prima componente fissa è la commercializzazione/vendita, la quale copre i costi di gestione commerciale dei clienti (nei provvedimenti che fissano o modificano le condizioni economiche di maggior tutela, questa voce è tecnicamente denominata PCV ed è fissata dall'Autorità dell'Energia sulla base dei costi sostenuti mediamente da un operatore del mercato libero. La seconda voce delle quote fisse è la componente di dispacciamento (tale voce è dotata anche di quota variabile, inserita però nella sezione quota energia e solo per clienti residenti con potenza fino a 3 kW), tecnicamente denominata come quota DISbt che viene applicata ai clienti che hanno diritto al servizio di maggior tutela, ovvero i clienti domestici e le PMI (piccole imprese intese con un numero di dipendenti inferiore a 50, un fatturato inferiore ai 10 milioni di euro e un'alimentazione in bassa tensione) anche qualora siano passati al mercato libero.

La quota energia comprende i costi di acquisto dell'energia e dispacciamento sostenuti dal fornitore e dunque espressi in €/kWh. Tra le voci che si trovano in questa sezione abbiamo:

- a) Energia ore di picco: ovvero i consumi elettrici nella fascia oraria definita di picco nel contratto di fornitura;
- b) Energia ore di fuori picco: ovvero i consumi elettrici nella fascia oraria definita di fuori picco nel contratto di fornitura, in questo caso tutte le ore al di fuori della fascia delle ore di picco;
- c) Perdite di rete: distinte in perdite di rete nelle ore di picco e fuori picco, rappresentano le dispersioni naturali di energia generata durante il trasporto dell'elettricità dalla centrale di produzione al luogo di fornitura. Tali perdite sono fissate in modo convenzionale dall'Autorità per l'Energia pari al 10,4% dell'energia prelevata;
- d) Corrispettivo sbilanciamento: definito da TERNA, è dato dalla somma tra quota energia e quota residua definite come segue. Per quota energia si intende lo sbilanciamento fisico generato dall'unità di produzione, moltiplicata per i prezzi zonal di vendita dell'energia in esito al Mercato del Giorno Prima (MGP). La quota residua è data dalla differenza tra il corrispettivo di sbilanciamento e la quota energia. Il corrispettivo di sbilanciamento viene calcolato mediante le modalità stabilite dalla delibera n°111/06 e successive modifiche. Tale componente si applica ai consumi elettrici dell'utenza al netto delle perdite di rete;
- e) Componente vendita UC1: detta anche perequazione costi di acquisto dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato. Rappresenta la quota variabile di costo destinata alla copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Tale componente si applica ai consumi elettrici dell'utenza al netto delle perdite di rete;
- f) Pacchetto Energia Verde: voce derivata dalla particolare forma di contratto che a fronte della fornitura di energia elettrica da sorgenti a fonte rinnovabile garantita dal sistema di certificazione CO-FER, aggiunge un onere nella bolletta pari a 0,003 €/kWh. Tale componente è applicata al consumo totale di energia dell'utenza comprensiva anche delle perdite di rete;
- g) Dispacciamento: copre i costi del servizio di dispacciamento, cioè il servizio che garantisce in ogni istante l'equilibrio tra la domanda e l'offerta di energia elettrica (nei provvedimenti che fissano o modificano le condizioni economiche di maggior tutela questa voce è tecnicamente denominata PD, la quale viene fissata e aggiornata ogni tre mesi dall'Autorità per l'Energia. Tale componente si applica ai consumi elettrici dell'utenza al netto delle perdite di rete.

I **servizi di rete** si distinguono in una voce di quota fissa, una voce di quota potenza (anch'essa fissa ma legata alla potenza contrattuale fornita) ed una quota variabile legata dunque ai consumi elettrici dell'utenza. La quota variabile di energia fa riferimento ai consumi elettrici dell'utenza al netto delle perdite di rete per la consegna di detta energia. All'interno dei servizi di rete sono inoltre inglobati gli oneri generali, fissati per legge e pagati da tutti i clienti finali del servizio elettrico, qui brevemente riassunti:

- Componente A3: promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate;
- Componente A4: finanziamento dei regimi tariffari speciali;
- Componente A5: finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo;
- Componente A6: copertura dei costi già sostenuti dalle imprese e non recuperabili in seguito alla liberalizzazione del mercato elettrico;
- Componente AS: copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio economico e/o fisico di cui al decreto interministeriale del 28 dicembre 2007;
- Componente AE: finanziamento degli incentivi concessi ai clienti energivori (applicata per la prima volta da gennaio 2014);
- Componente UC3: copertura dei meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- Componente UC4: copertura delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori;
- Componenti UC6: copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;
- Componente UC7: copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali;
- Componente A2 e MCT: smantellamento delle centrali nucleari e misure di compensazione territoriale.

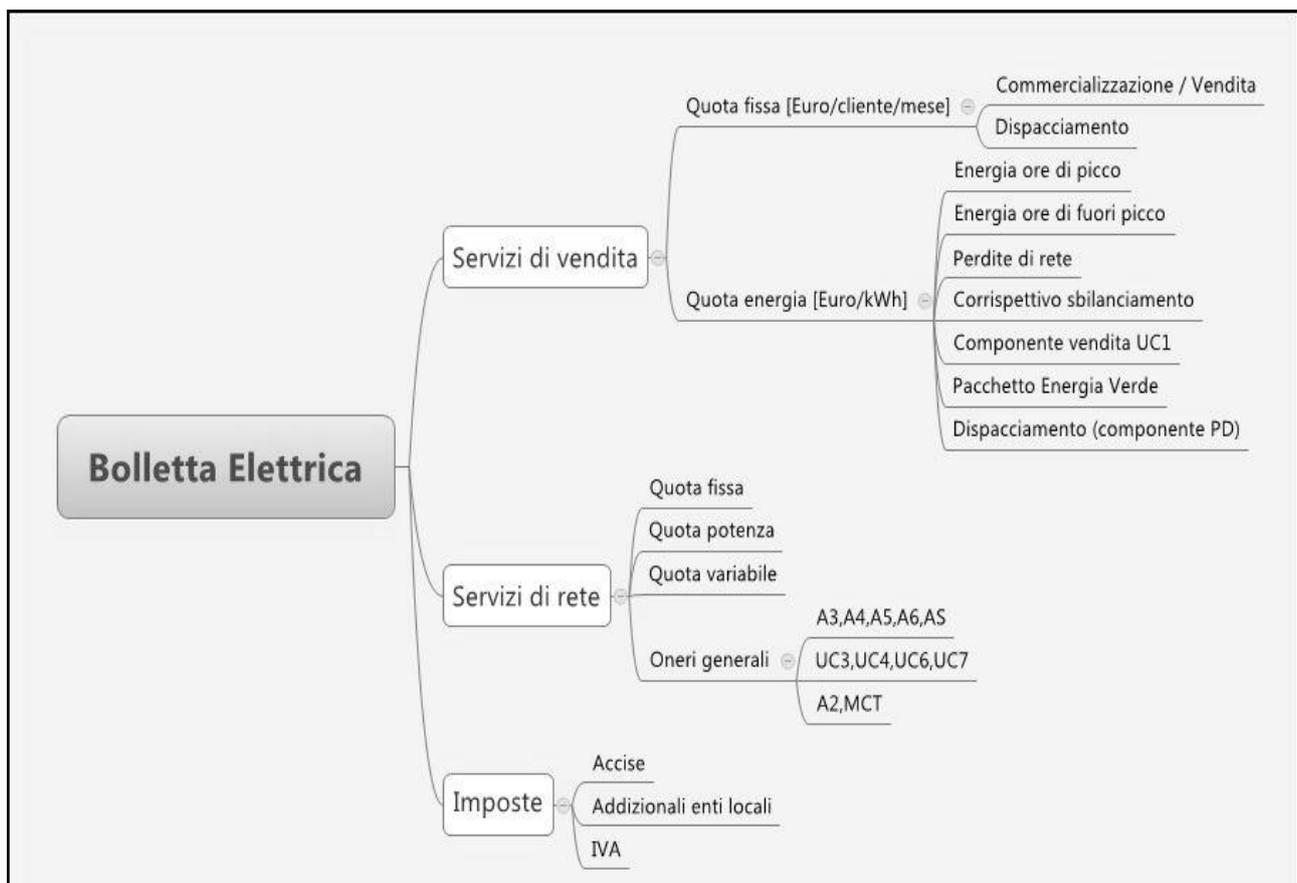


Fig. 18; Componenti Bolletta Elettrica

L'articolo 10, comma 2, del decreto legislativo n. 115/08 prevede che, nel caso dei SEU, “la regolazione dell’accesso al sistema elettrico sia effettuata in modo tale che i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli di dispacciamento e quelli a copertura degli oneri generali di sistema [...] **siano applicati all’energia elettrica prelevata sul punto di connessione**”.

4.2 PESO DEGLI ONERI GENERALI SULLE BOLLETTE ELETTRICHE

Tradizionalmente, l’impatto delle misure adottate in sede di aggiornamento tariffario è valutato sulla base della variazione della spesa annua dell’utente domestico tipo, in maggior tutela (utente domestico nella casa di residenza con potenza contrattualmente impegnata pari a 3 kW e consumi annui di 2700 kWh).

In seguito sono riportate le componenti per la spesa annua per l’utente domestico tipo.

Tabella 3 Composizione spesa annua utente domestico tipo (dati relativi al 1° aprile 2012)		
UTENTE DOMESTICO TIPO	1° APRILE 2012	
	EURO/ANNO	% SU SPESA TOT
Componente energia	293,96	59,52%
Costi di rete e misura	69,03	13,98%
di cui UC3	0,14	0,03%
UC6	0,62	0,12%
Oneri generali	64,19	13,00%
di cui A2	1,63	0,33%
A3	57,95	11,73%
A4	1,15	0,23%
A5	0,32	0,06%
As	0,19	0,04%
UC4	0,86	0,17%
UC7	1,92	0,39%
MCT	0,18	0,04%
Imposte	66,69	13,50%
Totale lordo imposte	493,87	100,00%

Fig. 19; Varie componenti di costo della spesa annua di utente domestico tipico

Tra gli oneri generali, la parte preponderante sul totale della spesa, è rappresentata dalla componente tariffaria A3 (attività di promozione dell’elettricità da fonti rinnovabili e assimilate).

Il gettito annuale di tale componente (più di 8 miliardi di euro) è ormai comparabile al gettito tariffario complessivo previsto per l’insieme dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura (circa 7,3 miliardi/anno).

Il conto alimentato dalla componente tariffaria A3, inizialmente costituito per finanziare gli oneri relativi alle incentivazioni per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (provvedimento Cip 6/92) è stato progressivamente esteso anche ad altri oneri, di cui i principali sono:

- Incentivazione della produzione elettrica da impianti fotovoltaici;
- Saldo dei costi acquisto/ricavi per “ritiro dedicato”;
- Ritiro dei certificati verdi invenduti;
- Scambio sul posto;
- Tariffa omnicomprensiva.

Quindi gli oneri posti in capo al conto A3 hanno subito nel corso degli ultimi anni, un notevole incremento, riconducibile soprattutto all’incentivazione delle fonti rinnovabili.

Negli ultimi anni è stato pertanto necessario adeguare in aumento la componente tariffaria A3 quasi ogni trimestre [vedi figura].

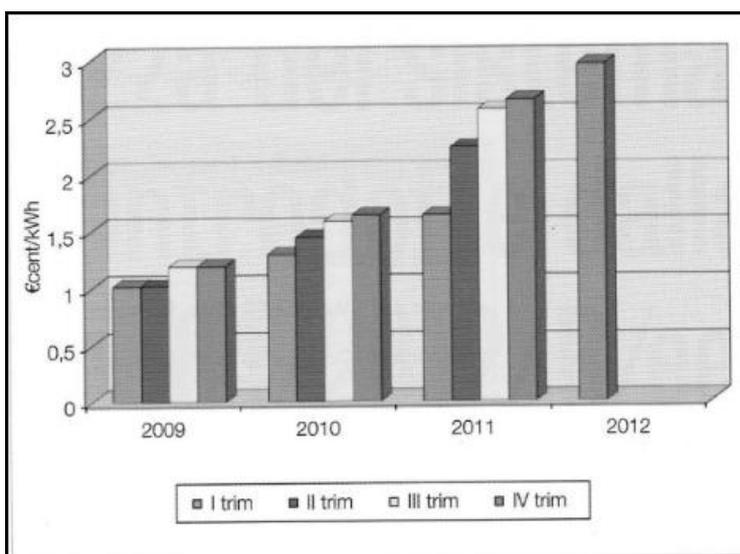


Fig. 20; Andamento aliquota media nazionale componente A3 eurocent/kWh

Come notiamo dalla figura, l’aumento registrato tra l’aliquota vigente a inizio 2009 e quella 2012 è molto significativo, pari al 190%. Il che significa che nel giro di tre anni, la componente A3 ha quasi triplicato il proprio valore.

Nelle successive due figure, è evidenziato come nel corso degli stessi anni sia aumentato significativamente il peso degli oneri relativi alle incentivazioni delle fonti rinnovabili (comprensivo della quota parte CIP 6) sul totale della componente A3. Tra tutte spicca il notevole aumento registrato negli ultimi anni dall’incentivazione all’energia prodotta da fotovoltaico. In figura è rappresentata nel dettaglio la ripartizione dei costi delle singole incentivazioni sul totale, che, come detto, in valore assoluto è crescente.

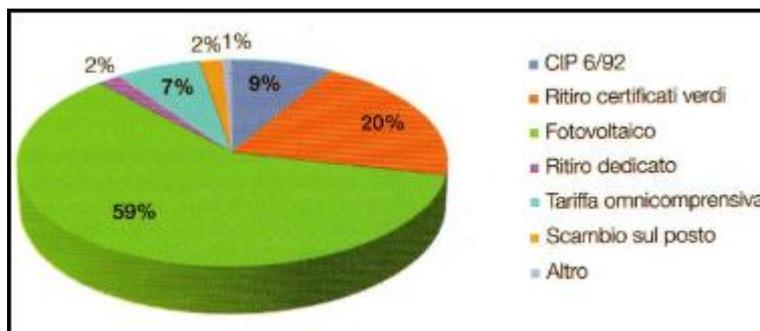


Fig. 21; Peso degli incentivi alle fonti rinnovabili in capo al conto A3

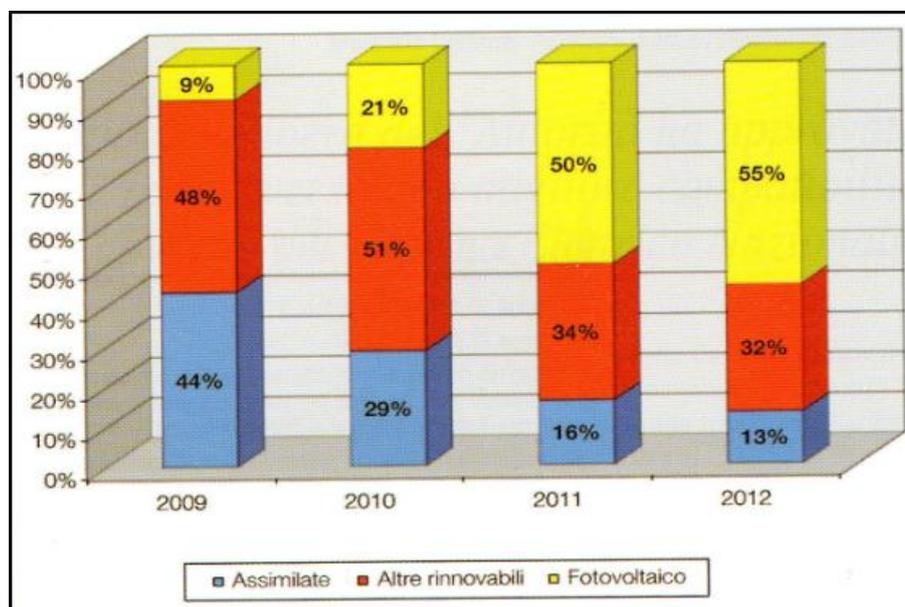


Fig. 22; Ripartizione degli oneri sul conto A3

➤ **Quali sono le previsioni di crescita della componente tariffaria A3?**

Nel breve/medio termine sono previsti ulteriori incrementi significativi degli oneri posti in capo al conto A3, riconducibili, in generale, all'entrata in esercizio di nuovi impianti da fonti rinnovabili. Mentre l'onere relativo all'incentivazione degli impianti fotovoltaici ha raggiunto il suo termine cumulativo per quanto riguarda il conto energia, sono prevedibili incrementi particolarmente significativi per gli oneri di ritiro dei certificati verdi invenduti al GSE e per la tariffa omnicomprensiva, anche in relazione alle nuove forme di incentivazione.

Ovviamente il peso della componente A3 nei prossimi anni dipenderà dalle scelte di politica energetica che verranno fatte sia per il settore elettrico ma anche per quello del gas naturale. Si ricorda infatti che anche nel sistema del gas naturale sono presenti gli oneri generali e le ulteriori componenti. Esse hanno un impatto, sebbene indiretto, sui costi dell'energia elettrica: infatti i maggiori clienti finali del mercato del gas sono proprio gli impianti termoelettrici.

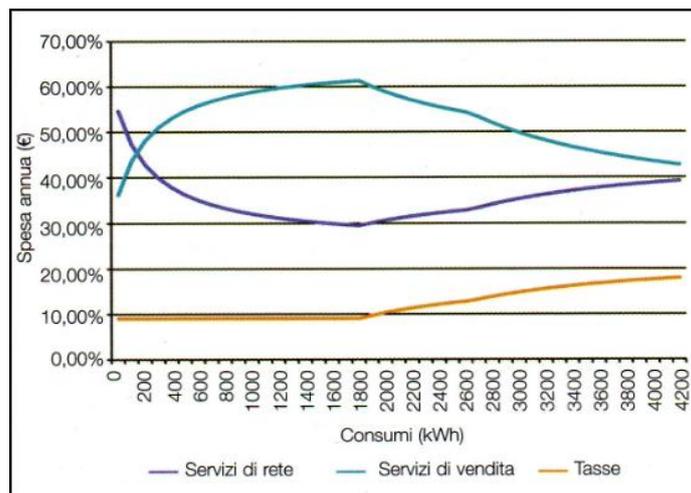


Fig. 23; Impatto dei servizi di rete sulla bolletta per un'utenza residente da 3 kW

➤ **Qual è la situazione in altri Paesi europei?**

All'interno dell'Unione europea, la Germania costituisce senza dubbio il paragone più appropriato per operare un confronto con la situazione italiana. La Germania ha infatti adottato politiche di sostegno alle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) molto simili alle nostre, sia per quanto riguarda l'onere complessivo, anche se distribuito in maniera molto diversa sui consumatori rispetto al modello italiano, sia per quanto riguarda il sistema di copertura di tale onere, cioè una componente tariffaria applicata al consumo di Energia. In Germania, l'extra costo, che si chiama EEG-Umlage, è un corrispettivo in Euro/MWh aggiornato annualmente, posto a carico dei clienti finali, e costituisce l'equivalente della nostra componente A3.

In Germania viene previsto un regime di favore per le imprese ad alta intensità elettrica e la norma tedesca ne chiarisce in maniera esplicita l'obiettivo: "ridurre il costo dell'energia elettrica per le imprese in modo da consentire il mantenimento della loro competitività a livello internazionale". Quindi un chiaro intento di politica energetica a salvaguardia dell'industria nazionale. Le condizioni per accedere a tale regime di favore sono: consumare almeno 1 GWh/anno, avere un costo dell'elettricità superiore al 14% del prodotto finale dell'impresa, essere certificati sotto il profilo dell'efficienza energetica.

