

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ELETTRICA



TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**RESS: sistemi di accumulo dell'energia elettrica
in ambito residenziale - Valutazioni tecnico-economiche**

**RESS: RESIDENTIAL ELECTRIC ENERGY STORAGE SYSTEMS
TECHNICAL–ECONOMIC CONSIDERATION**

**RELATORE
PROF. FABIO BIGNUCOLO**

**LAUREANDO
ANDREA BREGOLIN**

ANNO ACCADEMICO 2011/2012

Indice

Indice Figure, Tabelle e Grafici	7
Sommario	12
Introduzione	14
1. Sistemi e tecnologie di accumulo per l'energia elettrica	16
Il sistema elettrico e l'accumulo	16
Sistema elettrico tradizionale	16
Accumulo	17
Servizi di potenza	18
Servizi di energia	20
Classificazione	21
Accumuli elettrochimici	23
Batterie al piombo acido	26
Batterie a base di nichel	28
Batterie nichel/cadmio	29
Batterie nichel/idruri metallici	30
Batterie zinco/aria	31
Batterie ad alta temperatura	32
Batterie sodio/zolfo	32
Batterie sodio/cloruro di nichel (ZEBRA)	32
Batterie a circolazione di elettrolita	34
Batterie zinco-bromo	34
Batterie ai sali di vanadio	35
Innogy – Regenesys	36
Batterie al litio	37
Idrogeno	40
Esempio applicativo di impianto di generazione fotovoltaica e accumulo a idrogeno	41
Accumuli di energia meccanica	43
Sistemi ad aria compressa (CAES)	43
Impianti di pompaggio idroelettrico (energia potenziale gravitazionale)	44
Volani	45
SMES - Superconducting Magnetic Energy Storage	47
Supercapacitori	48
Considerazioni generali	51
2. Produzione e consumi di energia elettrica	53
L'Italia e il contesto europeo e mondiale	53
3. Fotovoltaico	54
Sguardo d'insieme	54
Italia	54
Resto del Mondo	56
Incentivazione	57
Germania	57
Francia	58
Inghilterra	58
Spagna	59
Romania	60
USA	61

<i>Hawaii</i> _____	62
<i>California</i> _____	62
<i>Florida</i> _____	62
<i>New Jersey</i> _____	62
<i>Rhode Island</i> _____	62
<i>Washington</i> _____	62
Turchia _____	62
Italia: V Conto Energia _____	63
<i>Inizio del V Conto Energia</i> _____	63
<i>Periodo transitorio</i> _____	63
<i>Novità</i> _____	64
<i>Tabelle tariffarie</i> _____	67
Analisi economica _____	68
Valutazione del costo e indici di confronto _____	68
Analisi applicata _____	70
4. Accumulo _____	73
<i>Sguardo d'insieme</i> _____	73
Costi _____	74
<i>Caratterizzazione di un carico elettrico</i> _____	75
Diagrammi temporali e curve di durata _____	76
Indici di valutazione _____	78
<i>Criteri di dimensionamento</i> _____	79
Vantaggi dell'accumulo per l'utenza _____	79
Vantaggi dell'accumulo per il distributore _____	80
Scelta della potenza e dell'energia dell'accumulo _____	81
<i>Analisi delle cumulate giornaliere</i> _____	81
<i>Analisi dei diagrammi di carico</i> _____	83
Analisi della curva interpolante dei diagrammi di durata _____	85
Effetti dell'accumulo domestico sul diagramma di carico della cabina _____	87
Valutazione e scelta della tecnologia _____	87
5. Analisi economica _____	89
<i>Fotovoltaico & Accumulo</i> _____	89
Aspetti tariffari _____	89
Criteri di valutazione della convenienza dell'investimento _____	92
Applicazioni _____	92
<i>Senza impianto fotovoltaico</i> _____	92
<i>Con impianto fotovoltaico</i> _____	93
<i>Con impianto fotovoltaico e accumulo</i> _____	96
Caso di un'utenza domestica _____	98
Confronto finanziario _____	101
<i>Con impianto fotovoltaico</i> _____	102
<i>Con impianto fotovoltaico e accumulo</i> _____	103
<i>Comparazione</i> _____	105
6. Interfaccia e gestione del sistema _____	105
Dispositivi di conversione della potenza utilizzati per i sistemi di accumulo _____	105
<i>Lo stadio di potenza</i> _____	106
<i>Il sistema di controllo</i> _____	106
<i>Interfaccia</i> _____	107
Configurazioni dei sistemi di conversione utilizzati per i sistemi di accumulo _____	107
<i>Sistemi grid-connected – configurazione parallelo</i> _____	108
<i>Sistemi grid-connected – configurazione serie</i> _____	109
<i>Sistemi stand-alone – configurazione ibrido parallelo/serie</i> _____	110
<i>Esempio di connessione con sistema ibrido batteria-fotovoltaico</i> _____	112

Conclusioni	116
Bibliografia	118
<i>Bibliografia consultata</i>	118
<i>Siti web consultati</i>	120
Appendici	122
Grandezze caratteristiche per valutare le prestazioni di un accumulatore	122
Tabella principali produttori di batterie attivi sul mercato italiano dello storage per il fotovoltaico	125
Tabella principali produttori di sistemi integrati attivi sul mercato italiano	125