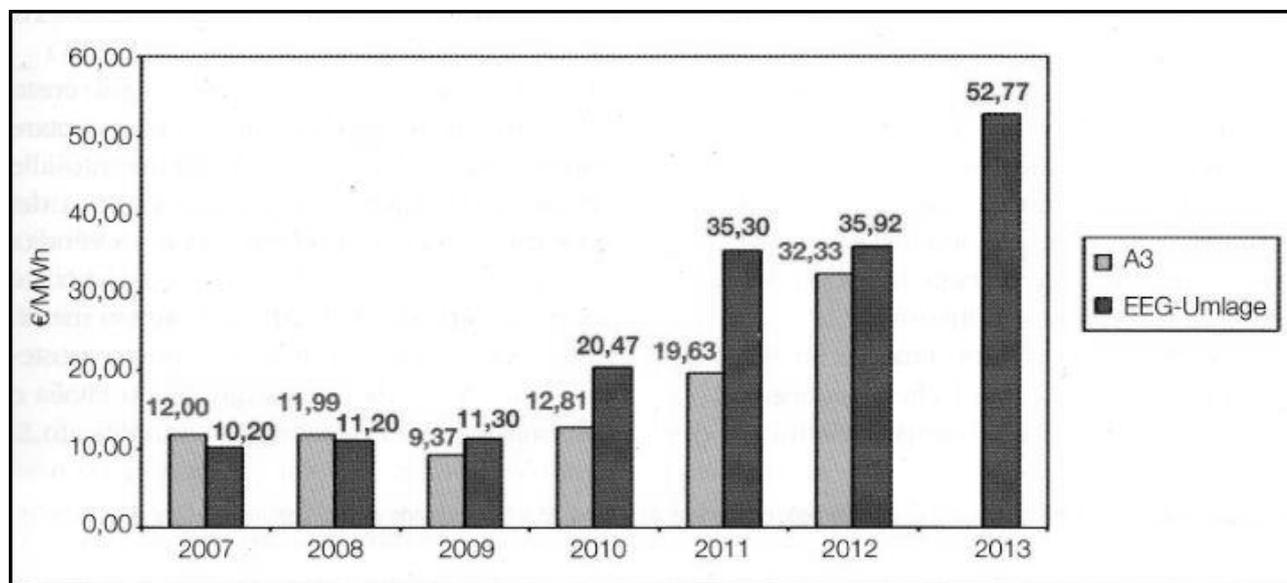


Fig. 24; Confronto per clienti residenti 3 kW e consumo di 3500 kWh/anno

Come illustrato in figura, per i clienti in bassa tensione i due corrispettivi sono del tutto analoghi in Italia e in Germania. Ma, come detto, la politica energetica adottata in Germania agevola molto i clienti particolarmente energivori. Il confronto tra i due paesi infatti muta radicalmente. Nello studio preso in esame [F.Luiso, in “L’Energia Elettrica” num 6 vol 89] vengono analizzati gli scenari di 3 clienti tipici, con l’ipotesi che rispettino i requisiti sopracitati per poter entrare nel regime agevolato:

- *Cliente TIPO 1. Potenza installata 20 MW; Consumo annuo 84 GWh;*
- *Cliente TIPO 2. Potenza installata 50 MW; Consumo annuo 240 GWh;*
- *Cliente TIPO 3. Potenza installata 80 MW; Consumo annuo 680 GWh.*

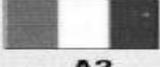
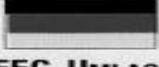
Tabella 1 Confronto tra i costi sostenuti dal cliente TIPO 1 in Italia e in Germania			
CLIENTE AT - POTENZA 20 MW, CONSUMO 84 GWh			
		A3	EEG-UMLAGE
Corrispettivo medio annuo	[€/MWh]	33	1,13
Costo annuo	[€]	2.770.797	94.829
Incidenza sul costo della fornitura	%	28,3%	2%

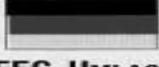
Tabella 2 Confronto tra i costi sostenuti dal cliente TIPO 2 in Italia e in Germania			
CLIENTE AT - POTENZA 50 MW, CONSUMO 240 GWh			
		A3	EEG-UMLAGE
Corrispettivo medio annuo	[€/MWh]	16,8	0,71
Costo annuo	[€]	4.030.197	170.576
Incidenza sul costo della fornitura	%	17%	1,2%

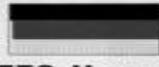
Tabella 3 Confronto tra i costi sostenuti dal cliente TIPO 3 in Italia e in Germania			
CLIENTE AT - POTENZA 80 MW, CONSUMO 680 GWh			
		A3	EEG-UMLAGE
Corrispettivo medio annuo	[€/MWh]	5,9	0,57
Costo annuo	[€]	4.030.197	390.576
Incidenza sul costo della fornitura	%	7,2%	1%

Fig. 25; Confronto tra i tre tipi di cliente in AT presi come modello

Risulta evidente la grande differenza dell’incidenza sul costo della fornitura, soprattutto per quanto riguarda il cliente in AltaTensione più piccolo, per il quale la componente A3 assume un peso nella bolletta di quasi il 30%. Soltanto nel cliente 3 si percepisce l’effetto della struttura degressiva della componente A3, ma comunque l’incidenza è ben 7 volte maggiore. E’ utile precisare che l’incidenza del costo sulla fornitura è stata calcolata senza considerare l’imposizione fiscale e facendo riferimento alle condizioni di mercato dell’energia elettrica nei due paesi. Dato che il prezzo di vendita dell’energia elettrica sul mercato tedesco è minore di circa il 15%, il divario di prezzo sostenuto dallo stesso cliente risulta ulteriormente amplificato.

Come visto in precedenza, i corrispettivi base e l’onere complessivo da coprire nei due paesi sono molto simili; tuttavia, il sistema tedesco compensa gli sconti al cliente energivoro mediante

l'imposizione del valore base (cioè il valore massimo, senza sconti) dell' EEG-Umlage a tutti i clienti che non risultano energy intensive. In Italia, invece, l'A3 è modulata al ribasso per clienti residenti BT con potenza 3 kW.

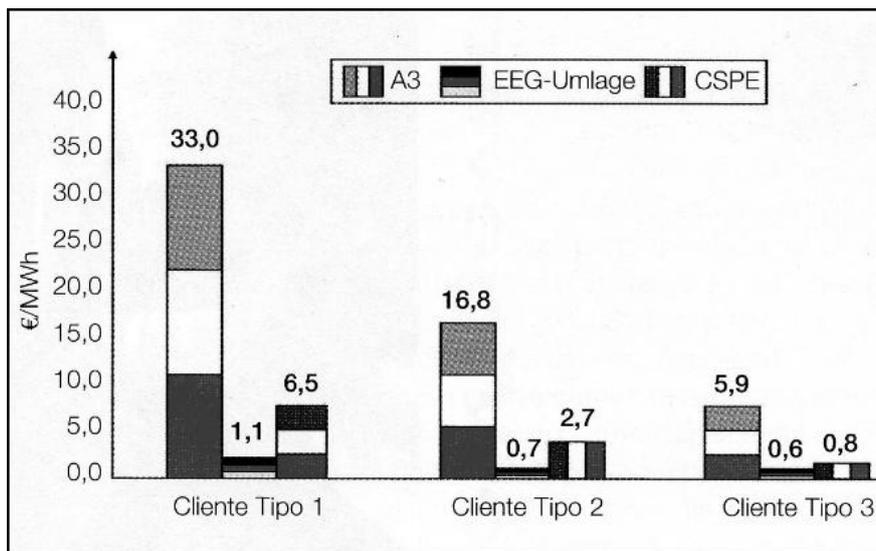


Fig. 26; Confronto tra gli oneri generali applicati a clienti energivori in Italia, Germania, Francia

4.3 CURVE DI CARICO DEI CLIENTI DOMESTICI

Ai fini di un corretto dimensionamento dell'impianto di accumulo, è necessario conoscere la curva di carico dell'utente considerato. Si definisce **curva di carico** l'andamento temporale della potenza elettrica prelevata da una singola utenza in un determinato periodo di tempo (per esempio un giorno o un mese). L'area sottesa dalla curva stessa rappresenta l'energia consumata nel periodo di tempo preso in considerazione e consente anche di effettuare previsioni sui prelievi futuri da parte dell'utenza.

Ogni tipologia di utenza ha una propria curva di carico specifica e con le proprie peculiarità: si pensi per esempio alla curva di carico di un centro commerciale o a quello di un impianto di illuminazione pubblica o a quella di un'acciaiera. Per valutare l'incidenza del carico sulla rete elettrica è indispensabile individuare le curve di carico delle diverse tipologie di utenti e come esse contribuiscono a formare la curva di carico complessiva del sistema elettrico.

In ambito domestico il consumo elettrico è caratterizzato da differenti impieghi dell'energia elettrica, che sono variati negli anni, in virtù delle mutate abitudini delle famiglie italiane e della diffusione di nuove tipologie di apparecchiature elettriche. Il fatto che il carico sia riconducibile ad un insieme ben definibile, per quanto ampio, di apparecchiature, ciascuna caratterizzata da una propria modalità di impiego, permette di classificare i consumi dei clienti domestici e le relative curve di carico in funzione delle caratteristiche del cliente e della sua tipologia di consumo.

Per quanto riguarda i clienti domestici, gli elementi maggiormente caratterizzanti sono:

- La potenza della connessione, che pur lasciando quasi invariata la forma della curva, ne influenza il livello;
- La residenza: i residenti hanno una curva completamente diversa rispetto a quella dei non residenti;
- L'area geografica;
- La dotazione di particolari elettrodomestici (ad es, climatizzatore).

Vengono di seguito presentate le curve aggregate di carico ottenute come media delle singole curve del campione di famiglie analizzato da un'indagine svolta nell'ambito del progetto "Studi e valutazioni sull'uso razionale dell'energia elettrica", finanziato dal fondo per la Ricerca di Sistema. Il consumo medio annuo è pari a circa **2800 kWh/anno**.

Le curve rappresentate rappresentano un tipico giorno feriale e un tipico sabato, per le quattro stagioni dell'anno.

Nella curva di carico del giorno feriale si distinguono tre picchi:

- Picco centrato intorno alle 8:00, mantiene la sua posizione nelle varie stagioni dell'anno;
- Picco nelle ore centrali della giornata, con picco più largo rispetto gli altri due, si estende per circa due ore intorno alle 14:30;
- Picco serale, spalmato su circa tre ore, centrato verso le 21:00.
- Una valle notturna, con prelievi maggiori in estate a causa della climatizzazione domestica.

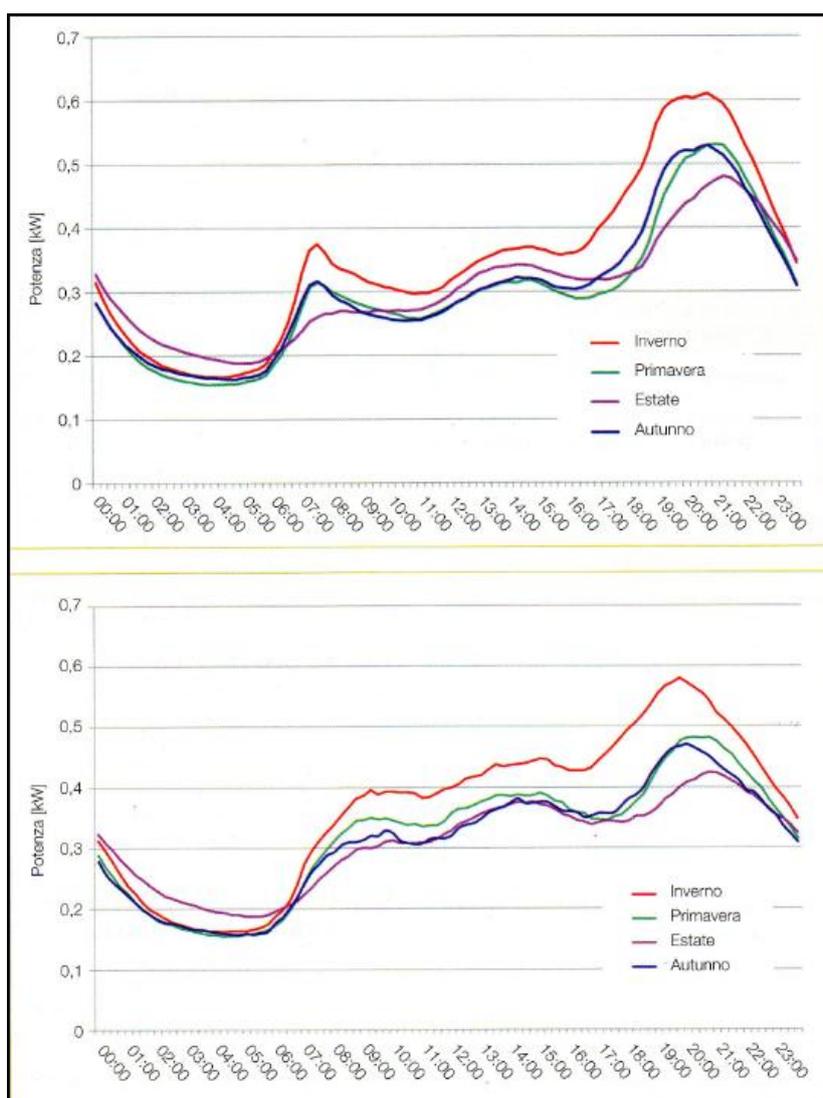


Fig. 27; Curva di carico media del giorno feriale (sopra) e del sabato (sotto) relative alle quattro stagioni

La figura successiva mette a confronto la curva di carico della famiglia nel giorno feriale invernale e il profilo dei prezzi orari dell'energia sul mercato del giorno prima (MGP) per la stessa tipologia

di giorno. Nel corso degli anni, oltre a variare la curva di carico del cliente domestico, si è modificato anche il profilo del prezzo dell'energia. Infatti, soprattutto a causa della diffusione degli impianti fotovoltaici, si è assistito ad una diminuzione del prezzo dell'energia durante il giorno ed un incremento nelle ore serali.

Occorre ricordare che, volendo fornire agli utenti in regime di maggior tutela un "segnale" di prezzo dell'energia che fosse però semplice e facilmente gestibile è stata introdotta la tariffa bioraria. A tal fine le ore del giorno sono state raggruppate in tre insiemi (Fasce orarie F1, F2 e F3) in funzione del loro livello di prezzo. La tariffa bioraria prevede che il prezzo dell'energia per i clienti in regime di maggior tutela sia differenziato a seconda che il consumo avvenga in ore classificate ad alto prezzo (F1), oppure in ore classificate a basso prezzo (le ore in F2 e F3). In realtà la modifica subita negli anni recenti dai prezzi di MGP ha fatto sì che un significativo numero di ore classificate in F2 siano di fatto oggi ore ad alto prezzo.

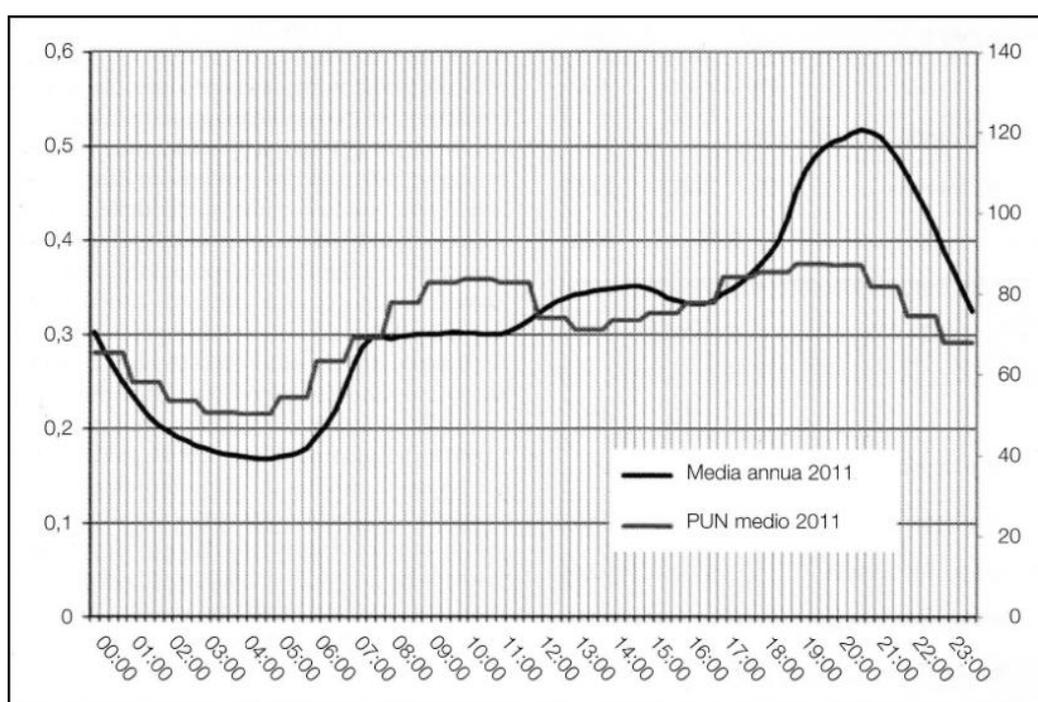


Fig. 28; Confronto tra la curva di carico feriale media invernale e l'andamento del PUN (prezzo unico nazionale)

4.4 DETRAZIONI FISCALI PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Oltre all'esenzione di particolari componenti della bolletta elettrica, nell'ottica di costruire un nuovo impianto fotovoltaico si potrà godere di un'ulteriore forma di agevolazione da parte dello Stato: le **detrazioni fiscali**.

Chi installa un impianto fotovoltaico può usufruire delle **detrazioni fiscali IRPEF per recuperare la metà delle spese sostenute per la realizzazione dell'impianto**. Il recupero del 50% rimane in vigore, a seguito di una proroga, **fino al 31 dicembre 2014**.

Queste detrazioni del 50% **non** sono da confondersi con le detrazioni fiscali al 65% (ex 55%) per il risparmio energetico. Queste del 65% valgono per gli impianti solari termici per la produzione di acqua calda e per gli interventi di efficientamento energetico degli edifici (isolamenti,

coibentazioni, serramenti, infissi, caldaie, pompe di calore, pannelli solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria, ecc...).

➤ **Come funzionano le detrazioni fiscali per impianti fotovoltaici?**

Le detrazioni fiscali IRPEF previste per gli impianti fotovoltaici rientrano nel regime di detrazioni più generale previsto per tutti i “*lavori di ristrutturazione e recupero edilizio*”; in generale, le detrazioni per il recupero e ristrutturazioni edilizie, presenti da più tempo, sono quelle note come le “detrazioni del 36% per il recupero edilizio”. Quali sono le novità che possono essere sfruttate per un nuovo impianto fotovoltaico?

- 1) le detrazioni possono riguardare anche le realizzazioni degli **impianti fotovoltaici**;
- 2) le detrazioni, per i lavori realizzati tra il 26 giugno 2012 e **fino al 31 dicembre 2014, passano dal 36 al 50%** delle spese sostenute. Questa scadenza del 31 dicembre è una proroga della precedente al 31 dicembre 2013;
- 3) per gli immobili a prevalente uso abitativo al beneficio delle detrazioni IRPEF si aggiunge il beneficio dell'**IVA al 10%** anziché al 21%.

Queste tre condizioni, nella pratica, stanno a significare che tutti coloro che hanno intenzione di realizzare un impianto fotovoltaico entro il 31 dicembre 2014, oltre a pagare l'IVA al 10%, come del resto è sempre stato, possono detrarre dalle tasse IRPEF il 50% dei costi di realizzazione, fino ad un massimo di 96.000 euro di spesa, quindi all'incirca per impianti fotovoltaici fino ai 50kW di potenza (per almeno 500mq di superficie FV). In termini monetari, la detrazione viene spalmata in 10 anni attraverso 10 quote annuali di parti importo. Attenzione: il requisito fondamentale per beneficiare di questo vantaggio è avere un reddito sufficiente a coprire tali detrazioni; se un anno devo pagare 1.200 euro di Irpef, ma ho diritto a detrarre 1.500 euro, la differenza di 300 euro non può essere messa a credito. Per queste 300 euro perdo quindi il beneficio della detrazione.

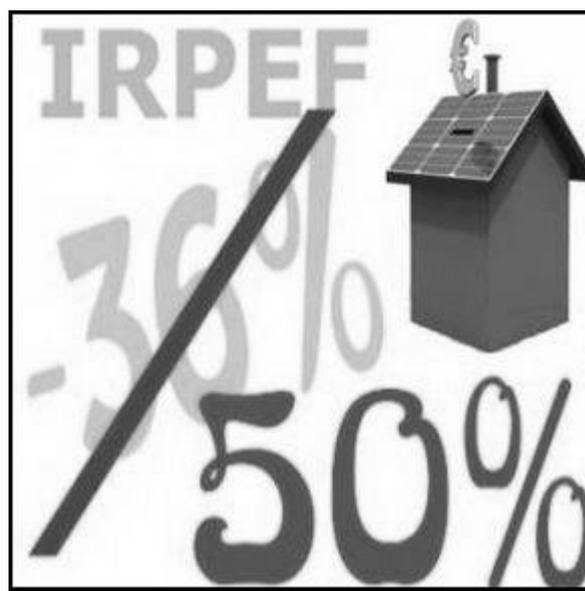


Fig. 29; Fino al 31/12/14 le detrazioni saranno sul 50% del costo impianto

➤ *Esempio su classico impianto domestico 3kW*

Per il classico impianto fotovoltaico domestico di 3 kW, attualmente valutabile circa 6000 “chiavi in mano” + IVA al 10%, puoi recuperare annualmente dalle dichiarazioni dei redditi 300 euro. Cioè la restituzione di 3.000 euro (la metà del costo dell’impianto, senza IVA) in 10 anni; restituzione che avviene tramite detrazione fiscale Irpef.

➤ *Chi può accedere alle detrazioni IRPEF del 50% ?*

La detrazione è accessibile non solo ai proprietari degli immobili sui quali vengono realizzati gli impianti, ma anche gli inquilini o i comodatari.

- il proprietario o il nudo proprietario
- il titolare di un diritto reale di godimento (usufrutto, uso, abitazione o diritto di superficie)
- l’inquilino o il comodatario
- i soci di cooperative divise e indivise
- i soci delle società semplici
- gli imprenditori individuali, solo per gli immobili che non rientrano fra quelli strumentali o merce.

Per richiedere la detrazione bisogna:

- a) inviare all’Asl, quando previsto dalla normativa, l’apposita comunicazione dei lavori;
- b) pagare i lavori tramite **bonifico** bancario o postale in cui devono figurare: la causale specifica del pagamento, ed i dati del pagante e del ricevente (C.F o P.IVA);
- c) indicare nella dichiarazione dei redditi, tra tutti quelli richiesti, i dati catastali dell’immobile su cui viene realizzato l’impianto fotovoltaico e altra documentazione ben dettagliata sul sito dell’Agenzia delle Entrate.

4.5 COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO

La **cogenerazione** in ingegneria energetica è il processo di produzione contemporanea sia di energia meccanica, solitamente trasformata in energia elettrica (corrente elettrica), che di calore utilizzabile per riscaldamento e/o processi produttivi-industriali. Nella maggior parte dei casi gli impianti di cogenerazione conferiscono calore già pronto per edifici pubblici o privati.

La cogenerazione con potenza elettrica inferiore ad 1 MW si definisce piccola cogenerazione, quella con potenza inferiore a 50 kW microcogenerazione, e viene effettuata tramite motori alternativi a combustione interna, microturbine a gas o motori a ciclo Stirling. La differenza principale tra la piccola cogenerazione e la microcogenerazione consiste nel fatto che nella piccola cogenerazione l’energia termica è un prodotto secondario, mentre la microcogenerazione è diretta

principalmente alla produzione di calore e secondariamente di energia elettrica.

In estrema sintesi i vantaggi della piccola cogenerazione sono:

- Impiego di energia termica altrimenti inutilizzata, con un conseguente risparmio di combustibile;
- Minore inquinamento atmosferico;
- Filiera di distribuzione elettrica notevolmente più corta, con una netta riduzione delle perdite sulla linea;
- Riduzione delle infrastrutture (centrali e linee elettriche).

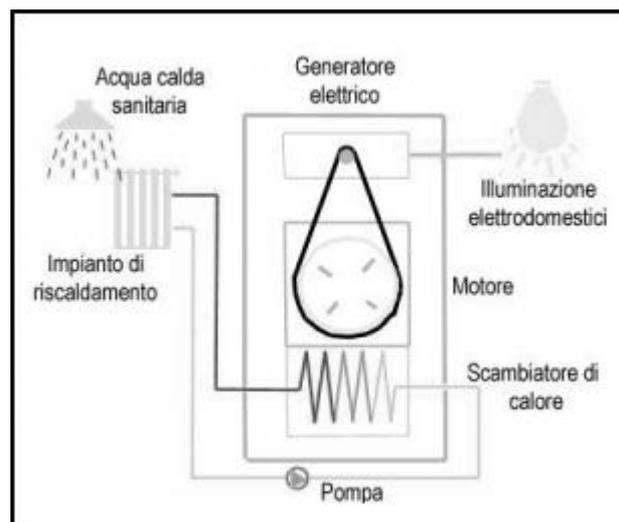


Fig. 30; Schema di principio di un impianto di microcogenerazione domestico

Uno dei principali benefici derivanti dalla cogenerazione è il risparmio di combustibile, che si traduce in una maggiore disponibilità dello stesso e in minori emissioni in atmosfera.

La cogenerazione è una tecnologia che consente di incrementare l'efficienza energetica complessiva di un sistema di conversione di energia. Ma per spiegarne il motivo occorre analizzare i rendimenti.

Il coefficiente di rendimento è caratteristico per ogni tipo di motore e rappresenta il rapporto tra la resa energetica che ne deriva ed il combustibile introdotto. Questi rapporti sono caratteristici per ogni tipo di motore. Ad esempio i motori di auto a benzina presentano rendimenti che oscillano tra il 20 ed il 30 per cento; auto con motori diesel tra il 25 ed il 35 per cento, il restante diventa calore disperso.

I grandi motori hanno un'efficienza maggiore e, pur generalizzando molto, si può affermare che per i motori termoelettrici, il coefficiente di rendimento è discretamente alto e può raggiungere un 55%. Ma il medesimo motore quando produce in cogenerazione presenta coefficienti che raggiungono l'85%, perché il potere calorifero del combustibile è utilizzato al meglio, con un'effettiva ottimizzazione dei processi.

Naturalmente gli investimenti per adattare i motori di una centrale termoelettrica alla cogenerazione sono notevoli, ma qualora sia possibile creare una rete di teleriscaldamento, i risultati sono sempre vantaggiosi. Va considerato infatti il periodo di utilizzo di queste macchine, che arriva anche a 30-40 anni.

Il parametro più comunemente utilizzato per valutare l'efficienza energetica degli impianti di CAR (cogenerazione alto rendimento) è il **rendimento di primo principio** [Norma UNI 8887, sistemi per processi di cogenerazione, definizioni]. Si tratta del rapporto tra la somma delle potenze rese all'utenza e la potenza fornita dalla fonte energetica:

$$\eta = \frac{\text{Potenza Elettrica Utile} + \text{Potenza Termica Utile}}{\text{Potenza Totale resa dalla fonte energetica primaria}}$$

Per esempio un impianto che utilizza 100 MWh di metano per produrre 40 MWh elettrici e 40 MWh termici ha un'efficienza elettrica e termica del 40% ed un'efficienza globale dell'80%.

La differenza principale tra i sistemi a microcogenerazione e i loro parenti su larga scala sono i parametri che ne guidano l'operatività. In molti casi i sistemi CHP industriali generano principalmente energia elettrica e il calore è un utile sotto-prodotto. Al contrario i sistemi di micro-CHP, che funzionano in case o piccoli edifici commerciali, producono principalmente calore generando elettricità come sotto-prodotto. A causa di questo modello operativo e della domanda fluttuante delle strutture per quanto riguarda l'energia elettrica, i sistemi a microcogenerazione spesso producono più elettricità di quella che viene usata.

Mentre il net-metering è un sistema molto efficiente per utilizzare l'energia in eccesso generata da un microgeneratore, non è immune ai denigratori. Questi ultimi portano alcune considerazioni a sostegno delle loro ipotesi: mentre un generatore principale di corrente nella rete elettrica è una grossa centrale commerciale, i generatori del net-metering "spillano" energia verso la rete in modo casuale e imprevedibile. Tuttavia l'effetto è minimo se vi sono soltanto una piccola percentuale di clienti che generano elettricità e ognuno di loro ne genera una piccola quantità. Quando viene acceso un forno o una stufa elettrica viene utilizzato circa lo stesso quantitativo di elettricità da rete che viene prodotta dal generatore casalingo. L'effetto diverrebbe dunque evidente se vi fosse una larga percentuale di case con sistemi di generazione. La coordinazione tra i sistemi di generazione nelle case e nel resto della rete diverrebbe necessaria per un uso affidabile e per evitare danni alla rete stessa.

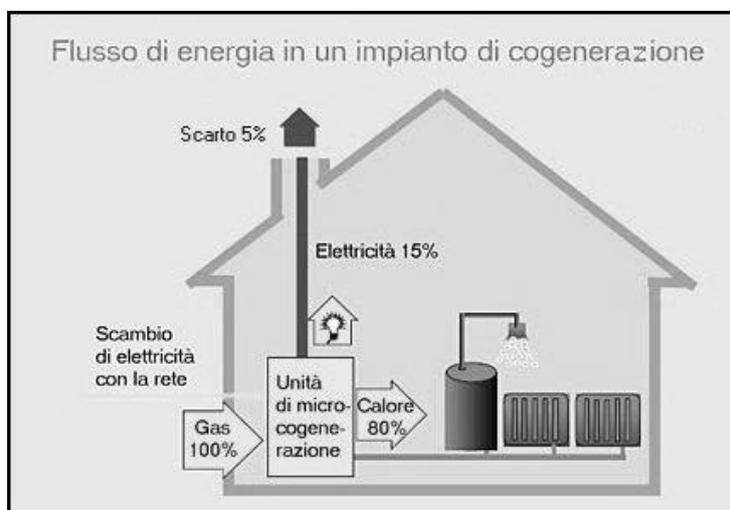


Fig. 31; Esempio di quote elettriche e termiche per utenza domestica

La maggior parte dei sistemi a cogenerazione usano il **gas naturale** come combustibile poiché brucia bene e in maniera pulita, ha un costo relativamente basso, è disponibile in moltissime zone e può essere facilmente trasportato attraverso tubature che già raggiungono molte case. Il gas naturale è adatto per i motori a combustione interna, come il motore a quattro tempi e la turbina a gas, perché brucia senza produrre cenere, catrame o fuliggine. Le turbine a gas vengono usate in molti sistemi di piccole dimensioni a causa della loro alta efficienza, delle loro piccole dimensioni, della combustione pulita, della durata e dalla piccola manutenzione richiesta. Le turbine a gas progettate con il raffreddamento ad aria operano senza olii lubrificanti o refrigeranti. Il calore sprecato delle turbine a gas viene soprattutto dagli scarichi, mentre nei motori a ciclo alternativo con combustione interna viene diviso tra lo scarico e il sistema di raffreddamento.

Il futuro della cogenerazione, in particolare per le case e i piccoli esercizi commerciali, continuerà a subire l'influenza del prezzo del carburante, incluso il gas naturale. Fino a che tale prezzo continuerà a salire renderà l'economia più favorevole per le misure di conservazione energetica e usi di energia più efficienti, come la cogenerazione e la microcogenerazione.

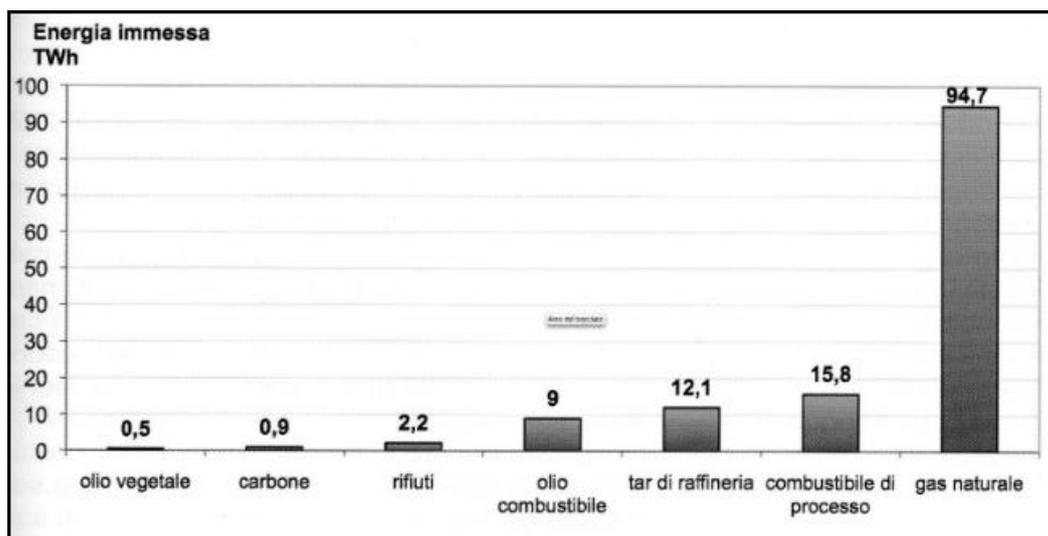


Fig. 32; Energia primaria utilizzata in impianti CAR differenziata per tipi di combustibile [fonte GSE]

CAP 5. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO E SCENARIO DI RIFERIMENTO

In questo capitolo verrà dimensionato l'impianto di accumulo ottimale dal punto di vista tecnico/economico, ricercando lo scenario che porti il sistema a pareggio nella vita dell'impianto, per poter poi effettuare un'analisi parametrica nel capitolo successivo.

5.1 FOGLIO DI CALCOLO INTRODUTTIVO

Ai fini del dimensionamento dell'impianto fotovoltaico con accumulo, è necessario mettere in correlazione tra loro le tre componenti fondamentali: il profilo dell'utenza, l'impianto fotovoltaico e il sistema di accumulo. Nella prima fase di analisi non viene considerato il ruolo esterno al sistema che può avere una società terza (ESCo), verrà integrata all'analisi in un secondo momento.

Il target di riferimento è quello di sovrapporre la curva di consumo (dell'utenza) e di produzione (dell'impianto da fonte rinnovabile) e valutare il dimensionamento dell'accumulo più conveniente in base alle differenze tra queste due curve durante la giornata.

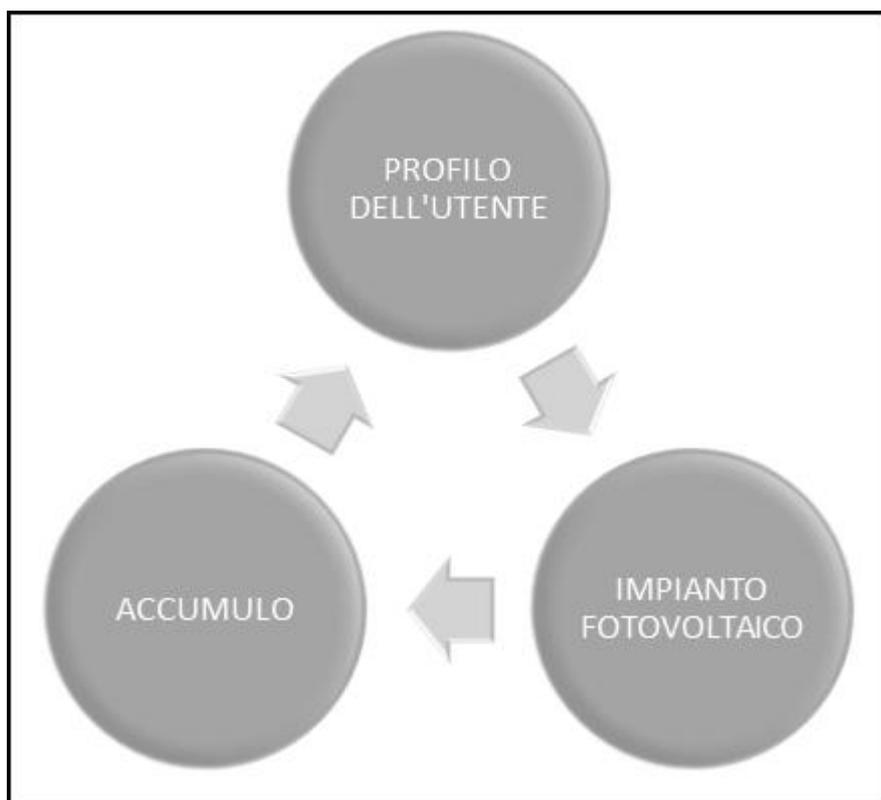


Fig. 33; Le 3 macrocomponenti dell'analisi

- **Profilo dei consumi dell'utente**

La prima componente analizzata è stata chiaramente quella del profilo dell'utente, per costruire il diagramma tipico di un'utenza civile ci si è avvalsi di due diversi elaborati. Per primo quello redatto per ENEA da S. Barsali, P. Di Marco, S. Filippeschi, "Dimostratore di casa attiva" da cui si è ricavata la curva giornaliera estrapolata punto per punto con intervalli di un'ora.

Successivamente, grazie all'elaborato già citato nel cap 4 di "Qual Energia", è stata diagrammata la curva nei quattro casi stagionali. Quest'ultima operazione di confronto durante l'anno è fondamentale perché sia le prestazioni dell'impianto fotovoltaico che la curva di consumo domestico variano in maniera determinante nelle diverse stagioni.

Importante è precisare come questa curva rappresenti soltanto utenze domestiche e che quindi, alzando oltre un certo valore il numero di kWh consumati con l'intenzione di simulare grosse utenze, la simulazione non è più verosimile a causa del diverso andamento che riguarda le utenze industriali, con profili di carico molto più appiattiti durante la giornata (ad es aziende che utilizzano carichi ad assorbimento costante lungo tutte le 8/10 o 24 ore) oppure pesantemente intermittenti (ad es acciaierie), con problematiche assai diverse in base al caso analizzato.

Come input a questa prima fase, è possibile inserire un qualsiasi numero di kWh/anno consumati dall'utenza ed il foglio di calcolo restituirà oltre che la curva di carico giornaliera stimata nelle quattro stagioni, anche i kWh giornalieri di cui l'utenza ha bisogno.

Il profilo della curva ottenuta sarà indispensabile per effettuare il confronto con quella della produzione fotovoltaica e valutare sia l'autoconsumo che le differenze in prelievo ed in emissione dalla rete e verso la rete.