Indice Figure, Tabelle e Grafici

Figura 1:	Sistema elettrico tradizionale a cinque dimensioni (Fonte [f][h])	11
Figura 2:	Sistema elettrico a sei dimensioni reso più flessibile dall'accumulo di energia (Fonte [f][h])	12
Figura 3:	Peak shaving, per la riduzione dei picchi di potenza di carico: comportamento del carico e del sistema di accumulo (Fonte [e])	13
Figura 4:	Inseguimento della curva di carico con regolazione delle variazioni di potenza assorbita per applicazioni di load following (Fonte [e])	13
Figura 5:	Tecnologie e servizi (Fonte [jj])	15
Figura 6:	Tabella classificazione di possibili taglie e funzioni dei sistemi di accumulo (Fonte [f][h])	16
Figura 7:	Caratteristiche di potenza e tempi di scarica dei diversi sistemi di accumulo (Fonte [e])	17
Figura 8:	Capacità mondiale installata di accumulo di energia nelle reti elettriche (Fonte [f][h])	17
Figura 9:	Diagramma di Ragone (Fonte [12][k])	18
Figura 10:	Efficienza energetica degli accumuli elettrochimici (Fonte [i])	18
Figura 11:	Efficienza energetica degli accumuli elettrochimici (Fonte [i])	19
Figura 12:	Costo specifico degli accumuli elettrochimici (Fonte [i])	20
Figura 13:	Tabella coppie elettrochimiche e caratteristiche (Fonte [i])	20
Figura 14:	Batteria al piombo acido (Fonte [5])	21
Figura 15-16:	Esempio per un processo di carica e scarica a corrente costante (Fonte [13])	22
Figura 17:	Dipendenza della capacità (Fonte [26])	23
Figura 18:	Batteria al piombo acido (Fonte [13][i])	23
Figure 19-20:	Batterie nichel/cadmio (Fonte [r][5])	24
Figura 21:	Batterie nichel/cadmio (Fonte [i])	25
Figura 22:	Batterie zinco/aria (Fonte [b])	26
Figure 23-24:	Batterie sodio/cloruro di nichel (ZEBRA) (Fonte [12])	28
Figura 25:	Batterie sodio/cloruro di nichel (ZEBRA) (Fonte [26])	28
Figura 26:	Batterie al litio (Fonte [14][i])	33
Figura 27:	Tabella batterie litio (Fonte [13][i])	34
Figura 28:	Esempio di sistema fotovoltaico residenziale con sistema di accumulo Litio ioni (Fonte [14][r])	35
Figura 29:	Esempio applicativo di impianto di generazione fotovoltaica e accumulo a idrogeno (Fonte [20])	36
Figura 30:	Curve di potenza cella a combustibile (Fonte [20])	37
Figura 31:	Andamento della potenza (Fonte [20])	38
Figura 32-33:	Sistemi ad aria compressa (CAES) (Fonte [30][13])	39
Figura 34:	Impianti di pompaggio idroelettrico (Fonte [13])	39
Figura 35:	Impianti di pompaggio idroelettrico (Fonte [13])	40
Figure 36-37:	Volani (Fonte [12])	40
Figure 38:	Supercapacitori (Fonte [f])	43
Figure 39:	Tabella caratteristiche supercapacitori (Fonte [i])	44
Figura 40:	Tabella tecnologie di accumulo e possibili applicazioni (Fonte [13][i])	46
Figura 41:	Tabella confronto di diversi sistemi di accumulo per applicazioni in reti elettriche (Fonte [h][p])	47
Figura 42:	Previsione di integrazione della rete (Fonte [j])	47
Figura 43:	Grafico produzione lorda di energia elettrica (Fonte [v])	48

Figura 44:	Grafico consumi finali di energia elettrica (Fonte [v])	48
Figura 45:	Grafico consumi di energia elettrica coperti da fonti rinnovabili (Fonte [v])	48
Figura 46:	L'incidenza delle rinnovabili sul consumo interno lordo di energia elettrica (Fonte [ff])	49
Figure 47-48-49-50:	Grafici GSE dati conto energia (Fonte [a])	49
Figura 51:	Valori annuali degli incentivi riconosciuti e dell'energia prodotta dagli impianti ammessi l conto energia (Fonte [v])	50
Figure 52-53:	Andamento mercato fotovoltaico (Fonte [15])	50
Figura 54:	Fotovoltaico nel mondo (Fonte [y])	51
Figura 55:	Potenza totale installata fotovoltaico nel mondo (Fonte [h])	51
Figura 56:	Tabella tariffe incentivanti Germania (Fonte [bb])	52
Figura 57:	Tabella tariffe incentivanti Francia (Fonte [bb])	53
Figura 58:	Tabella tariffe incentivanti Inghilterra (Fonte [bb])	54
Figura 59:	Tabella tariffe incentivanti Grecia (Fonte [bb])	54
Figura 60:	Tabella tariffe incentivanti Romania (Fonte [3])	55
Figura 61:	Tabella tariffe incentivanti Svizzera (Fonte [3])	55
Figura 62:	Tabella tariffe incentivanti Bulgaria (Fonte [3])	56
Figura 63:	Tabella tariffe incentivanti USA (Fonte [bb])	56
Figure 64-65:	Tabelle tariffe incentivanti Turchia (Fonte [6])	58
Figure 66-67-68-69-70:	Tabelle tariffe incentivanti Italia (Fonte [17])	62
Figure 70-71-72-73-74:	Tabelle tariffe incentivanti Italia (Fonte [bb])	63
Figura 75:	Esempio foglio di calcolo rendimento fotovoltaico 2012 con impianto da 3kWp (Fonte elaborazione [autore])	65
Figura 76:	Esempio foglio di calcolo rendimento fotovoltaico 2012 con impianto da 4,5kWp (Fonte elaborazione [autore])	66
Figura 77:	Surplus e deficit di energia (Fonte [8])	68
Figura 78:	Elementi del sistema (Fonte [8])	68
Figura 79:	Fotovoltaico e storage nel mondo (Fonte [b])	69
Figura 80:	Schema di base del sistema (Fonte [21])	69
Figura 81:	Esempio costi per batteria Li-ioni (Fonte [21])	70
Figura 82:	Grafico curve di produzione e di carico (Fonte [10])	71
Figura 83:	Grafico relativo alla potenza richiesta in un'utenza civile (Fonte [10])	71
Figura 84:	Esempio di diagramma di carico tipico di un'utenza civile (Fonte [4])	72
Figura 85:	Esempio di diagramma di carico in forma di istogramma (Fonte [10][f])	72
Figura 86:	Esempio di diagramma di durata del carico (Fonte [10][f])	73
Figura 87:	Esempio di dimensionamento dell'energia dell'accumulo in base alla cumulata giornaliera e alla potenza di soglia Ps (Fonte [10][f])	76
Figura 88:	Grafico cumulata giornaliera del complesso accumulo-utenza con ricarica dell'accumulo a fine giornata (Fonte [10][f])	77
Figura 89:	Grafico capacità dell'accumulo richiesta per ogni giorno dell'anno per un'utenza domestica da 3 kW, con Ps=1,5 kW (Fonte [10][f])	77
Figura 90:	Grafico giorni di superamento della potenza di soglia di 1,5 kW (utenza da 3 kW, accumulo da 1,5 kW e 0,9 kWh) (Fonte [10][f])	77
Figura 91:	Grafico giorni annui di superamento della potenza di soglia, in funzione della capacità dell'accumulo (Fonte [10][f])	78
Figura 92:	Grafico simulazione dell'effetto di un accumulo sul diagramma di carico di un'utenza (Fonte [10][f])	78