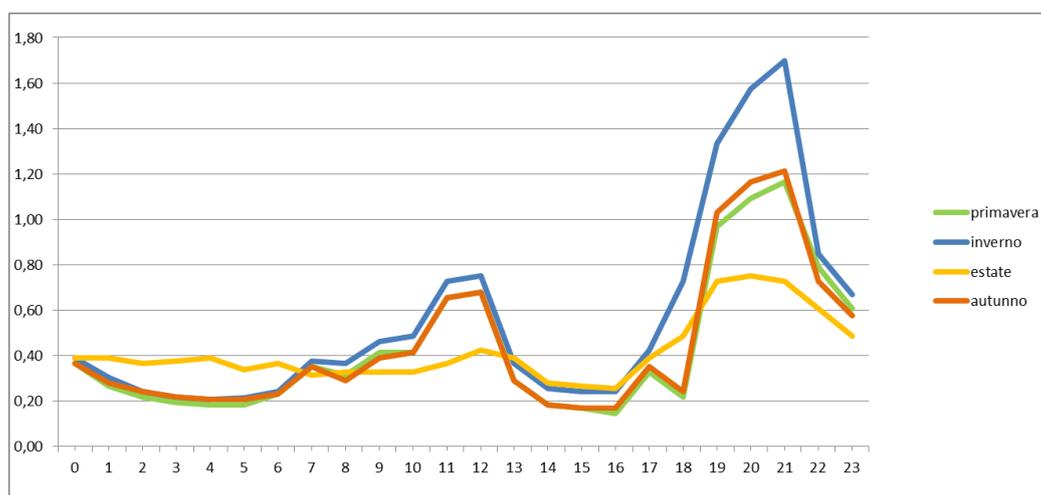


Fig. 34; Curva di carico tipica di un'utenza consumante 4000 kWh/anno

- **L'impianto Fotovoltaico**

Ai fini del dimensionamento e dei calcoli di produttività di un impianto fotovoltaico è fondamentale prendere in esame il sito di installazione per quanto riguarda sia la radiazione che l'orientamento della superficie di installazione.

In questo studio si è deciso di ipotizzare tre differenti scenari: Nord, Centro e Sud Italia. Per tutte si considera un'installazione in condizioni ottimali per la produzione e quindi con inclinazione rispetto al piano orizzontale di 30° e senza nessun ombreggiamento. Nel dettaglio le tre località sono:

- Padova (Latitudine: 45°16'; longitudine: 11°46.3' - Azimut: 0°); 1140 ore nette equivalenti.
- Roma (Latitudine: 41°54' Longitudine: 12°25' - Azimut: 0°); 1230 ore nette equivalenti.
- Palermo (Latitudine: 38°07' Longitudine: 13°22' - Azimut: 0°); 1440 ore nette equivalenti.

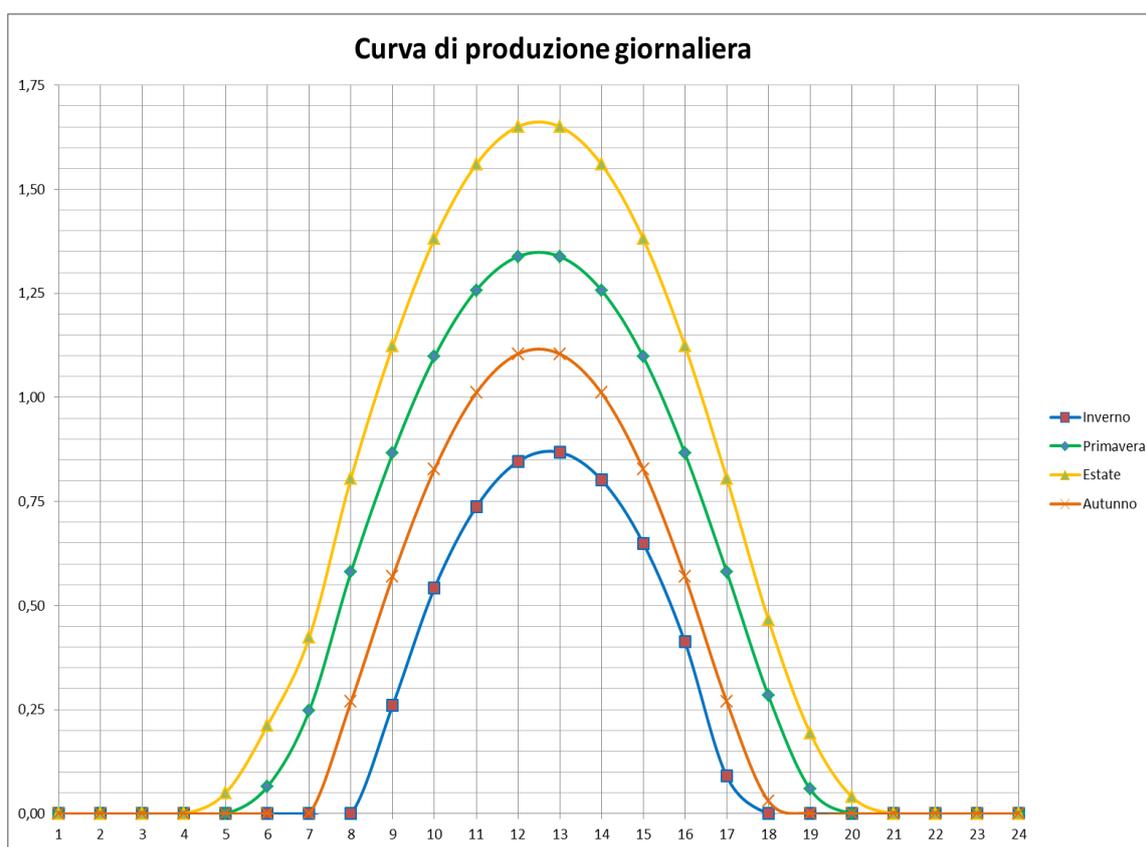


Fig. 35; Curva di produzione giornaliera (Padova, 3 kWp)

I diagrammi orari rappresentati in figura, mostrano le curve medie nelle 4 stagioni e tengono conto anche della probabilità di giorni nuvolosi e sereni.

Per il calcolo delle ore equivalenti di funzionamento annuo ci si è avvalsi dell'uso del portale PVGIS che permette di calcolare direttamente la radiazione in base ai dati del sito in oggetto. Si ricorda che esso è il portale più cautelativo tra quelli maggiormente utilizzati.

$$\text{ore annue equivalenti [h]} = \frac{\text{radiazione [kWh/m}^2\text{]}}{\text{irraggiamento [kW/m}^2\text{]}}$$

Si può assumere l'irraggiamento pari ad 1 kW/m^2 (condizioni STC: Standard Test Conditions) e quindi ricavare facilmente le ore equivalenti dal database del PVGIS.

Per l'impianto Fotovoltaico sono stati presi come riferimento i seguenti costi:

- Pannelli policristallini standard 800 €/kWp
- Inverter 250 €/kWp
- Quadri elettrici 150 €/kWp
- Installazione 220 €/kWp
- Impianto finito 1900-2600€/kWp

E' importante ricordare che, durante il capitolo, questi componenti verranno considerati non ivati nel caso di ESCO, al contrario del caso di utente finale.

Il calcolo del rendimento a valle dei moduli, detto "rendimento di impianto", viene sempre distinto da quello proprio della tecnologia dei pannelli, chiamato "rendimento di conversione". Le principali perdite considerate nel rendimento di impianto sono:

- Temperatura dei moduli rispetto STC
- Mismatch tra moduli e tra stringhe
- Circuiti in corrente continua
- Inverter
- Circuiti in corrente alternata

Per un rendimento complessivo che oscilla tra 0,75 e 0,89.

Il rendimento di impianto può essere variato nel foglio di input.

In prima approssimazione, per quanto riguarda un sistema con soltanto l' impianto fotovoltaico, si può stimare che debba avere una potenza nominale di circa il consumo medio annuo diviso un fattore di mille ovvero, nel caso di un consumo annuo di 3000 kWh all'anno, potrebbe essere sufficiente un tipico impianto da 3 kWp, attualmente del costo di circa 6000 Euro.

Le curve giornaliere, diagrammate ora per ora, utilizzando come database il già citato portale PVGIS e rappresentano i quattro giorni tipici delle stagioni, tra cui luglio (giorni di limite superiore della produzione) e dicembre (giorni di limite inferiore della produzione). Il foglio di calcolo restituisce anche i kWh elettrici prodotti dall'impianto mese per mese, dati utili nel corso dell'elaborato.

Nella tabella sono riportati i valori di Radiazione globale giornaliera in condizioni ottimali a Padova (database PVGIS), ipotesi di assenza di ostacoli.

Mese	kWh/m ²
Gennaio	2,44
Febbraio	3,38
Marzo	4,62
Aprile	5,12
Maggio	5,66
Giugno	5,95
Luglio	6,06
Agosto	5,50
Settembre	4,76
Ottobre	3,54
Novembre	2,60
Dicembre	1,89

- *Confronto delle due curve*

Per quanto riguarda la sovrapposizione delle due curve, è stata fatta la differenza dei dati ora per ora (nelle quattro giornate-tipo) della produzione e del carico, ottenendo così l'andamento del flusso energetico durante tutta la giornata. In questo modo è possibile ricavare anche il totale surplus / deficit dell'impianto e dell'utente che si intende analizzare. Nella figura che segue, vengono riportate come esempio le curve appartenenti ad un impianto da 3 kWp su un'utenza consumante 4000 kWh/anno. E' evidente quanto sia diversa la percentuale di energia autoconsumata (graficamente rappresentata dalla sovrapposizione) considerando le diverse stagioni. Si ricorda che a questo punto si deve ancora introdurre il sistema di accumulo, quindi l'energia autoconsumata è da intendersi **istantaneamente** autoconsumata. La media annua di autoconsumo istantaneo si aggira tipicamente dal 25% al 40% in utenze con impianti dimensionati standard.

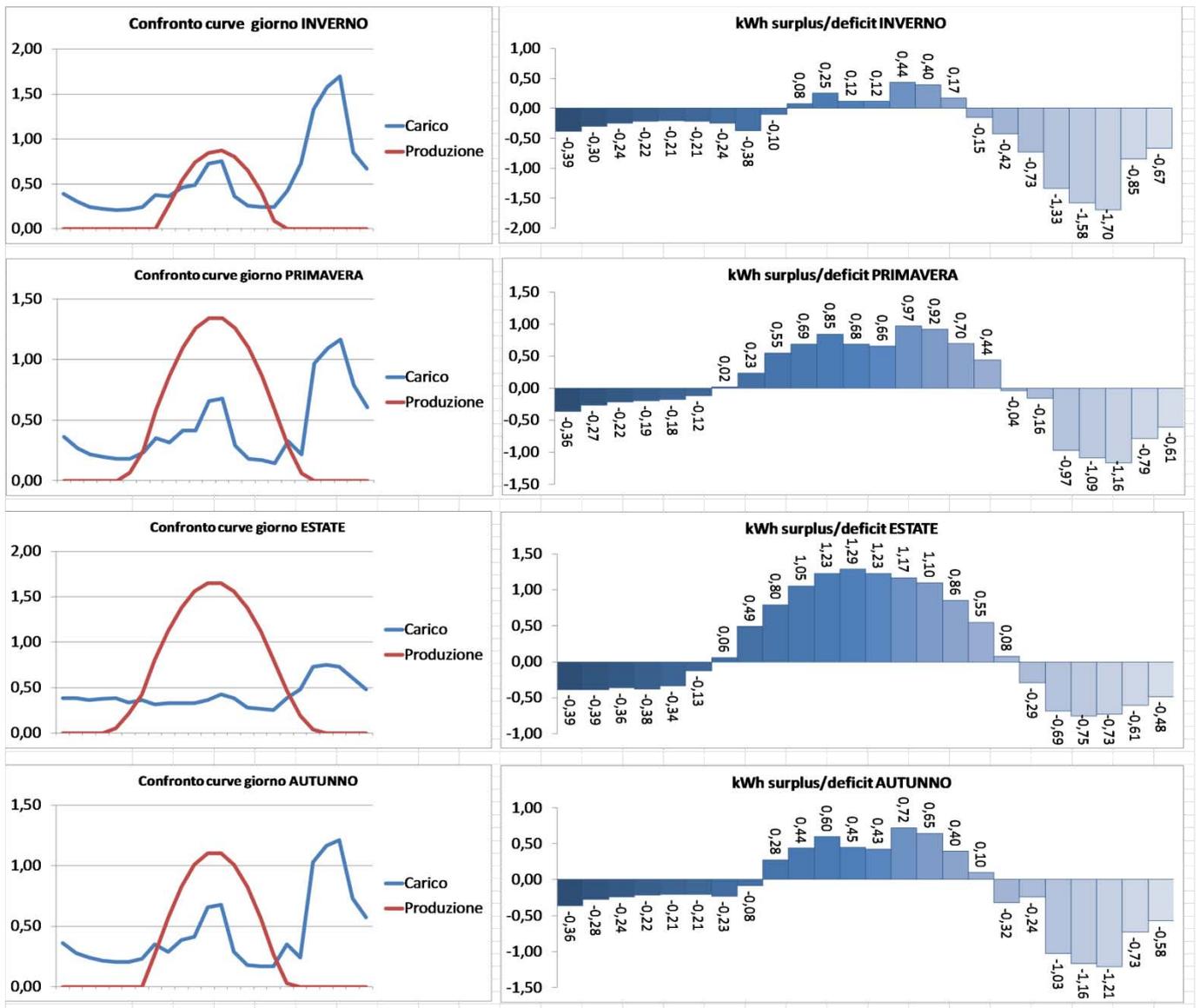


Fig. 36; Confronto delle curve nelle quattro stagioni (3 kWp; consumi 4000 kWh/anno; Padova)

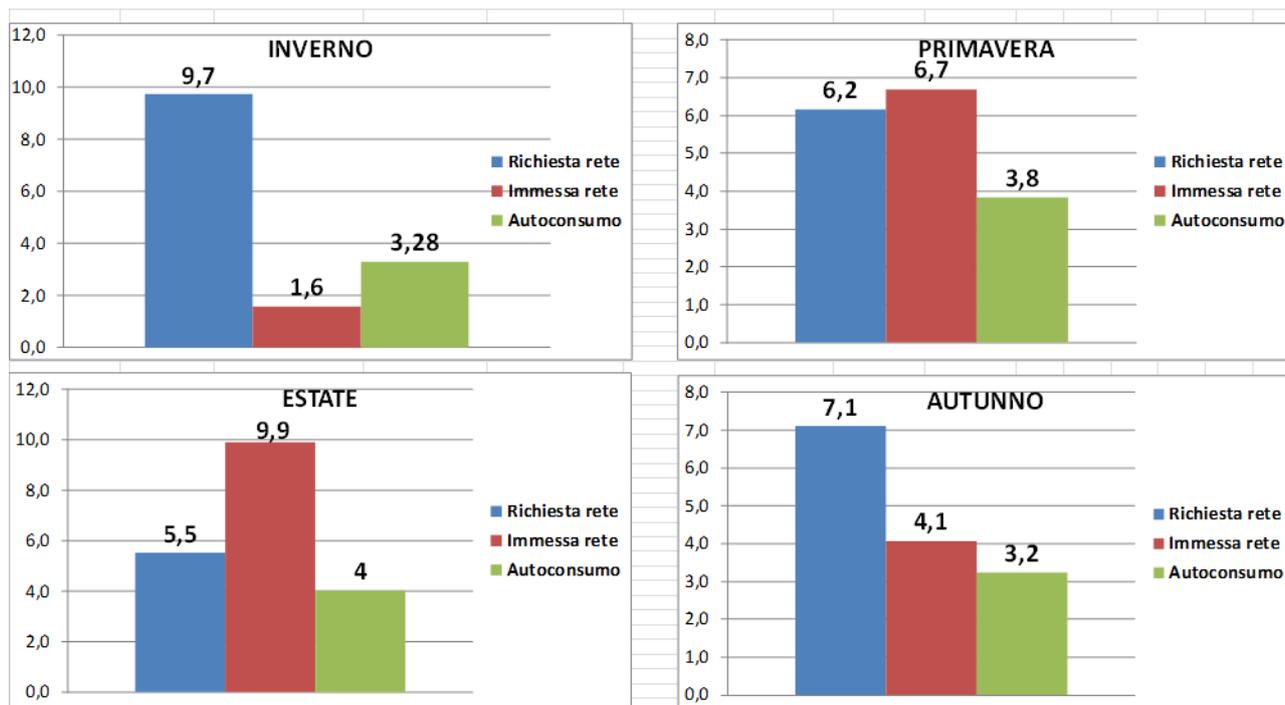


Fig. 37; Dati giorni tipici (impianto 3 kWp; consumi 4000 kWh/anno) senza accumulato

- **L'impianto di accumulato**

Il dimensionamento dell'impianto di accumulato si basa su un'importante considerazione ossia che durante il periodo invernale il sistema di accumulato diventa quasi ininfluenza poiché, essendo bassa la produzione dell'impianto FV ed elevati i consumi, il surplus energetico da accumulare durante le ore centrali è basso e quasi tutta la produzione viene istantaneamente autoconsumata; all'opposto durante i mesi più soleggiati, poiché la produzione è ai massimi delle potenzialità dell'impianto FV ed i consumi non sono altrettanto elevati, avrei la possibilità di accumulare moltissima energia ma per accumularla nella totalità avrei bisogno di un parco di batterie enorme e ciò non sarebbe conveniente ne tecnicamente ne ovviamente economicamente essendo il costo degli accumulatori ancora molto elevato.

La capacità installata per l'accumulato quindi dovrà essere un compromesso tra le due opposte situazioni, e la capacità dell'accumulato risulterà sfruttata totalmente in estate e primavera ed il più possibile in inverno, compatibilmente con la minore produzione, per una media annua di autoconsumo (non istantaneo) di circa 90%.

Nome Foglio Calcolo	Input	Output
Utenza	- kWh consumati	- Curva di carico giornaliera
Impianto FV	- kWp installati; - Rend. impianto	- Curva di produzione giornaliera; - Produzione mensile
Confronto	- Curva di carico giornaliera; - Curva produzione giornaliera	- Surplus/Deficit energetico
Accumulo	- Tecnologia scelta; - Taglia del modulo scelto; - Costo €/kWh; - Dettagli tecnici del prodotto (Capacità nominale, capacità utilizzabile, profondità di scarica, efficienza; non viene considerata la perdita di capacità del prodotto.)	- kWh prelevati, immessi e autoconsumati nella nuova configurazione

5.2 TARGET 1: ANALISI ECONOMICHE ACCUMULO

Questa prima fase di analisi indaga vari aspetti economici di ritorno dell'investimento per un acquirente finale già dotato di impianto FV che si chiede quando l'investimento per un impianto di accumulo domestico potrà essere realmente competitivo.

Ipotesi Impianto:

- Impianto Fotovoltaico standard da 3 kWp installato al Nord Italia;
- Consumi utenza 4000 kWh/anno;
- Per l'impianto FV da 3 kWp, è stato ottimizzato dal foglio di calcolo un impianto di accumulo di 7,20 kWh (con profondità di scarica 0,8 e quindi praticamente sfruttabili 5,76 kWh) che permettono di beneficiare di un autoconsumo medio annuo dell' 89,85% pari a circa 3133 kWh autoconsumati dall'utenza (senza accumulo si attestava a circa 42%).
- Per l'attualizzazione dei flussi di cassa futuri verrà utilizzato un tasso del 4%.

Protagonista:

- Acquirente piccolo impianto accumulo domestico. Impianto FV già installato.

Scenario:

- Viene proposto all'acquirente finale di affiancare al proprio impianto fotovoltaico da 3 kWp anche un impianto di accumulo domestico, adeguatamente dimensionato, al fine di migliorare la redditività dell'impianto, a fronte ovviamente di una spesa iniziale maggiore.

Target Analisi:

- **T1.1)** Qual è il costo limite di pareggio del sistema per un acquirente finale per un ritorno entro un numero di anni definito, ovvero, quanto deve costare l'impianto di accumulo per riuscire ad avere un ritorno (cash flow = 0) entro tot anni ?
- **T1.2)** Costo limite dell'impianto per avere un ritorno economico definito dopo tot anni? Ovvero, al decrescere del prezzo degli accumulatori, quale sarà il guadagno percentuale ad uno specifico anno rispetto al solo fotovoltaico?
- **T1.3)** Qual è il bilancio economico totale nella vita dell'apparecchio?

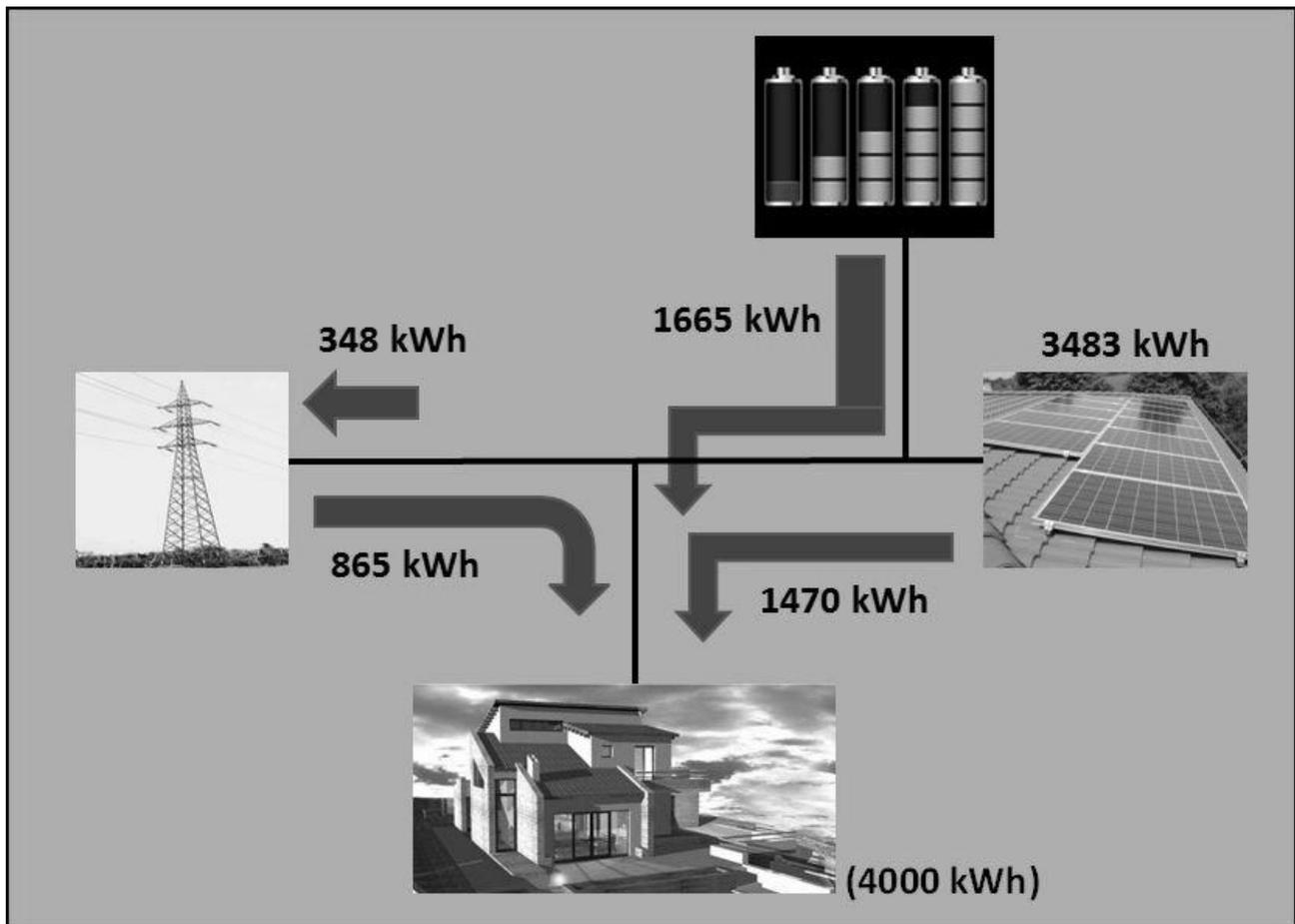


Fig. 38; Flussi energetici nell'impianto in esame

➤ Svolgimento Analisi T1.1

Nello scenario descritto, pare ragionevole ipotizzare che il piccolo investitore privato possa essere interessato ad un aumento considerevole dell'investimento iniziale soltanto nel caso in cui il tempo di ritorno sia quantomeno simile a quello che avrebbe con l'installazione del solo impianto fotovoltaico da 3 kWp e quindi, stando ai prezzi attuali del mercato del fotovoltaico senza incentivi ma con detrazione 50%, circa 8 anni.

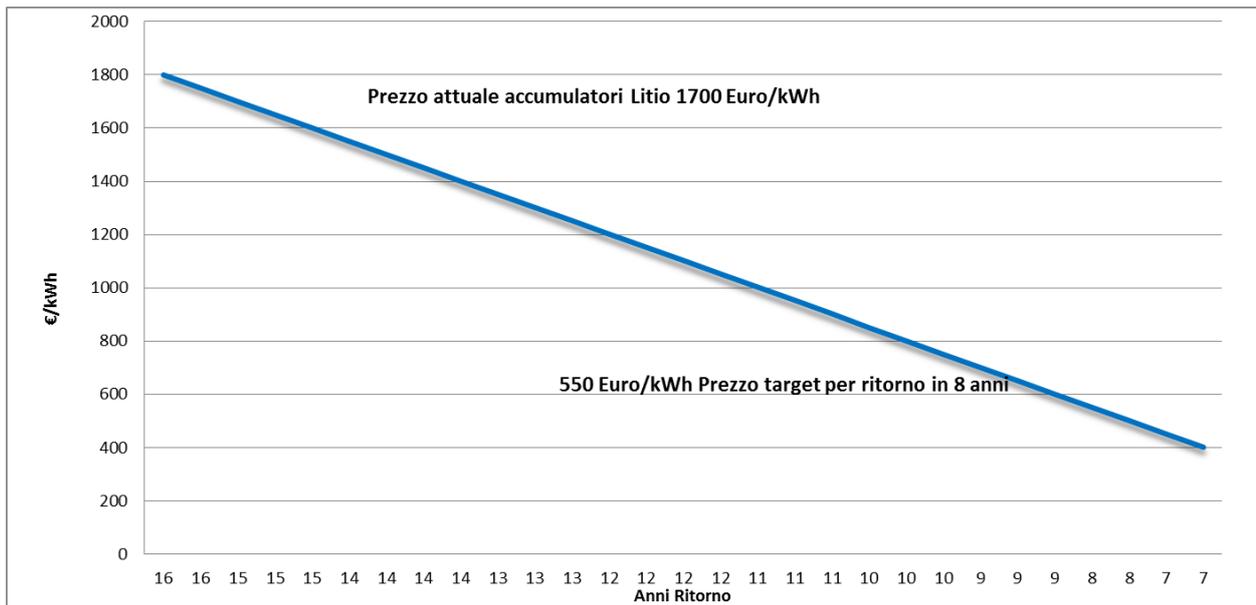


Fig. 39; Andamento costo limite di pareggio del sistema

In figura viene mostrata una relazione lineare tra l'andamento decrescente del prezzo degli accumulatori (come già detto, attualmente 1700 €/kWh) ed il target dell'analisi.

Tale relazione è stata ottenuta inserendo come input nel foglio di calcolo i vari prezzi dell'accumulo e diagrammando quindi l'output corrispondente. Si ottiene quindi il risultato dell'analisi T1.1: nel caso in cui un acquirente volesse affiancare al proprio impianto FV da 3 kWp un impianto di accumulo ottimizzato e desiderasse un tempo di ritorno di investimento circa uguale a quello dell'impianto FV (attualmente 8anni), allora il sistema di accumulo dovrebbero costare circa 550 €/kWh (per un totale di circa 3900 Euro nell'impianto considerato).

➤ **Svolgimento Analisi T1.2**

Un approccio simile potrebbe essere quello in cui l'acquirente volesse avere un ricavo ben definito dopo tot anni di funzionamento. Basandosi su attuali prezzi di mercato, un impianto FV da 3kWp senza accumulo costa circa 6000 Euro, considerando un decadimento della produzione dello 0,7% /anno, una manutenzione per pulizie di 150 Euro/anno e la sostituzione dell'inverter dopo 10 anni (circa 600 Euro).

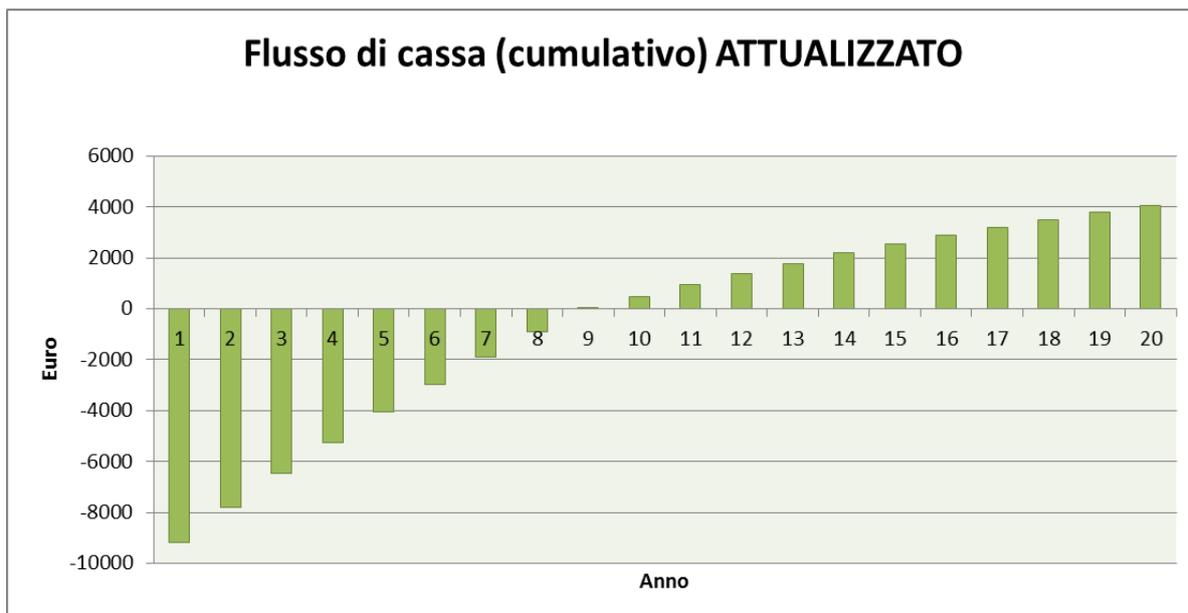


Fig. 40; Flusso di cassa accumulato attualizzato per l'impianto FV+Storage in esame

Spostando ora l'attenzione sull'impianto di accumulo, al decrescere del prezzo degli accumulatori, quale sarà il guadagno percentuale al 15esimo anno rispetto al solo fotovoltaico? L'investimento quando sarà anti-economico e quando remunerativo?

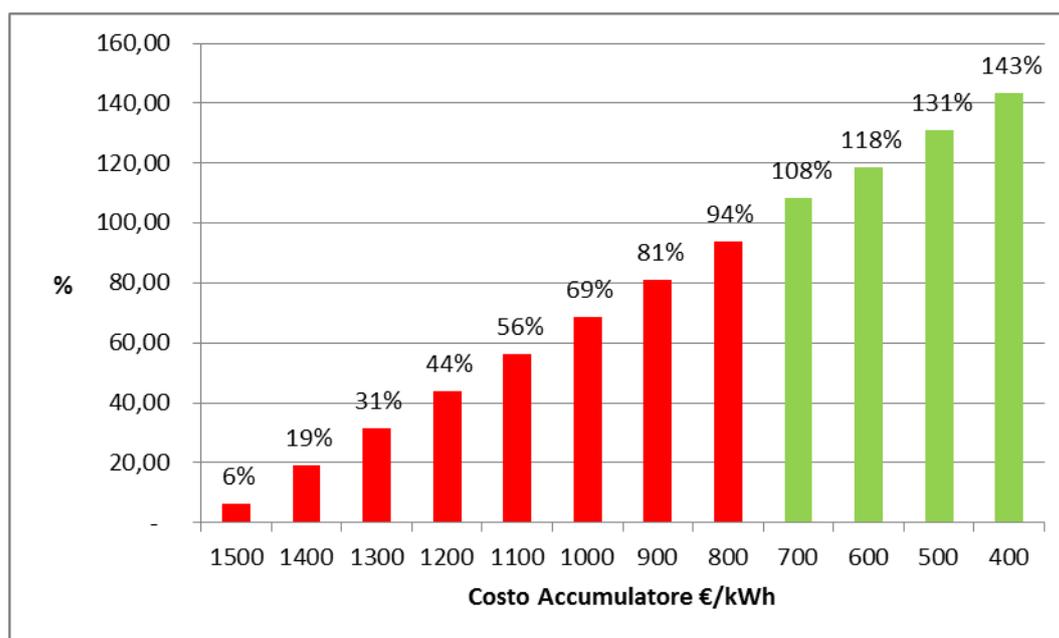


Fig. 41; Ricavi percentuali rispetto al 15 anno di un impianto con soltanto impianto FV

➤ Svolgimento Analisi T1.3

Per questo punto dell'analisi, si prende come riferimento il prodotto di cui è allegata in seguito la scheda tecnica. Come si può leggere dalle specifiche, il tempo di vita atteso è di vent'anni o 5000 cicli di carica/scarica. Considerando le "ipotesi impianto" già citate, il foglio di calcolo restituisce per le varie stagioni, un livello di sfruttamento della capacità dell'impianto di accumulo pari a: inverno 32%, primavera 100%, estate 100%, autunno 72,65%.

Technical data SPICA 25

Battery	
Material	LiFePO ₄
Nominal Capacity	3.15 kWh
Available Capacity	2.52 kWh (at 80 % DoD)
Voltage & Range	48 V / 42 V to 56 V
Expected Life*	20 years or 5.000 cycles
Discharging	
Nominal Current	25 A
Peak Current	40 A, about 10 s
Temperature	-10°C to +45°C
Self-discharge	<1% per month
Depth of Discharge	80 %
Charging	
Nominal Current	12 A
Max. Current	20 A
Max. Power	1 kW
Recharge Time	4 hours
Temperature	0°C to +45°C
Features / Function	
Certificates and approvals	IEC 62619, EN 61000, 2066/66/EC, UN 38.3
Charge/discharge with BMS (Battery Management System)	yes
State of charge calculation / full charge / equalization charge	yes / yes / yes
Battery temperature sensor, battery voltage sensor	yes / yes
Parallel / serial connection	yes / yes
Protection / Safety	
Protection Class	IP 21 (extendable to IP 65)
Short-circuit / Overload	yes / yes
Overtemperature / battery deep discharge	yes / yes
General data	
Efficiency	> 95 %
Communication	CAN-Bus 2.0 a
Dimensions (W x H x D)	455 x 661 x 216 mm
Weight	60 kg
Storage Temperature	-20°C to +60°C
Humidity	90%, non-condensing
Warranty / Guarantee	3 years, 7 years life time
* at 80% DoD; up to 70 % residual capacity	
<small>Subject to modifications and errors</small>	

Fig. 42; Scheda tecnica dell'accumulatore considerato nel progetto

Da una semplice analisi ne possiamo quindi ricavare che, nei mesi invernali, gli accumulatori sono sottoutilizzati, a causa della scarsa producibilità dell'impianto FV, e quindi non è da considerarsi un ciclo di carica/scarica giornaliero. Vengono quindi considerati circa 300 cicli/anno, il che si traduce

con una vita attesa dell'apparecchio di 16,7 anni. In questo lasso di tempo, qual è il bilancio economico legato allo specifico apparecchio usato nell'impianto in esempio?

Ancora una volta, è pesantemente coinvolto il costo Euro/kWh dell'accumulatore che in questa analisi rappresenta l'esborso iniziale, verranno quindi presi in esame 3 diversi scenari:

- a) Costo attuale: 1700 Euro/kWh
- b) 1000 Euro/kWh
- c) Costo target dell'analisi T1.1: 550 Euro/kWh

Nelle ipotesi impianto abbiamo un accumulo di 7,20 kWh (con profondità di scarica 0.8 e quindi praticamente sfruttabili 5,76 kWh). Il singolo accumulatore quindi, che rilevanza economica ha avuto per l'acquirente rispetto al caso del solo FV, nel suo ciclo di vita (in questo esempio 16,6 anni)?

Come per tutti i calcoli riguardanti i flussi di cassa futuri, per calcolare il VAN (Valore Attuale Netto) di un investimento, è necessario applicare la consueta sommatoria:

$$VAN = -C_0 + \frac{C_1}{1+i} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

Il VAN rappresenta la ricchezza incrementale generata da un progetto, espressa come se essa fosse immediatamente disponibile. Se il VAN risulta positivo, il progetto libera flussi di dimensione sufficiente a ripagare l'esborso iniziale, remunerare i capitali impiegati nell'operazione, e lasciare ancora ulteriori risorse residue per ulteriori destinazioni.

Il VAN è stato calcolato fino al termine previsto di vita dell'apparecchio (16 anni), come da teoria, qualora esso risulti positivo ad un definito tasso di interesse, allora l'investimento può considerarsi valido, altrimenti, se $VAN < 0$ l'investimento non sarà remunerativo. In presenza di vari scenari con altrettanti diversi valori di VAN, poiché esso tiene già conto anche del rischio dell'investimento, si preferirà sempre lo scenario con VAN maggiore. In questo caso in esame, non si tratta di scenari alternativi da poter scegliere ma semplicemente previsioni sul prezzo futuro dell'accumulo, e quindi al scendere del prezzo, ovviamente il VAN sarà maggiore.

Il seguente grafico ci indica, al variare del costo del kWh: quanto ricavo ha generato un solo kWh di accumulo (non l'impianto completo!) nel suo ciclo di vita, rispetto ad un impianto di riferimento senza accumulo?