Figura 93:	Grafico simulazione dell'andamento del diagramma di carico di un'utenza domestica da 3 kW, in presenza di accumulo (Fonte [10][f])	79
Figura 94:	Tabella dati accumulo (Fonte [10][f])	79
Figura 95:	Grafico giorni annui in cui l'accumulo non è in grado di mantenere la potenza sotto la Ps (Fonte [10][f])	80
Figura 96:	Grafico applicazione del modello esponenziale delle cumulate per dimensionare la capacità dell'accumulo (Fonte [10][f])	81
Figura 97:	Grafico numero di giorni di cui l'accumulo non mantiene potenza sotto la soglia Ps, confronto fra cumulate giornaliere effettive e loro modello esponenziale (Fonte [10][f])	81
Figura 98:	Grafico modifica del diagramma di carico di una cabina secondaria per effetto dell'installazione di piccoli accumuli presso le utenze domestiche (Fonte [10][f])	82
Figura 99:	Grafico scelta della capacità dell'accumulo, in funzione dei giorni annui di incompleta fornitura, usando le cumulate giornaliere (Fonte [10][f])	83
Figura 100:	Grafico dimensionamento potenza-energia del sistema di accumulo da installare presso un'utenza domestica da 3 kW, a pari rischio di supero di potenza (Fonte [10][f])	83
Figura 101:	Grafico diagramma di Ragone (Fonte [f])	84
Figura 102:	Grafico costo assoluto tariffe D2-D3 clienti domestici con servizio maggior tutela (Fonte elaborazione [autore][g])	85
Figura 103:	Grafico costo unitario tariffe D2-D3 clienti domestici con servizio maggior tutela (Fonte elaborazione [autore][g])	85
Figure 104-105:	Caso tariffa D2, contratto 3kW (Fonte [g])	87
Figure 106-107:	Caso tariffa D3, contratto 4.5kW (Fonte [g])	88
Figura 108:	Grafico caso di impianto PV da 3kWp di 2740 kWh (Fonte [autore])	88
Figure 109-110:	Caso tariffa D2, contratto 3kW (Fonte [g])	89
Figure 111-112:	Caso tariffa D3, contratto 4.5kW (Fonte [g])	89
Figura 113:	Grafico caso di impianto PV da 4,5 kWp, per confronto, di 2110 kWh (Fonte [autore])	89
Figure 114-115:	Caso tariffa D2, contratto 3kW (Fonte [g])	90
Figure 116-117:	Caso tariffa D3, contratto 4.5kW (Fonte [g])	90
Figura 118:	Tabella rendiconto (Fonte [autore])	91
Figura 119:	Grafico energia elettrica di 2020kWh nel caso di PV da 3kWp (Fonte [autore])	91
Figure 120-121:	Caso tariffa D2, contratto 3kW, 2020kWh PV da 3kWp (e sistema di accumulo) (Fonte [g])	92
Figura 122:	Grafico energia elettrica di 1030kWh nel caso di PV da 4.5kWp (Fonte [autore])	92
Figure 123-124:	Caso tariffa D2, contratto 3kW, 1030kWh PV da 4.5kWp (e sistema di accumulo) (Fonte [g])	92
Figura 125:	Tabella rendiconto (Fonte [autore])	93
Figura 126:	Tabella ipotesi di dimensionamento dell'accumulo, per diversi valori della potenza di soglia Ps (Fonte [10])	94
Figura 127:	Tabella ipotesi di investimento per sistema di accumulo (Fonte [10])	94
Figura 128:	Tabella rendiconto (Fonte [autore])	95
Figura 129:	Tabella investimento accumulo (Fonte [autore])	95
Figura 130:	Grafico profondità di scarica dell'accumulo da 1 kW e 0,20 kWh, nei giorni oggetto di misura (Fonte [10])	96

Figura 131: Tabella prospetto economico con impianto fotovoltaico (Fonte [autore])	97
Figura 132: Grafico prospetto economico con impianto fotovoltaico (Fonte [autore])	97
Figura 133: Tabella prospetto economico con impianto fotovoltaico e accumulo (Fonte [autore])	98
Figura 134: Grafico prospetto economico con impianto fotovoltaico e accumulo (Fonte [autore])	99
Figura 135: Grafico prospetto economico confronto investimento con e senza accumulo (Fonte [autore])	100
Figura 136: Schema a blocchi di un sistema di accumulo connesso alla rete attraverso un PCS (Fonte [21])	101
Figura 137: Schema interfaccia lato alternata (Fonte [21])	102
Figura 138: Schema interfaccia lato alternata (Fonte [21])	102
Figura 139: Schema di connessione in parallelo per un sistema di tipo grid-connected (Fonte [21])	103
Figura 140: Esempi di connessione shunt/serie del trasformatore di interfacciamento tra dispositivi di accumulo e sistema elettrico (Fonte [21])	103
Figura 141: Schema di configurazione serie (Fonte [21])	104
Figura 142: Schema di connessione parallelo per un sistema isolato dalla rete (Fonte [21])	105
Figura 143: Schema di connessione serie per un sistema isolato dalla rete (Fonte [21])	106
Figura 144: Schema a blocchi del sistema ibrido batteria-fotovoltaico con connessione monofase alla rete elettrica in bassa tensione ed accoppiamento in continua (Fonte [21])	108
Figura 145: Configurazione di sistema di produzione in parallelo alla rete del distributore con la possibilità di alimentare in isola carichi privilegiati (Fonte [18])	108
Figura 146: Tabella principali produttori di batterie attive sul mercato italiano dello storage per il fotovoltaico (Fonte [8])	120
Figura 147: Tabella principali produttori di sistemi integrati attivi sul mercato italiano (Fonte [8])	120

Sommario

L'incremento delle rinnovabili spinto dall'incentivazione statale è visto, in particolare dai piccoli utenti privati, come una possibilità di futuro risparmio ed eventuale guadagno data da un impegno odierno di investimento fino ad oggi redditizio. Verranno analizzati i casi in cui ciò è ancora conveniente alla luce del nuovo decreto ministeriale del 5 luglio 2012 che ha sancito il V conto energia e se le tecnologie di accumulo attualmente sviluppate permetteranno di incrementare la remunerazione dell'investimento, si valuteranno che benefici esse comportano con una panoramica che porterà a tener in considerazione il picco di domanda, la potenza installata, la possibilità di consentire la continuità del servizio e altri aspetti rilevanti soprattutto in ambito domestico.

Si valuteranno inoltre gli aspetti tecnico-economici evidenziando i benefici economici dell'accumulo e il confronto con applicazioni fotovoltaiche prive di tale sistema. Infine si osserveranno i risultati ottenuti valutando la fattibilità e convenienza di tali sistemi innovativi.

Introduzione

In questo elaborato, si è voluto analizzare, soprattutto in ambito domestico, come le varie tecnologie di accumulo, potessero essere accoppiate in modo conveniente ad un sistema di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in questo caso fotovoltaico.

Sono state analizzate le varie tecnologie di accumulo da poter applicare in ambito residenziale, tenendo conto delle necessità di tali utenti, le possibilità di dimensionamento dell'apparato, e il proprio stato dell'arte con i relativi pregi e difetti tecnico-economici.

Passando dalle considerazioni globali della panoramica di più paesi nel mondo si è arrivati allo studio della situazione in Italia e delle possibilità di sviluppo applicativo.

In base al V conto energia che disciplina le nuove condizioni incentivanti, sono stati così confrontati gli impianti fotovoltaici di prossima entrata in esercizio e le modalità di gestione e accoppiamento con sistemi di accumulo, valutando i benefici tecnico-economici e creando dei prospetti che ne evidenziassero o meno l'effettiva convenienza tramite indici finanziari significativi.

1. Sistemi e tecnologie di accumulo per l'energia elettrica

Il sistema elettrico e l'accumulo

L'incremento sempre maggiore delle sorgenti riconducibili a fonti rinnovabili, se da un lato migliora il problema dell'inquinamento relativo alle tecniche utilizzate per produrre energia, dall'altro impone alla rete e a tutto l'indotto una massiccia opera di revisione e adeguamento per far convivere alla massima efficienza diversi sistemi tra loro interconnessi.

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, quindi produttore e non più solo consumatore, creando così la figura del "prosumer". 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 intelligente, economica, sostenibile e con sistema evoluto di gestione, controllo e protezione con una crescente quota di generazione non programmabile.

La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica aggiunge un maggior valore economico alla capacità di produrre e gestire con efficienza e flessibilità 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 magari, alla mobilità elettrica.

Queste qualità dell'accumulo di energia sono particolarmente utili e favorevoli per dare flessibilità alle reti elettriche, garantendo una molteplicità di funzioni al modello evolutivo del sistema elettrico.

Sistema elettrico tradizionale

Si può pensare al modello tradizionale del sistema elettrico come una rete passiva con un flusso unidirezionale di energia regolato in maniera integrata. (Fonte elaborazione [f][h]) (Figura 1)



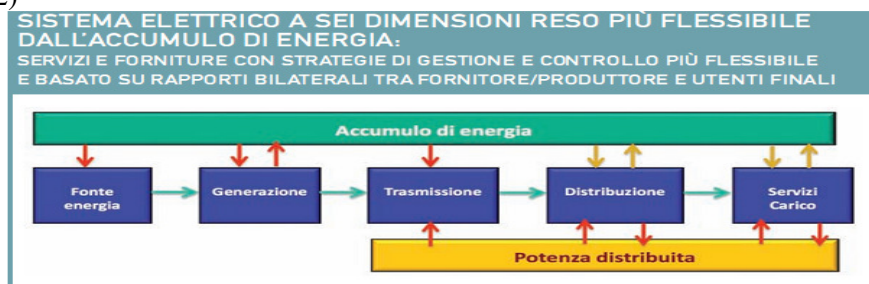
Le cinque componenti tradizionali di un sistema elettrico sono: 1) la fonte di energia, in grado di essere trasformata in energia elettrica e comprende quindi sia fonti convenzionali che rinnovabili; 2) la generazione dell'energia, che, almeno nei Paesi industrializzati, viene generalmente effettuata in grandi impianti concentrati, con grandi vantaggi di efficienza, ma con significative perdite nelle trasmissioni a lunga distanza, con impatti sull'ambiente e sulla qualità della fornitura. In alternativa, c'è la generazione distribuita che si avvicina sempre più al punto d'uso finale con una più favorevole efficienza di trasmissione e maggiore utilizzazione di fonti rinnovabili; 3) la trasmissione, il sistema della rete che consente il trasporto massivo dell'energia

elettrica fino alle sottostazioni, dove viene abbassata la tensione a livelli più adatti alla successiva distribuzione agli utenti finali. La trasmissione attuale segue principi di economicità, nella scelta del percorso e del sistema di generazione di partenza, con una molteplicità, ridondante, di linee elettriche in grado di garantire il servizio e la sicurezza fino ai punti di scambio con la rete di distribuzione; 4) la distribuzione, è il sistema che unisce le sottostazioni primarie con le utenze finali; 5) utenza finale – carico, interazione tra fornitore locale dell'energia elettrica e utente finale, basata sulla tariffazione dei costi della rete e dei costi del servizio e dell'energia elettrica fornita all'utente finale per alimentare il carico.

Accumulo

Potremmo pensare l'accumulo, componente essenziale delle future reti elettriche, come la “sesta dimensione”. L'accumulo di energia e di potenza presenta numerose opportunità che ben si associano al processo evolutivo del modello di sistema elettrico.

Con tale miglioramento tecnico, il sistema elettrico diverrebbe più flessibile e intelligente con un flusso bidirezionale di energia e importante scambio d'informazioni necessario, oltre agli sviluppi che un sistema di accumulo porta in quanto tale. (Fonte elaborazione[f][h]) (Figura 2)



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.

In sostanza, l'accumulo di energia consente di separare - nel tempo, nello spazio e anche nella forma - la generazione dell'energia dal suo uso, senza peraltro doverne sacrificare eccessivamente la qualità (collegata alla forma e all'efficienza di accumulo). Riferendoci al singolo operatore di produzione e/o consumo, da un punto di vista prettamente economico i sistemi di accumulo possono permettere di immagazzinare energia prodotta a basso costo (o acquistabile a basso prezzo) al momento non necessaria, per recuperarla in seguito evitando forme più onerose di acquisto o di produzione.