Costo Accumulo	Investimento iniziale intero impianto	V.A.N. al termine ciclo di vita (anno 16)	Investimento remunerativo?
a) 1700 Euro/kWh	-19734	-332	NO
b) 1000 Euro/kWh	-14190	-44	NO
c) 550 Euro/kWh	-10626	+141	SI

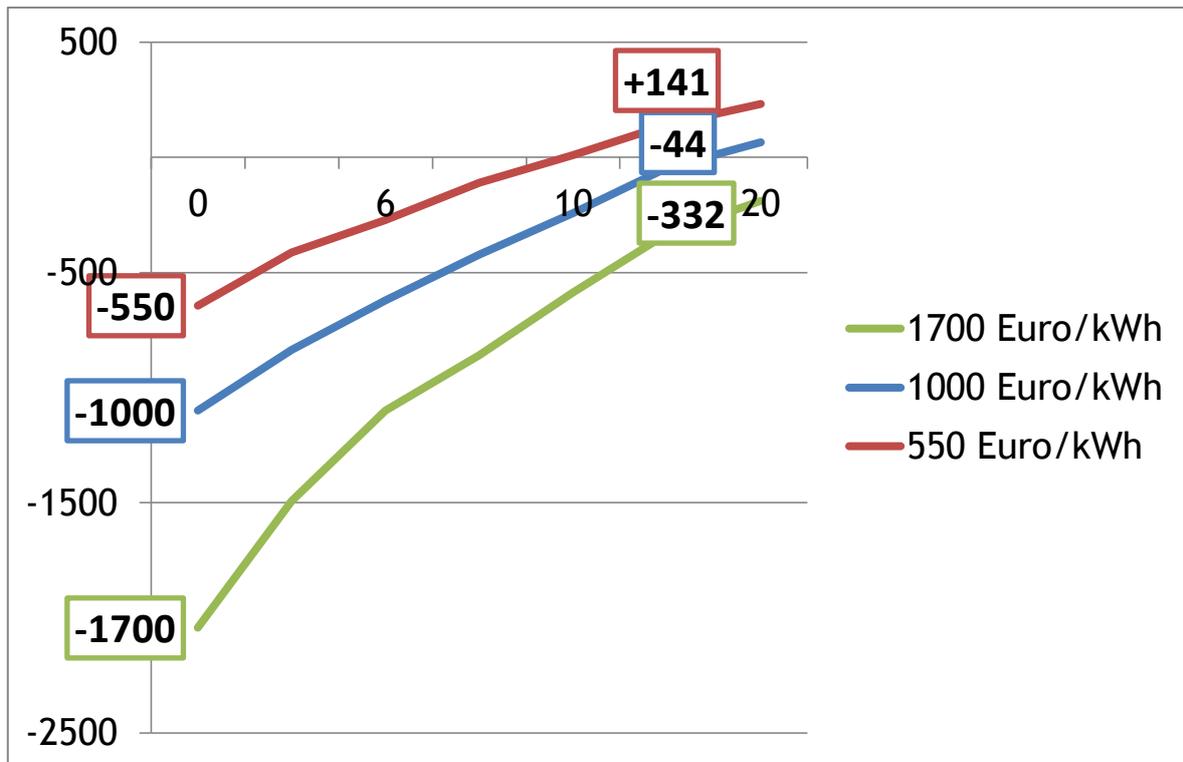


Fig. 43; Rilevanza del sistema di accumulo nel cash flow cumulativo

E' importante osservare come l'installazione di un kWh negli scenari con prezzo 1000 e 1700 Euro, in realtà peggiori il flusso di cassa al sedicesimo anno a causa dell'investimento troppo oneroso. Per quanto riguarda il VAN, tasso di interesse 4%.

5.3 TARGET 2: POSSIBILI RAPPORTI COMMERCIALI E SCENARIO DI RIFERIMENTO

Questa seconda fase di analisi cerca di capire qual è la possibile strutturazione del rapporto commerciale tra venditore dell'accumulo e utente finale qualora l'impianto di accumulo sia "affittato" dall'utente finale. Quali sono i confini di costo per rendere interessante il rapporto commerciale per entrambe le parti?

Ipotesi Impianto:

- Consumi utenza 4000 kWh/anno;
- Impianto Fotovoltaico standard da 3 kWp installato al Nord Italia;
- Per l'impianto FV da 3 kWp, è stato ottimizzato dal foglio di calcolo un impianto di accumulo di 7,20 kWh
- Non è presente il meccanismo dello scambio sul posto SSP (dettagli nello svolgimento analisi).
- Il costo dell'energia elettrica prelevata è considerato costante e pari a 0,24 Euro/kWh, mentre il prezzo dell'energia immessa pari a 0,045 Euro/kWh.

Protagonisti:

- Utenza domestica mediamente energivora.
- Impresa che propone un rapporto commerciale innovativo FV + Storage come servizio e non come prodotto.

Scenario:

- Viene proposto al cliente finale di installare, senza alcuna spesa, un impianto fotovoltaico da 3 kWp con accumulo domestico, adeguatamente dimensionato, al fine di migliorare la redditività dell'impianto, condividendone i profitti con l'impresa installatrice.
- Il cliente acconsente al produttore di installare pannelli fotovoltaici e parco batterie sul proprio sito.

Target Analisi:

- T2) Quali sono i margini di costo derivanti della spartizione del mancato esborso dovuto all'autoconsumo? Ricerca del caso di riferimento che porti in sostanziale pareggio il sistema e di una concreta strutturazione commerciale.

➤ Svolgimento Analisi T2

Come si può leggere dalle ipotesi, i nuovi rapporti commerciali incentrati sulla vendita o l' "affitto" di impianti FV + Storage si basa sul concetto che quando il prezzo di essi avrà raggiunto la competitività e quindi il relativo mercato sarà maturo, sarà conveniente puntare su un alto livello di autoconsumo, che rappresenta la più alta forma di risparmio.

Un'altra ipotesi fondamentale è che non sia disponibile il meccanismo dello scambio sul posto. Come dettagliatamente descritto nel cap 1, lo SSP permette di usare la rete come fosse un accumulatore in cui immettere il surplus della produzione e prelevare nel momento del bisogno, ma al contrario dei dispositivi di accumulo "fisici", tale accumulatore "virtuale" non necessita di nessun investimento iniziale né manutenzione da parte del proprietario dell'impianto FV. In quest'ottica quindi si spiega facilmente perché nel caso in cui si volesse sostituire lo SSP con un accumulo fisico, i margini di guadagno sarebbero troppo risicati sia per il cliente finale che non vedrebbe alcun miglioramento (considerando anche che il contributo scambio di circa 300 Euro/anno diventerebbe quasi zero a causa dell'elevatissimo autoconsumo) e soprattutto per le imprese che "affittano" gli accumuli e che devono rientrare in un investimento oneroso.

La nuova strutturazione commerciale che si analizzerà in questa fase dello studio, si basa sul concetto che l'impresa non voglia vendere un prodotto ma fornire un servizio. Più precisamente, come già descritto approfonditamente nel cap 3, si porrà come "un soggetto specializzato nell'effettuare interventi nel settore dell'Efficienza Energetica, assumendo per il cliente la necessità di reperire risorse finanziarie per la realizzazione dei progetti e il rischio tecnologico, in quanto gestisce sia la progettazione/costruzione, sia la manutenzione per la durata del contratto".

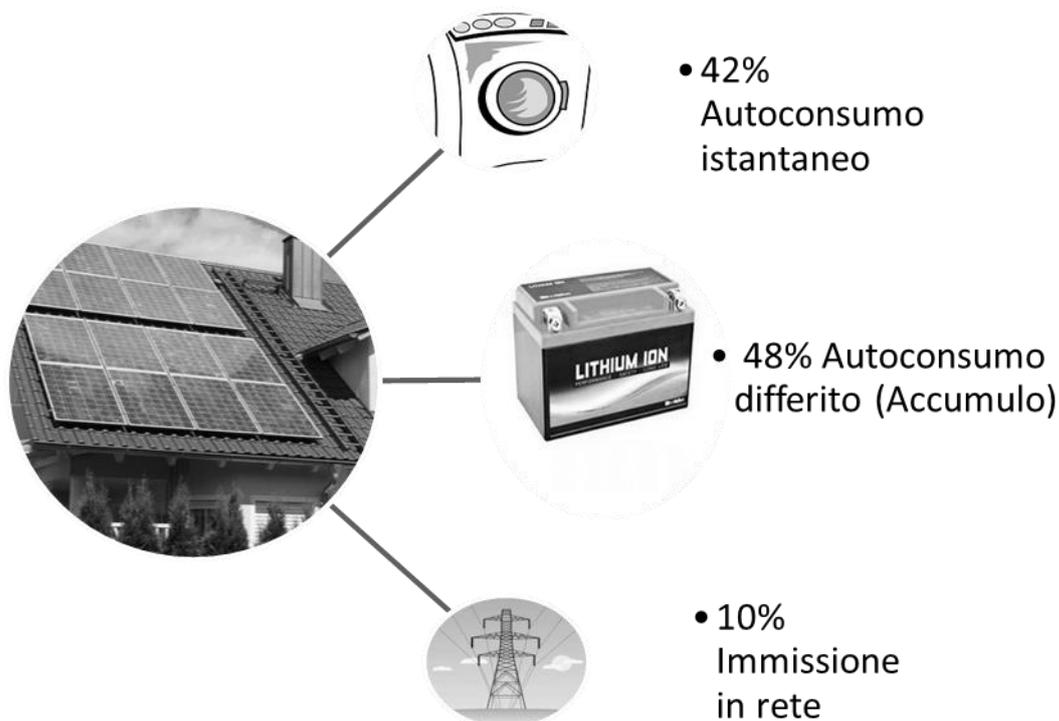


Fig. 44; Ripartizione della Produzione dovuta all'impianto FV in esame

L'impresa trarrà il suo ricavo grazie all'esborso del cliente che comprerà, dall'impresa stessa, i kWh che autoconsuma, a prezzo scontato rispetto a quanto spenderebbe se li acquistasse dalla rete. Il profitto della ESCO è legato al risparmio economico effettivamente conseguito con la realizzazione del progetto. La differenza tra la bolletta energetica pre e post intervento migliorativo spetta alla ESCO in una quota favorevole per entrambe le parti coinvolte. La quantificazione di tale quota sarà oggetto di questa fase di analisi.

Ragionevolmente si presuppone che i consumi dell'utenza rimangano invariati nel periodo successivo all'installazione dell'impianto, e quindi 4000 kWh/anno. Nell'analisi si tiene conto anche del tasso di attualizzazione del denaro (impostabile nel foglio di calcolo) e che le spese di manutenzione dell'impianto FV (pulizia e cambio inverter) e delle batterie siano onere dell'impresa per tutta la durata del contratto, e come già detto anche il loro costo iniziale d'investimento.

Viene considerato un calo della quota di produzione dovuto al calo di rendimento dell'impianto fotovoltaico (-0.7%/anno). Per quanto riguarda la valorizzazione economica dell'energia immessa dall'impianto, L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con la deliberazione 618/2013/R/efr, ha modificato la deliberazione n. 280/07, definendo la nuova struttura e i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti da applicarsi a partire dal 1° gennaio 2014; le tariffe minime garantite sono delle soglie minime al di sotto delle quali non può andare il prezzo dell'energia venduta a Gse. Per quanto riguarda il solare fotovoltaico, il prezzo minimo garantito per il 2014 è di 38,9 Euro/MWh fino a 1500000 kWh. Nel foglio di calcolo è stato assunto il valore di 45 Euro/MWh, che risulta allineato rispetto all'attuale valore del kWh sul mercato elettrico.

Tra le 5 diverse strutture presentate nel cap 3, si ritiene più vantaggiosa quella in cui il cliente finale acquisti direttamente il fabbisogno di energia non soddisfatto dall'autoconsumo ed il produttore venda direttamente l'eccedenza di produzione, in questo modo si tende ad evitare l'assoggettamento a procedure e limitazioni anche in relazione alla durata dei contratti, che possono rendere difficilmente utilizzabile questa configurazione.

Come già detto, il flusso di cassa positivo per l'azienda installatrice è basato sull'esborso da parte dell'utente per comprare i kWh autoconsumati a prezzo scontato. Quanto dovrà essere la parte pagata dall'utente rispetto ad un kWh tradizionale comprato in rete? Con X si considera la percentuale pagata. Quindi $0.24 * X$ è la spesa per il cliente e il ricavo per l'azienda. Quest'ultima si tratta di un'ipotesi semplificativa poiché in realtà il prezzo del kWh varia in base alla quantità totale di kWh prelevati dalla rete.

Un'altra importante fonte di ricavo fondamentale per l'azienda è quella basata sulla detrazione fiscale. L'accesso al meccanismo di detrazione fiscale è riconosciuto solo a persone fisiche (è una detrazione IRPEF) sull'importo erogato tramite bonifico (fatturato). Non può beneficiare della detrazione fiscale l'azienda, a meno che non si costruisca un rapporto commerciale particolare. L'idea è quella che l'azienda faccia l'investimento per conto del privato (così da ottenere la detrazione) che lascerà l'impianto in comodato d'uso, nella piena disponibilità dell'azienda. Per ricambiare, l'azienda si impegna a restituire, in questo scenario di riferimento, il 10% di ogni rata al cliente (oppure il cliente ottiene la totalità della prima rata, in questo caso 350 Euro). L'azienda propone un contratto minimo di dieci anni (le 10 rate annuali della detrazione che ritornano). Il Business Plan dell'azienda varierebbe di molto grazie alla detrazione, ed anche il cliente sarebbe soddisfatto per i 350 Euro una tantum all'inizio del contratto oppure i 35 Euro annui per dieci anni, oltre ovviamente al ricavo dovuto all'accordo commerciale sui kWh autoconsumati.

➤ Studio del Caso di Riferimento

Le ipotesi che resteranno costanti per tutti gli scenari studiati sono le seguenti:

Si analizza il Business Plan della seguente situazione:				Si considera:			
Consumi		4000 kWh		Tasso di actual. Azienda		0,06	
Produzione		3483 kWh		Tasso di actual. Utente		0,035	
Autoc. Istant.	0,42	1462,86 kWh		Attualizz. Costo energia elettrica		2 %	
Autoc. Differ	0,48	1671,84 kWh		Costo en prelevata		0,24 Euro/kWh	
Imnessa rete	0,1	348,3 kWh		Ricavo (azienda) en immessa		0,045 Euro/kWh	
Prelev. Rete		865,3 kWh		Manutenzione		150 Euro/anno	
				Decadimento FV		0,7 % /anno	
				Profondità carica/scarica		0,8	
				Rendimento carica/scarica		1	
				Cambio inverter		600 Euro	

I parametri che varieranno nello studio parametrico del prossimo capitolo sono i seguenti (valori riportati per il Caso di Riferimento (altrimenti detto "Caso Zero")):

Costo pannelli		1400 Euro/kWp
Costo Accumulatori		500 Euro/kWh
Percentuale detraz. IRPEF		50%
Percentuale detraz. all'azienda		90%
Costo kWh autocons.		90%

I valori ottenuti per lo scenario in esame, che come detto, porta ad un sostanziale pareggio il bilancio dell'azienda in vent'anni, sono:

	Investimento	Ricavi - Costi anno1 (senza detrazione)	Ricavi - Costi anno1 (90% della detr)	VAN 90% detr	PB period (attual.)
X=0,9	7020 Euro	631 - 150	947 - 150	288	18 anni

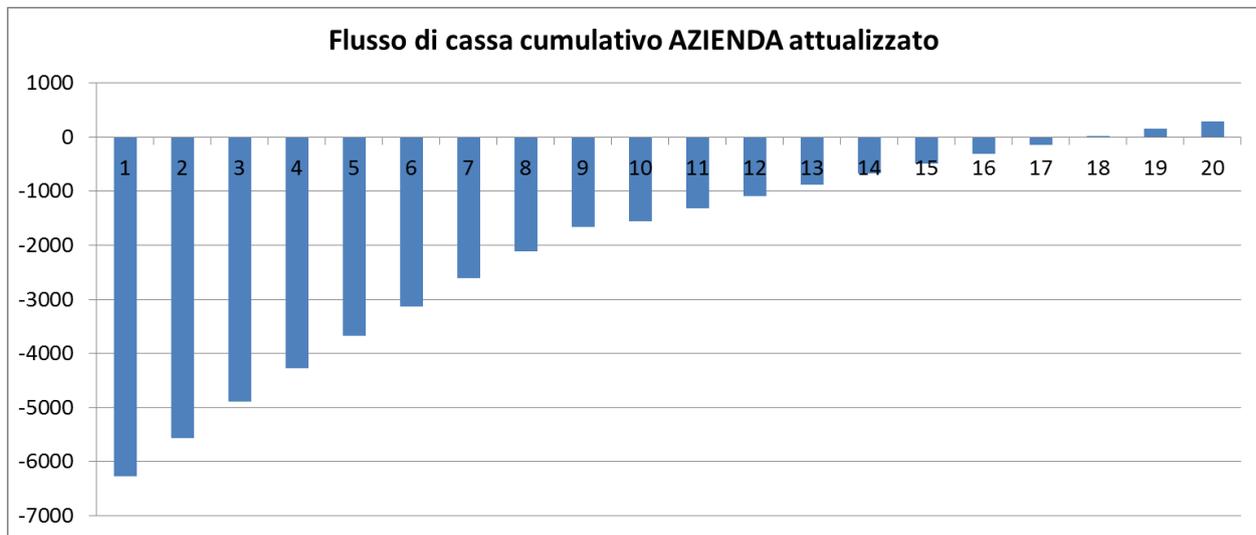


Fig. 45; Caso Zero: Flusso di cassa cumulativo attualizzato per l'azienda

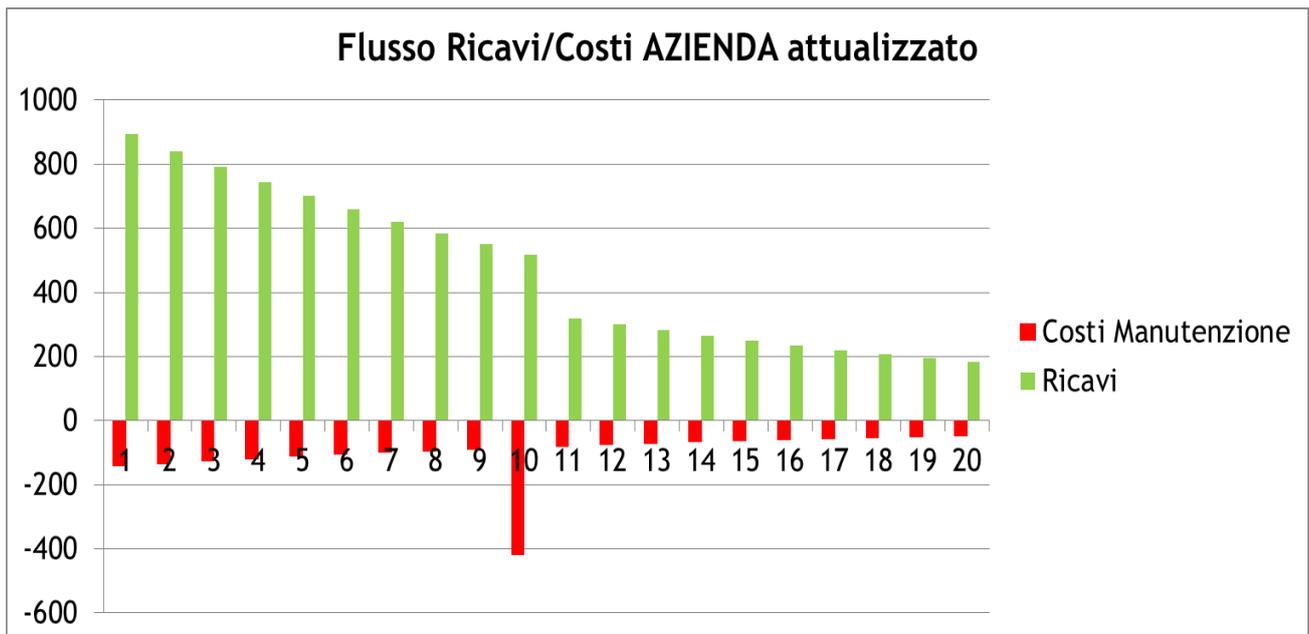


Fig. 46; Caso Zero: Flusso Ricavi/Costi attualizzato per l'azienda

Per quanto riguarda il cliente:

		Con 10% della detrazione:			
	Bolletta PRE	Bolletta POST	Sconto anno	Sconto %	VAN beneficio
X=0,9	960 Euro	850 Euro	110 Euro	12%	1355

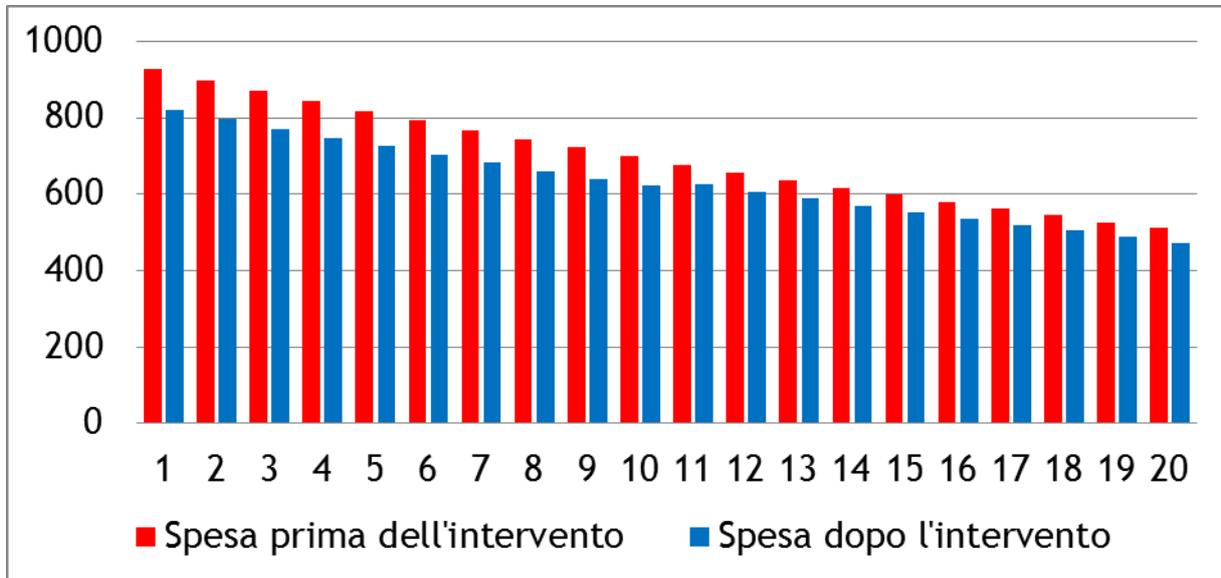


Fig. 47; Differenza della spesa per il cliente prima e dopo l'intervento

CAP 6. SENSIBILITÀ PARAMETRICA

Dopo aver ottenuto lo Scenario di Riferimento, nel presente capitolo verrà effettuata un'analisi dei parametri di input maggiormente significativi, per cercare di capire quali influenzano maggiormente non solo l'attuale Business Plan, ma anche lo sviluppo futuro dell'Accumulo Residenziale.

6.1 COSTO DELL'IMPIANTO: FOTOVOLTAICO E ACCUMULO

Il primo parametro ad essere analizzato è il costo dell'impianto, diviso nelle sue due componenti: Fotovoltaico e Accumulo. Il mercato del Fotovoltaico, al contrario di quello dello Storage, è già molto più maturo e quindi con uno sviluppo futuro di più facile previsione. Come rappresentato nella figura seguente, il prezzo del kWp installato continuerà a calare anche nei prossimi anni, favorendo quindi l'investimento nel pacchetto FV + Storage. [La fonte del grafico è: EPIA / A.T. Kearney / Phoenix Solar LCOE model; Presentate nel corso dell'Italian PV Summit da: Ingmar Wilhelm, President, EPIA - Winfried Hoffmann, Vice-President, EPIA - Jochen Hauff, Manager & Expert, Global Sustainability Program, A.T. Kearney].

Projection of European installed PV system reference price range
(2010 to 2020; weighted technology mix per segment)

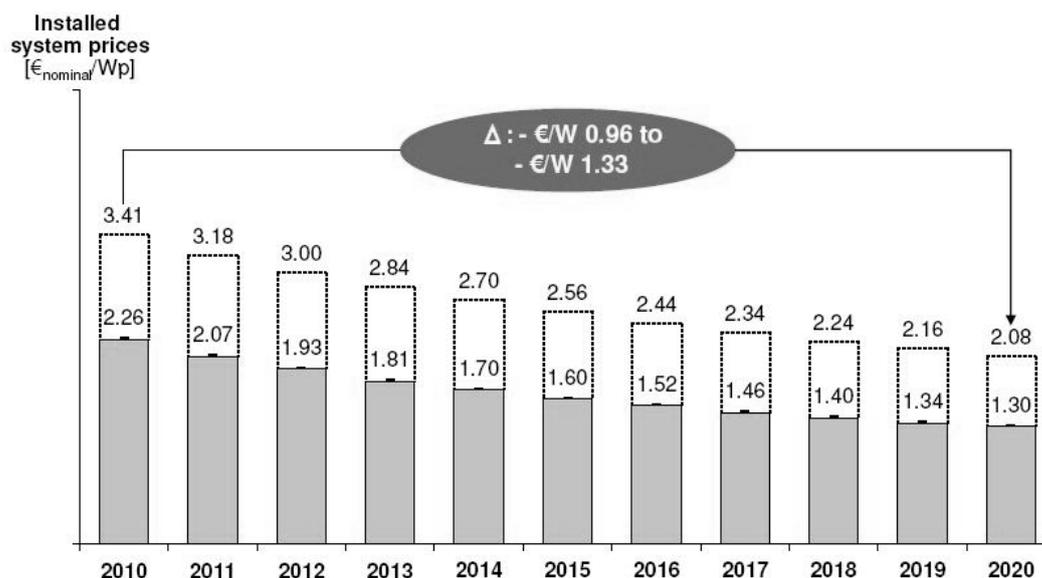


Fig. 48; Andamento del prezzo del FV di piccola taglia

Alla luce di questo scenario, come varia il VAN dell'investimento (20 anni; tasso 6%) in base al costo dei componenti, rispetto al Caso Zero?

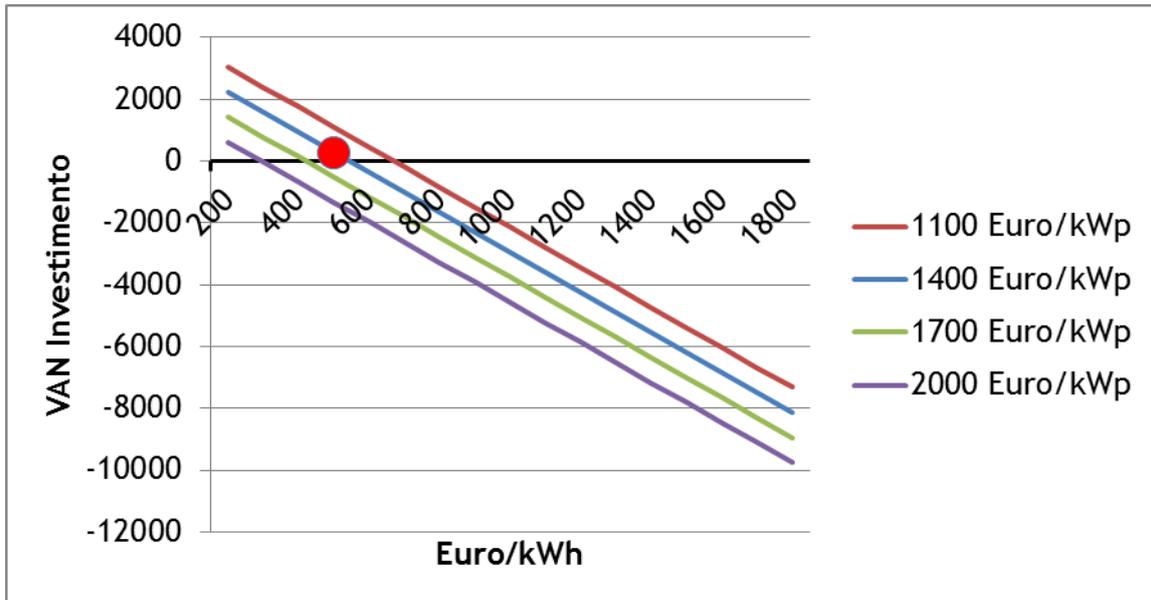


Fig. 49; Variazione prezzo FV e Storage (Focus su Caso Zero)

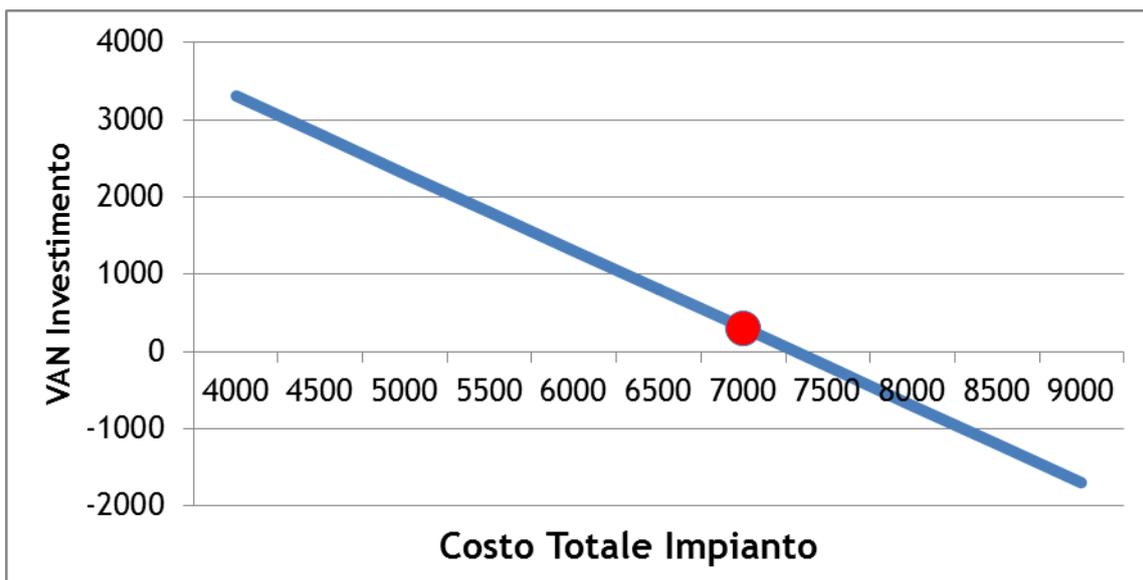


Fig. 50; Variazione costo complessivo impianto (Focus su Caso Zero)

6.2 PERCENTUALE DETRAZIONE IRPEF E QUOTA PER L'AZIENDA

I parametri analizzati in questo paragrafo sono la percentuale della detrazione IRPEF sul costo dell'impianto e le relative quote per l'azienda ed il cliente. Le altre variabili del sistema (costo impianto e sconto sul kWh) non subiranno variazioni. Nel caso di riferimento (individuabile in ogni grafico attraverso un indicatore) è stata fissata la detrazione al 50% e la spartizione di essa al 90% all'azienda ed al 10% al cliente.

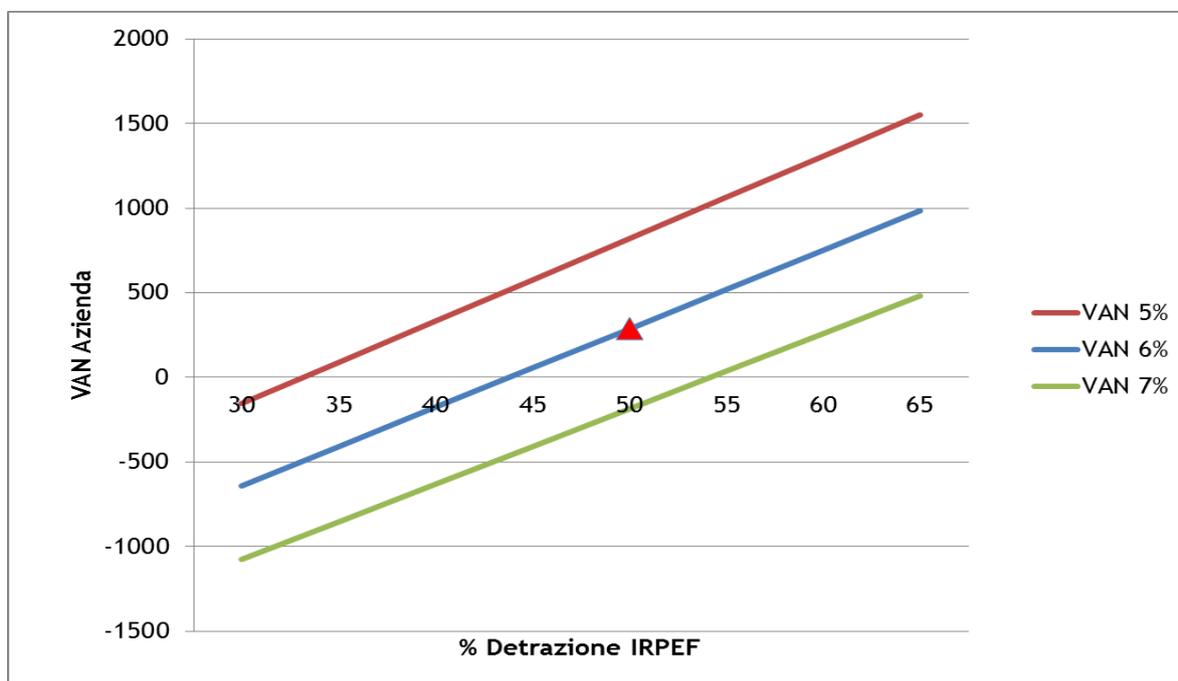


Fig. 51; Variazione della detrazione IRPEF (Focus su Caso Zero)

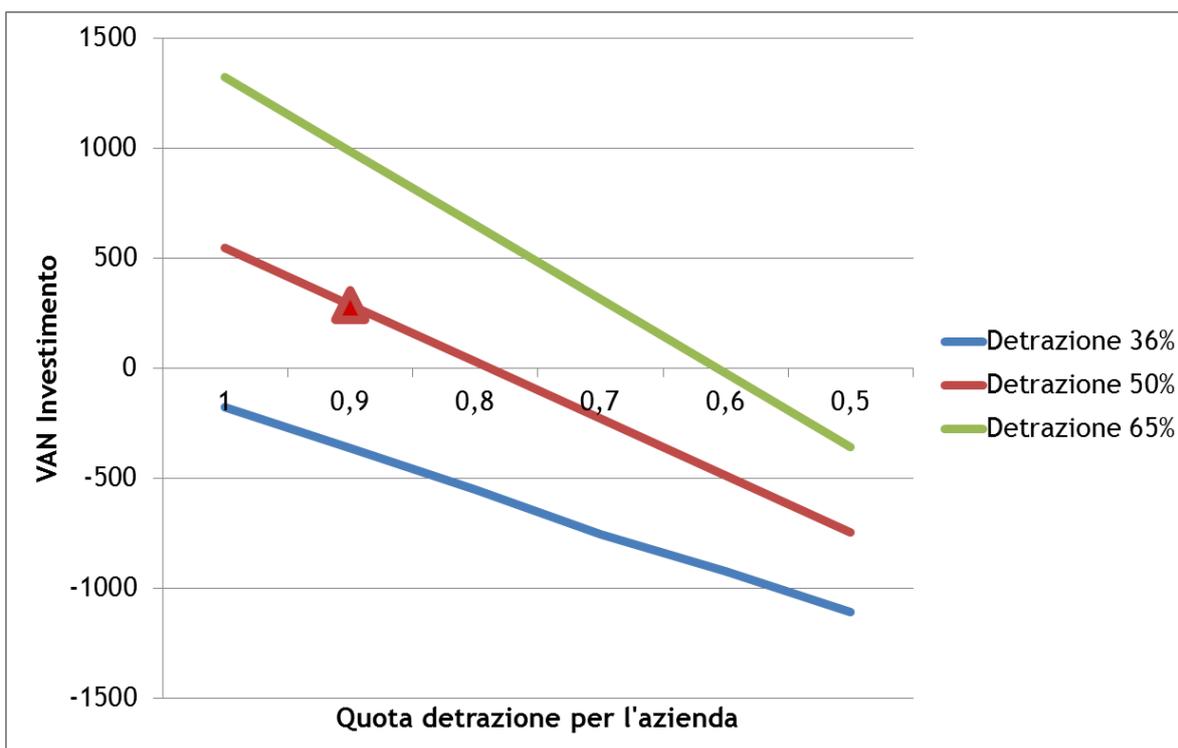


Fig. 52; Divisione della quota in vari scenari

Nel dettaglio, come variano i Business Plan dell'azienda e del cliente in base alla divisione della rata IRPEF?

Detrazione	36%				
Rata	253				
Perc. Azienda	Euro	Perc. Cliente	Euro	VAN azienda	VAN cliente
1	253	0	0	-177	1063
0,9	228	0,1	25	-363	1274
0,8	202	0,2	51	-549	1484
0,7	177	0,3	76	-753	1694
0,6	152	0,4	101	-921	1904
0,5	127	0,5	127	-1107	2114

Detrazione	50%				
Rata	351				
Perc. Azienda	Euro	Perc. Cliente	Euro	VAN azienda	VAN cliente
1	351	0	0	547	1063
0,9	316	0,1	35	288	1355
0,8	281	0,2	70	30	1647
0,7	246	0,3	105	-228	1939
0,6	211	0,4	140	-487	2231
0,5	176	0,5	176	-745	2523

Detrazione	65%				
Rata	456				
Perc. Azienda	Euro	Perc. Cliente	Euro	VAN azienda	VAN cliente
1	456	0	0	1322	1063
0,9	410	0,1	46	986	1443
0,8	365	0,2	91	650	1822
0,7	319	0,3	137	314	2202
0,6	274	0,4	182	-22	2581
0,5	228	0,5	228	-357	2961

6.3 SCONTISTICA SULL'ENERGIA AUTOCONSUMATA DAL CLIENTE

La scontistica sui kWh autoconsumati dall'utente rappresenta l'aspetto più innovativo del rapporto commerciale che si sta analizzando. Mantenendo costanti la detrazione IRPEF (50%) e la sua distribuzione tra le parti (90% - 10%), viene quindi variata la quota di kWh che l'utente finale dovrà pagare all'azienda, cercando di capire quali potrebbero essere i margini di guadagno per entrambi le parti.

Nello studio dei due Business Plan del cliente e dell'azienda vengono considerati 4 scenari:

- a) $X = 0,9$
- b) $X = 0,85$
- c) $X = 0,8$
- d) $X = 0,75$

AZIENDA				
	Investimento	Ricavi - Costi anno1 (senza detrazione)	Ricavi - Costi anno1 (90% della detr)	VAN 90% detr
X=0,9	7020 Euro	631 - 150	947 - 150	288
X=0,85	7020 Euro	597 - 150	913 - 150	-93
X=0,8	7020 Euro	562 - 150	878 - 150	-475
X=0,75	7020 Euro	528 - 150	844 - 150	-856

Chiaramente più la percentuale pagata dal cliente è alta e più il contratto sarà vantaggioso per l'azienda, e viceversa se lo sconto sarà maggiore.