Per esempio, a livello domestico, una famiglia potrebbe, tramite un impianto fotovoltaico e accumulo energeticamente dimensionati, per fare fronte ai consumi domestici annui, accumulare in alcune ore l'energia momentaneamente prodotta in esubero, anziché doverla poi comprare in seguito al momento del bisogno.

In generale la decisione di fattibilità può dipendere da fattori economici o da fattori quali i miglioramenti di prestazioni del sistema, la sostenibilità ambientale.

I servizi che un sistema di accumulo è in grado di fornire si dividono in “Servizi di potenza” e in “Servizi di energia”. I primi riguardano gli aspetti relativi alla potenza del sistema di accumulo, alla velocità di risposta dello stesso e ai benefici apportati dal sistema di accumulo relativamente allo scambio di potenza della rete elettrica cui è connesso.

I secondi riguardano gli aspetti energetici, quindi sono intrinsecamente legati allo scambio di potenza che si protrae su intervalli di tempo maggiori rispetto ai primi.

Entrambi i servizi sopra definiti sono a loro volta scomponibili, in base alle funzioni svolte e ai criteri di dimensionamento e impiego, in quattro sotto-sezioni:

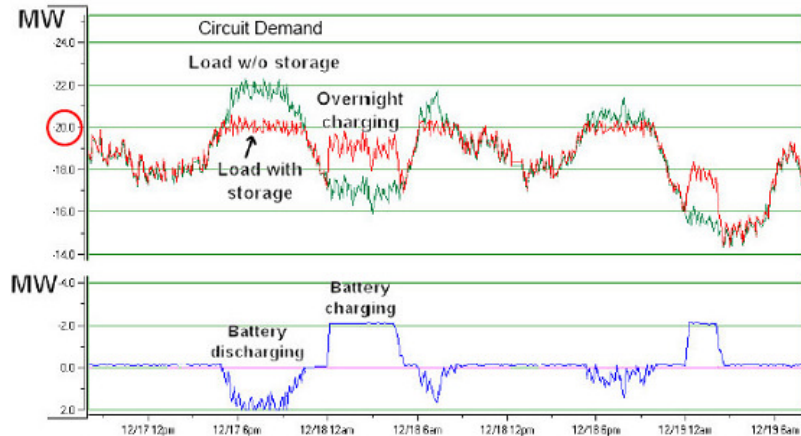
- security
- power quality
- mercato
- accesso (differimento degli investimenti)

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: (Fonte elaborazione [31][14][22][e])

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



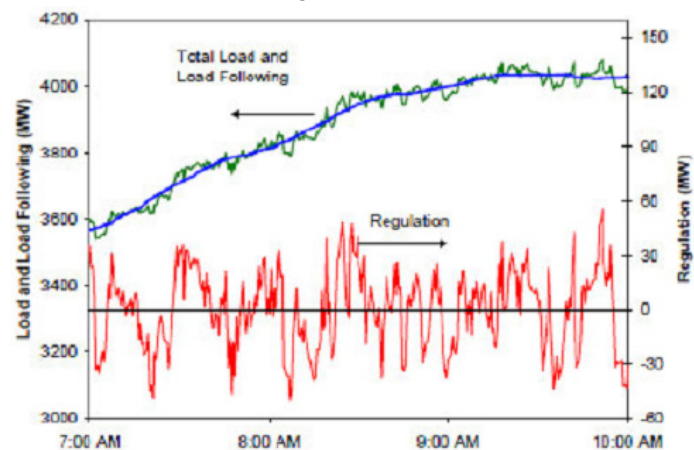
del sistema. Questo è certamente un aspetto di security del sistema, in quanto in questo caso l'accumulo consente al sistema di funzionare correttamente. Fenomeno del tutto speculare è il valley filling, che riveste però più interesse nell'ambito dei servizi per l'energia di load levelling. (Figura 3)

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 tale fattore diventa di security se l'apparecchiatura da mantenere alimentata è funzionale al sistema elettrico

3) Isola: 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 e con la minima perdita di carico.

In fase di difesa, il rischio in questo caso è che si venga a creare una porzione di rete con insufficiente capacità di generazione o con capacità di distacco di carico inadeguate in entità e modulabilità: questa situazione porterebbe ad un veloce degrado della frequenza, con il conseguente collasso del sistema. (Figura 4)

La presenza di idonei sistemi di accumulo, in grado di svolgere funzioni simili alla regolazione primaria e al load-shedding, può facilitare il mantenimento dell'equilibrio, aiutando peraltro l'isola a rientrare in parallelo con la rete principale. In un'isola venutasi a creare in fase di difesa, il mantenimento dell'equilibrio fra produzione e carico è prioritario rispetto a quello della qualità, per cui si accettano



tolleranze piuttosto ampie sul valore di frequenza e si possono ritenere prevalenti gli aspetti di Security rispetto a quelli di Power Quality.

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.

5) Black start: dotando di opportuni sistemi di accumulo le alimentazioni dei sistemi ausiliari delle centrali di produzione si possono avviare o i gruppi elettrogeni predisposti per il Black Start o direttamente tutti i servizi ausiliari del gruppo di produzione per permetterne l'avviamento.

b) Power Quality: può essere migliorata grazie a un sistema di accumulo ben dimensionato.

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 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 alla circostanza o anche alla naturale evoluzione temporale del carico. In questo caso la condizione di isola elettrica è strutturale e non di emergenza, quindi oltre al già citato aspetto di security 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 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: il mantenimento del modulo di V va supportato mediante una rapida e transitoria erogazione di energia (e anche di potenza).

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. 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 (sfarfallio), su frequenze a cui l'occhio umano è particolarmente sensibile (8-10Hz). Anche in questo caso, un sistema di accumulo appositamente dimensionato potrebbe aiutare a compensare il fenomeno.

c) Mercato: i servizi di potenza descritti sia Security che PQ valgono molto sui "mercati dei servizi ancillari". Non soltanto gli ISO (per gli aspetti di security) o i Distributori (per quelli di PQ) 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.

2) Distacco di carico: un sistema di accumulo può apportare benefici per esempio evitando i distacchi di carico potendosi momentaneamente sostituire alla sorgente di energia. All'interno di questa applicazione è possibile distinguere due tipologie differenti di accumuli: l'accumulo esterno, progettato ed espressamente dimensionato per evitare il distacco di carico, e l'accumulo interno, detto anche “accumulo di processo”. Con il termine “accumulo di processo” si indica una quantità di energia intrinsecamente presente nel processo produttivo, e che può essere utilizzata per sostenere il processo stesso per brevi intervalli di tempo senza deterioramento delle prestazioni produttive.

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 risparmiando così anche sulle tariffe. 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 e inoltre con il beneficio di esser remunerato dal conto energia qualora le condizioni lo prevedano.

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. (Figura 5)

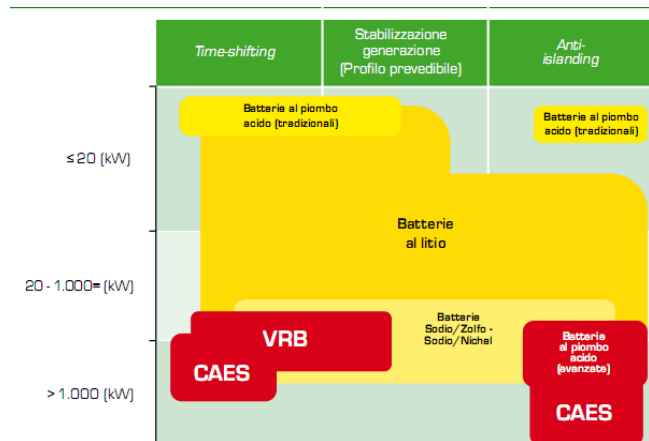
Un sistema di accumulo che si ricarica durante le ore vuote (notturne) e si scarica durante le ore di punta (diurne) certamente produce un load levelling giornaliero, ma lo stesso ragionamento può essere esteso a periodi più lunghi variando i parametri di scarica e di ricarica.

2) Speculare è il valley filling: il carico notturno scende improvvisamente sotto il minimo tecnico dei gruppi 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, e saranno queste a formare i vincoli progettuali del sistema di accumulo stesso.

c) Mercato: la visione in energia anziché in potenza permette di evidenziare un altro vantaggio che l'accumulo potrebbe avere sul mercato. L'accumulo costituisce una forma di flessibilità che può permettere un vantaggio per la domanda e l'offerta.

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 utente che necessita di una potenza eccedente quella della linea di alimentazione disponibile. Un sistema di accumulo anche portatile potrebbe benissimo ricaricarsi durante le ore notturne, per poi rilasciare l'energia necessaria a coprire le esigenze di funzionamento durante le ore diurne, permettendo al gestore di rete di evitare la ristrutturazione della linea di alimentazione insufficiente.

La valutazione dei costi di investimento di capitale e la valutazione finanziaria legata alle varie tecnologie dei sistemi di accumulo è estremamente difficile, poiché dipende da numerose considerazioni estremamente variabili, quali la configurazione territoriale, vincoli o incentivi politici, taglia del sistema, area geografica, ecc.

Tutti questi servizi a loro volta possono essere suddivisi in numerose funzioni nella rete elettrica, che dipendono fortemente dall'effettiva localizzazione del sistema di accumulo che deve essere scelto e dimensionato per le specifiche applicazioni infatti, se le nuove forme di generazione di energia non saranno dispacciabili, nascerà l'esigenza di una maggiore modulazione, basata su un criterio del tipo "just-in-time", sia di altre forme di generazione, sia della domanda. In questo quadro, il contributo che può venire dai sistemi di accumulo è l'introduzione di un'importante forma di flessibilità, che si estrinseca nella possibilità di disaccoppiare temporalmente e spazialmente una quota dei diagrammi di generazione e carico. 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 con un massiccio contributo delle fonti rinnovabili.

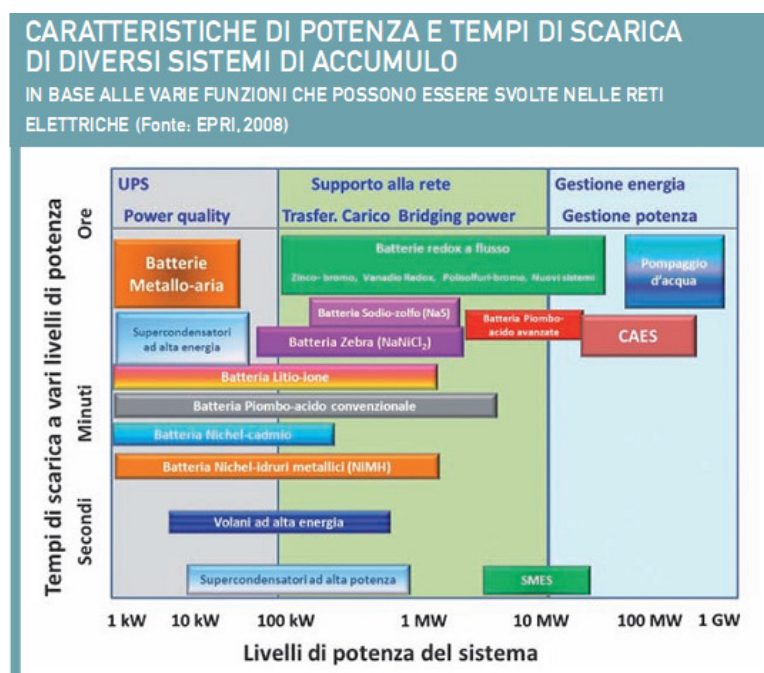
Classificazione

Le nuove funzioni e applicazioni dei sistemi di accumulo devono sempre più differenziarsi in termini di caratteristiche tecniche ed economiche: (Fonte elaborazione [f][h][30]) (Figura 6)

CLASSIFICAZIONE DI POSSIBILI TAGLIE E FUNZIONI DEI SISTEMI DI ACCUMULO		
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

L'interesse diffuso e crescente a livello mondiale nell'impiego dei sistemi d'accumulo ha spinto ricercatori e industrie a svolgere attività sempre maggiori nello sviluppo di metodi e tecnologie sempre più diverse, per rispondere alle richieste diversificate in termini di prestazioni e costi. Alle attività prevalenti di ricerca e sviluppo, si sono aggiunte nel tempo attività di caratterizzazione e ottimizzazione, lo studio delle possibilità di utilizzo e localizzazione dei vari sistemi di accumulo.