Dai dati che sono stati ricavati, si può notare come l'unica soluzione percorribile, con le ipotesi effettuate, che renda il $VAN > 0$ sia quella con $X=0,9$ che infatti coincide con la situazione del Caso di Riferimento (pareggio dell'investimento nella vita dell'impianto).

CLIENTE					
	Bolletta PRE	Bolletta POST	Sconto anno	%	VAN beneficio
X=0,9	960	850	110	12	1355
X=0,85	960	812	148	15	1887
X=0,8	960	774	186	19	2419
X=0,75	960	736	224	23	2950

6.4 UN POSSIBILE SCENARIO FUTURO

In prospettiva futura, ponendosi invece in uno scenario con costi impianto più bassi di quelli dello scenario di riferimento e con una detrazione IRPEF studiata per favorire la diffusione dello Storage Residenziale (oppure una forma di incentivazione ad hoc, come successo per il Fotovoltaico), come varierebbero i profitti di questo particolare accordo commerciale?

Ipotesi:

- Detrazione IRPEF 65%
- Costo Impianto 6000 Euro
- Distribuzione IRPEF 90% azienda - 10% cliente
- Tasso di attualizzazione azienda 6%
- Tasso di attualizzazione cliente 4%

AZIENDA					
	Investimento	Ricavi - Costi anno1 (senza detrazione)	Ricavi - Costi anno1 (90% della detr)	VAN 90% detr	PB period (attualizzato)
X=0,9	6000 Euro	631 - 150	1042 - 150	2006	8 anni

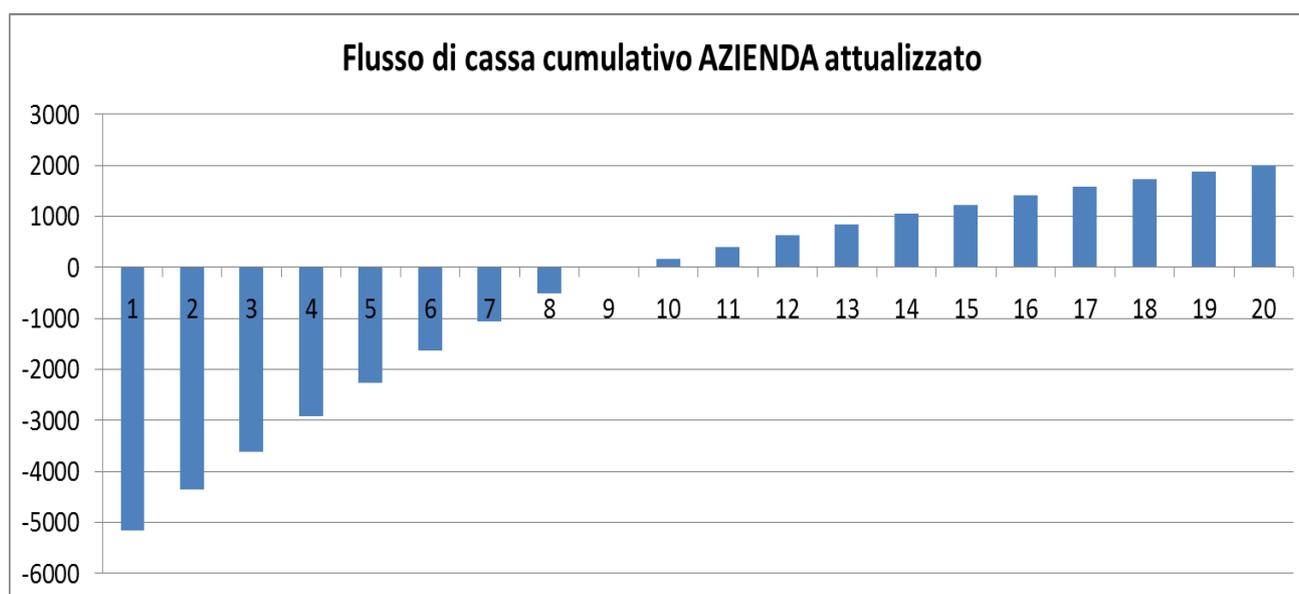


Fig. 53; Flusso di cassa cumulativo attualizzato per l'azienda nel nuovo scenario definito

Per quanto riguarda il cliente:

CLIENTE					
	Bolletta PRE	Bolletta POST	Sconto anno	%	VAN beneficio
X=0,9	960 Euro	839 Euro	121 Euro	13	1443

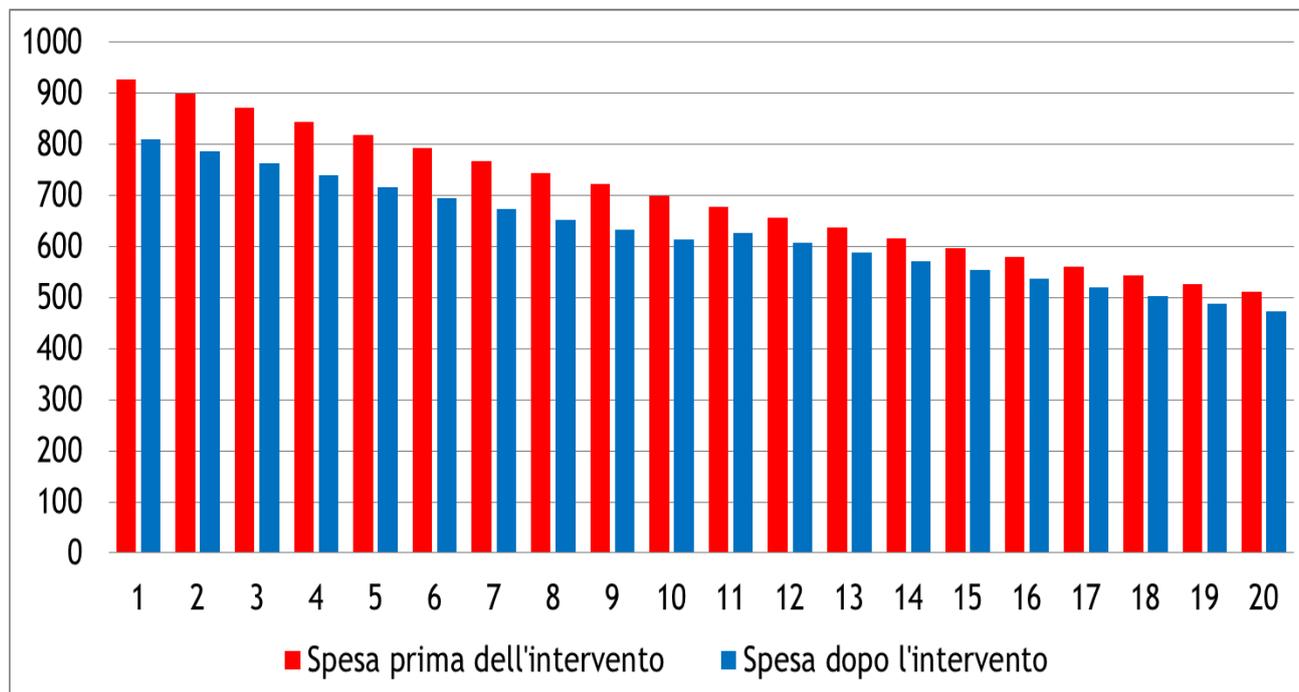


Fig. 54; Differenza della spesa per il cliente prima e dopo l'intervento nel nuovo scenario definito

CAP 7. CONCLUSIONI

Nello scenario attuale in cui lo sviluppo repentino delle cosiddette “Fonti Rinnovabili Non Programmabili” rappresenta un successo ma al contempo un fenomeno di difficile gestione, il ruolo dei sistemi di Accumulo sarà sempre più importante.

La diffusione delle auto elettriche e ibride e dello storage abbinato al fotovoltaico saranno le nuove tendenze che spingeranno il settore degli accumuli nei prossimi anni. Secondo un recente report di Lux Research, il mercato degli accumuli per il residenziale, leggasi per l'integrazione con il FV, si prevede si moltiplicherà per 10 in 6 anni, passando dai circa 100 milioni attuali a 1,2 miliardi al 2020.

L'obiettivo principale della tesi, ossia dimensionare un accumulo domestico e analizzarne l'investimento, ha messo in luce esattamente quello che ci si aspettava alla vigilia del lavoro: con gli attuali prezzi di mercato, un investimento che si propone di massimizzare l'autoconsumo dell'utenza attraverso un accumulo domestico è ben lontano dall'essere remunerativo.

Gli schemi incentivanti adottati in altri paesi e le nuove esigenze del mercato daranno di fatto un forte impulso allo sviluppo e alla ricerca nel settore degli accumulatori, con il fine di ottenere componentistica standard ed un abbassamento dei prezzi. Se, come d'auspicio, l'evoluzione degli accumulatori seguirà lo stesso percorso fatto dai sistemi fotovoltaici, in pochi anni si avranno sistemi economicamente applicabili e integrabili nelle abitazioni residenziali.

Quindi, in un futuro non troppo lontano, si apriranno scenari inesplorati non solo per quanto riguarda le nuove forme di Business trattate in questo lavoro di tesi, ma anche per l'integrazione dell'Accumulo residenziale con nuove tipologie di carichi elettrici come ad esempio le autovetture elettriche e le pompe di calore elettriche che, con un costo dell'energia più basso grazie all'autoconsumo, diventeranno ancora più convenienti.

Ringraziamenti

Il primo e, senza dubbio, più importante ringraziamento è rivolto alla mia Famiglia. Una gratitudine speciale non solo per il sostegno economico della mia carriera universitaria, ma soprattutto per l'immenso affetto e la grande fiducia nelle mie possibilità, che non sono mai mancati, in special modo nei momenti di peggior sconforto. Il merito di questo mio grande successo voglio dividerlo in primis con voi, proprio perché senza il vostro aiuto non sarebbe stato possibile.

Grazie al Prof. Bignucolo che mi ha seguito con grande disponibilità in questi ultimi mesi e mi ha dato la possibilità di approfondire un tema particolarmente interessante.

Un ringraziamento ai tantissimi amici e amiche che ho conosciuto in questi anni universitari, nessuno escluso. Un grazie per i vostri sorrisi che hanno reso più allegre e spensierate le mie giornate. Senza la vostra compagnia, la mia permanenza all'università sarebbe stata soltanto formativa, e non anche una scuola di vita come è effettivamente stata.

Un grazie ai vecchi amici che conosco da una vita e che non hanno mai fatto mancare parole gentili e di incoraggiamento. A loro vanno anche le mie scuse se purtroppo, a causa della lontananza e dello studio, li ho forse trascurati in certi momenti. Gli amici vanno e vengono, ma alcuni, i più preziosi, rimangono sempre.

Un pensiero anche alla splendida e accogliente città di Padova, che ormai conosco molto meglio della mia città natale e che mi ha ospitato in tutti questi anni. Porterò sempre nel cuore le centinaia di chilometri in bicicletta, le passeggiate nel centro storico, il rito dell'aperitivo, il dialetto padovano in cui non si sente neanche una consonante e le tante belle persone che ho conosciuto.

Assieme alle indimenticabili notti universitarie, voglio ricordare anche tutti i colleghi dell'aula studio Circolante conosciuti alle macchinette del caffè, gli amori persi che però mi hanno insegnato qualcosa, e gli amici della KickBoxing con cui ho incrociato i guantoni. Un affettuoso abbraccio al mio amico Sam, che ho conosciuto alle prime lezioni universitarie sette anni or sono e che anche lui oggi si laurea, grazie di aver condiviso con me ogni singolo giorno di questa avventura, non solo nelle aule ma soprattutto fuori con la tua simpatia unica.

Quando arriva questo momento, sembra quasi banale affermare che si chiude un periodo importante della vita. Credo tuttavia che sia giusto rimarcarlo ancora una volta perché questi anni li porterò per sempre nel cuore nel bene e nel male.

Perdonate la longevità, ma non ho voluto dimenticare nessuno.

A questo punto, non resta che brindare, “ a tutti noi ! a quello che siamo, a quello che eravamo... ed a quello che saremo!”.

Bibliografia

CAPITOLO 1

- V.CHIESA, Il mercato del fotovoltaico, in "AEIT", numero 9, sett 2013, pagg 6-10;
- N.COSCIANI, F.ZANELLINI per ANIE Energia, Il ruolo dei dispositivi di accumulo elettrochimico nei sistemi elettrici, in "AEIT", numero 4/5, aprile 2013, pagg 18-26;
- A.GRECO, Dal Primo al Quinto Conto Energia, in "L'energia elettrica", numero 5, volume 89, settembre 2012, pagg 29-45;
- EPIA, Global Market Outlook 2016;
- www.wikipedia.com;
- www.gse.it;
- <http://www.fotovoltaiconorditalia.it/idee/scambio-sul-posto-fotovoltaico-guida-completa>.

CAPITOLO 2

- R. GIGLIOLI, D.POLI, Valutazione dell'impatto dell'utilizzo delle batterie al litio nelle applicazioni stazionarie, RSE;
- C.BOSSI, L'accumulo di energia: tecnologie, applicazioni e attività di ricerca, RSE;
- M.CONTE, G.GRADITI, M.IPPOLITO, E.SANSEVERINO.G.ZIZZO, Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate, RSE;
- Energy&strategy group, politecnico di Milano, "Solar Energy Report 2013", 2013;
- <http://www.bocciu.com/documenti/tec/BATTERIE%20PIOMBO.htm>
- M.CONTE, Accumulare conviene, in "qualEnergia", giugno/luglio 2012.

CAPITOLO 3

- E.SANI, F.ZANELLINI, La nuova normativa SEU, qualEnergia.it, speciale tecnico marzo 2014;
- www.wikipedia.it; definizione di ESCo.

CAPITOLO 4

- M.P.GAGGIA, F.LUIISO, Gli oneri generali di sistema e le componenti tariffarie a copertura dei costi sostenuti per la collettività, in L'Energia Elettrica, numero 2 volume 89, marzo 2012
- FEDERICO LUIISO, La modulazione degli oneri generali del sistema elettrico sui clienti – Confronto Italia, Germania e Francia, in L'Energia Elettrica, num 6 vol 89, nov/dic 2012
- M.GALLANTI, W.GRATTIERI, S.MAGGIORE, A.MARINO, Analisi ed evoluzione negli anni delle curve di carico dei clienti domestici, in L'Energia Elettrica, num 6 vol 89
- <http://www.fotovoltaiiconorditalia.it/mondo-fotovoltaiico/detraazioni-fiscali-impianti-fotovoltaiici>
- www.bericaimpianti.it, figura cogenerazione
- <http://www.grupporoscini.it/piccola-cogenerazione-e-microcogenerazione/>
- www.wikipedia.it; informazioni microcogenerazione

CAPITOLO 5

- Si ringrazia EuroBeta srl per la Scheda tecnica dell'accumulatore SPICA-25;
- S.BARSALI, P.DI MARCO, S.FILIPPESCHI, Dimostratore di casa attiva, studio ENEA

Elenco figure

Fig. 1; Il corretto schema di connessione dell'impianto FV in SSP	11
Fig. 2; Previsioni della Produzione da FV in Italia	17
Fig. 3; Andamento degli incentivi e della produzione nel corso degli anni.....	20
Fig. 4; Potenza degli impianti installati nel corso degli anni	24
Fig. 5; Numero degli impianti installati nel corso degli anni.....	24
Fig. 6; Numerosità e Potenza installate in base alla classe dell'impianto	26
Fig. 7; Ipotetiche taglie/applicazioni dell'accumulo	30
Fig. 8; L'evoluzione del sistema elettrico.....	32
Fig. 9; I possibili servizi di un sistema di accumulo	33
Fig. 10; Andamento della tensione di cella in fase di carica (Piombo acido).....	37
Fig. 11; Andamento della tensione di cella in fase di scarica (Piombo acido)	38
Fig. 12; Legame tra Capacità e durata della scarica (Piombo acido).....	38
Fig. 13; Tipica struttura di un accumulatore a Piombo acido	40
Fig. 14; Tipica struttura di un accumulatore Litio	41
Fig. 15; Tipica struttura di un accumulatore ZEBRA	42
Fig. 16; Comparazione parametri principali tra le tre diverse tecnologie.....	43
Fig. 17; Modello di business ESCo.....	49
Fig. 18; Componenti Bolletta Elettrica	59
Fig. 19; Varie componenti di costo della spesa annua di utente domestico tipico.....	60
Fig. 20; Andamento aliquota media nazionale componente A3 eurocent/kWh.....	61
Fig. 21; Peso degli incentivi alle fonti rinnovabili in capo al conto A3	62
Fig. 22; Ripartizione degli oneri sul conto A3	62
Fig. 23; Impatto dei servizi di rete sulla bolletta per un'utenza residente da 3 kW	63
Fig. 24; Confronto per clienti residenti 3 kW e consumo di 3500 kWh/anno	63
Fig. 25; Confronto tra i tre tipi di cliente in AT presi come modello	64
Fig. 26; Confronto tra gli oneri generali applicati a clienti energivori in Italia, Germania, Francia ..	65
Fig. 27; Curva di carico media del giorno ferialo (sopra) e del sabato (sotto) relative alle quattro stagioni	66
Fig. 28; Confronto tra la curva di carico ferialo media invernale e l'andamento del PUN (prezzo unico nazionale)	67
Fig. 29; Fino al 31/12/14 le detrazioni saranno sul 50% del costo impianto	68
Fig. 30; Schema di principio di un impianto di microgenerazione domestico.....	70
Fig. 31; Esempio di quote elettriche e termiche per utenza domestica.....	71
Fig. 32; Energia primaria utilizzata in impianti CAR differenziata per tipi di combustibile [fonte GSE].....	72
Fig. 33; Le 3 macrocomponenti dell'analisi	73
Fig. 34; Curva di carico tipica di un'utenza consumante 4000 kWh/anno.....	74
Fig. 35; Curva di produzione giornaliera (Padova, 3 kWp)	75
Fig. 36; Confronto delle curve nelle quattro stagioni (3 kWp; consumi 4000 kWh/anno; Padova)..	78
Fig. 37; Dati giorni tipici (impianto 3 kWp; consumi 4000 kWh/anno) senza accumulo	79
Fig. 38; Flussi energetici nell'impianto in esame	81

Fig. 39; Andamento costo limite di pareggio del sistema.....	82
Fig. 40; Flusso di cassa accumulato attualizzato per l'impianto FV+Storage in esame	83
Fig. 41; Ricavi percentuali rispetto al 15 anno di un impianto con soltanto impianto FV	83
Fig. 42; Scheda tecnica dell'accumulatore considerato nel progetto	84
Fig. 43; Rilevanza del sistema di accumulo nel cash flow cumulativo	86
Fig. 44; Ripartizione della Produzione dovuta all'impianto FV in esame	88
Fig. 45; Caso Zero: Flusso di cassa cumulativo attualizzato per l'azienda	90
Fig. 46; Caso Zero: Flusso Ricavi/Costi attualizzato per l'azienda.....	90
Fig. 47; Differenza della spesa per il cliente prima e dopo l'intervento.....	91
Fig. 48; Andamento del prezzo del FV di piccola taglia	93
Fig. 49; Variazione prezzo FV e Storage (Focus su Caso Zero).....	94
Fig. 50; Variazione costo complessivo impianto (Focus su Caso Zero).....	94
Fig. 51; Variazione della detrazione IRPEF (Focus su Caso Zero)	95
Fig. 52; Divisione della quota in vari scenari	95
Fig. 53; Flusso di cassa cumulativo attualizzato per l'azienda nel nuovo scenario definito	98
Fig. 54; Differenza della spesa per il cliente prima e dopo l'intervento nel nuovo scenario definito	99