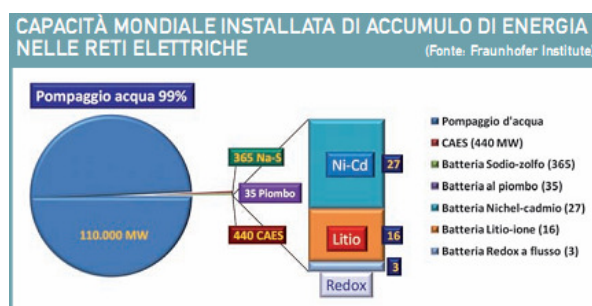
Attualmente, nelle reti elettriche si utilizzano, con diverse possibili funzioni, varie tipologie di accumulo: pompaggio d'acqua in bacini di accumulo di elevate dimensioni, aria compressa in serbatoi naturali (CAES = compressed air energy storage), magneti superconduttori (SMES = superconducting magnets energy storage), volani (flywheels), accumulatori elettrochimici (vari tipi di batterie: Sodio-Zolfo = NaS; Zebra = NaNiCl₂; ZrBr; Piombo-acido, Litio-ione), accumulo di energia termica, supercondensatori.

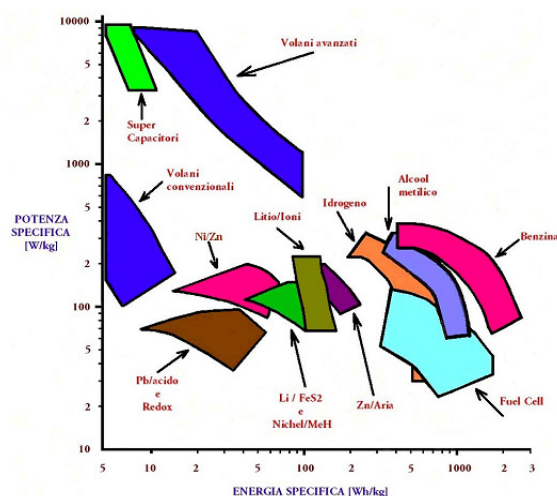


Nonostante la varietà di soluzioni e metodi per l'accumulo di energia nelle reti elettriche, ognuna con caratteristiche peculiari e adatte per molteplici applicazioni, le effettive applicazioni sono diverse ma, in realtà, la diversificazione dei sistemi di accumulo nelle reti elettriche è un processo ancora lento in cui finora è prevalente il ruolo svolto dai sistemi di pompaggio e marginale quello degli altri metodi di accumulo. (Figura 7)

Su un totale di 127GW, oltre il 99% risulta appannaggio dei sistemi di pompaggio dell'acqua, mentre i sistemi ad aria compressa (CAES) raggiungono i 440MW seguiti dai sistemi con batterie sodio-zolfo, mentre i rimanenti sistemi di accumulo arrivano a 85MW. (Figura 8)

Le analisi tecniche e di mercato più recenti prevedono che l'evoluzione del modello di sistema elettrico con una crescente quota di fonti rinnovabili richiederà sistemi di accumulo sempre più vicini all'utente finale con dimensioni e caratteristiche funzionali più vicine a quelle possedute dai sistemi di accumulo elettrochimico e dei CAES, mentre un ruolo ancora da valutare riguarderà metodi e soluzioni ancora più avanzate e innovative, quali la produzione e accumulo dell'idrogeno e i sistemi SMES, che utilizzeranno materiali superconduttori operanti a temperature energeticamente ed economicamente più convenienti.





Il diagramma di Ragone, mette in relazione l'energia e la potenza specifica delle diverse tecnologie di accumulo. (Figura 9) (Fonte [12][k])

Se da un lato CAES e pompaggio idraulico, essendo sistemi di accumulo di grossa taglia, con potenze di scarica dell'ordine delle centinaia di MW e autonomie della decina di ore, si prestano a svolgere queste applicazioni a livello della rete di trasmissione, i sistemi di accumulo elettrochimico per la loro modularità possono garantire queste funzioni anche nelle reti di distribuzione e in prossimità dell'utenza.

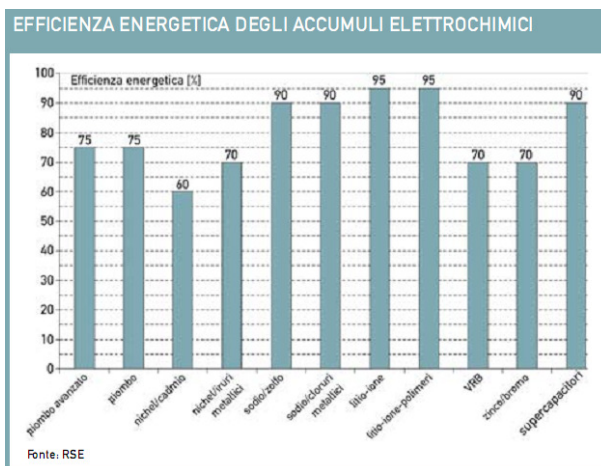
Accumuli elettrochimici

I sistemi di accumulo elettrochimico hanno anche tempi di risposta molto veloci, inferiori al secondo, e si prestano a lavorare in applicazioni "ibride" che richiedono autonomie dell'ordine dell'ora ma anche capacità di erogare picchi di potenza, come le applicazioni di power balancing. Le caratteristiche principali di un sistema di accumulo riguardano essenzialmente le proprietà specifiche di accumulo e quelle operative e sono: densità di energia e di potenza, efficienza energetica in carica e scarica, aut scarica, tempi di carica e scarica, comportamento in diverse condizioni di stato di carica, vita utile (in anni e cicli), tempi di realizzazione, affidabilità, materiali utilizzati, costo e sicurezza nell'uso, nella realizzazione e nell'eventuale smaltimento e l'importanza delle caratteristiche è fortemente condizionata dall'applicazione e dal metodo di accumulo.

Queste caratteristiche diventano criteri di valutazione in fase di progettazione e scelta del sistema di accumulo, che prevalentemente mirano a favorire gli aspetti economici e anche ambientali del sistema individuato. (Figura 10) (Fonte elaborazione [h][i])

Più dettagliatamente si possono definire:

- Il rendimento energetico è definito come il rapporto tra l'energia estratta dal sistema di accumulo durante una scarica ad una data potenza e quella spesa per riportare il sistema nello stato di carica iniziale.
- L'energia specifica, espressa in Wh/kg, ottenibile dal rapporto tra l'energia estraibile da un accumulatore durante una scarica ad una data potenza e il peso in kg dell'accumulatore. Tale parametro non ha un valore costante ma varia in funzione del regime di lavoro (ovvero



della potenza di scarica) e della temperatura ambiente. Per comodità si può quindi prendere come riferimento l'energia nominale, che è l'energia estraibile dall'accumulatore in condizioni nominali, ovvero in una scarica alla potenza nominale e alla temperatura ambiente di riferimento, tipicamente 20 o 25 °C.

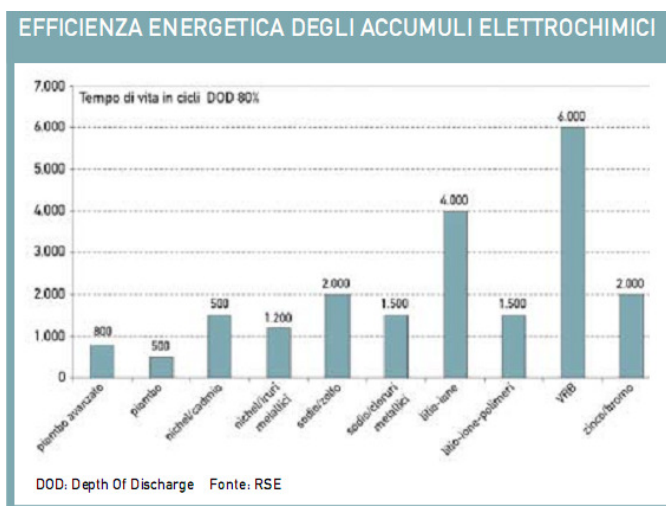
- La potenza specifica, espressa in W/kg, ottenibile dal rapporto tra la potenza dell'accumulatore e il peso in kg dello stesso. Come per l'energia anche la potenza non ha un valore univoco poiché dipende dal carico applicato, ma è utile per ciascun accumulatore definire una potenza nominale, ovvero la potenza corrispondente al regime di scarica sufficientemente rappresentativo del regime di lavoro cui la batteria è destinata e la potenza di picco ai 30s, definita come la potenza che l'accumulatore è in grado di sostenere per 30s con un valore del DOD dell'80% (cioè con batteria quasi scarica).

- Il tempo di vita, espresso in anni, definisce il tempo complessivo di esercizio dell'accumulatore che ha termine quando le prestazioni del sistema degradano al di sotto dei limiti operativi (ad esempio quando la capacità si riduce di una prefissata percentuale).

La durata di vita di un accumulatore dipende fortemente dalle modalità di lavoro e si riduce drasticamente se è sottoposto ad una gestione non corretta e se l'accumulatore lavora ad una temperatura alta.

Il tempo di vita può essere espresso anche in cicli. In questo caso rappresenta il numero di cicli di scarica (fino ad una prefissata percentuale del DOD) e carica completa che una batteria è in grado di completare prima che le sue prestazioni scendano sotto un limite minimo (tipicamente prima che la sua capacità si riduca del 20%). (Figura 11)

Il valore cambia a seconda del valore di Depth of Discharge (DOD) scelto, del regime di lavoro tipico e della temperatura di lavoro.



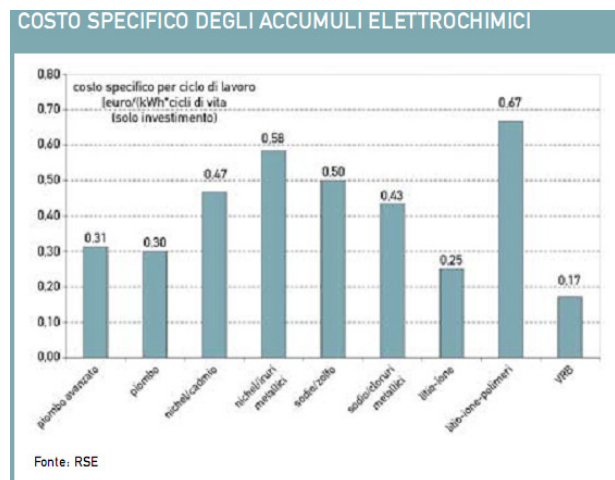
- La temperatura di lavoro è l'intervallo di temperatura in cui l'accumulatore può lavorare senza subire danni o decadimenti eccessivi delle prestazioni e senza l'utilizzo di sistemi di riscaldamento.

- Il livello di sicurezza è un parametro che definisce la probabilità che durante la vita della cella si verifichino dei guasti che determinino situazioni di pericolo per le cose e le persone.

Le diverse tecnologie sono caratterizzate da livelli di sicurezza intrinseca molto differenti e all'interno della stessa famiglia tecnologica vi possono essere sottotipi con valori di sicurezza diversi. Ad esempio, prendendo come riferimento la batteria al piombo, un accumulatore tipo VRLA (piombo ermetico regolato con valvola) ha un livello di sicurezza intrinseca maggiore di un accumulatore di tipo aperto, che ha l'elettrolita acido accessibile e non ha la ricombinazione dell'idrogeno ed ossigeno, pur appartenendo alla stessa famiglia. Anche le diverse tipologie di celle litio-ioni sono caratterizzate da livelli di sicurezza molto diversi, a seconda dei materiali utilizzati come catodo, anodo ed elettrolita. Inoltre all'interno dello stesso sottotipo, si possono avere livelli di sicurezza intrinseca molto differenti semplicemente variando le geometrie costruttive. La sicurezza effettiva del sistema di accumulo dipende fortemente dalla modalità di gestione, che deve evitare l'insorgere di situazioni di abuso elettrico, termico o meccanico (ovvero situazioni di superamento dei limiti di corretto funzionamento di ciascuna cella), dalla presenza di un sistema di controllo che gestisca il sistema in modo efficace e corretto, da una corretta installazione.

Una corretta gestione e installazione può garantire il raggiungimento di un elevato valore di sicurezza effettiva anche in sistemi realizzati con celle con una bassa sicurezza intrinseca.

- Il costo per ciclo [€/ciclo·kWh] è calcolato dividendo il costo di installazione del sistema per il tempo di vita in cicli del sistema, considerando per tutte le tecnologie una vita del sistema di accumulo pari a 10000 cicli. L'unica tecnologia in grado di raggiungere questo valore con una DOD dell'80% è la batteria Redox al vanadio. Le altre batterie devono esser sovradimensionate in modo che ciascuna possa arrivare a 10000 cicli grazie ad un utilizzo con profondità di scarica inferiore e variabile per tipologia di batteria.



(Figura 12)

Sulla base dei valori di questi parametri è possibile effettuare un confronto tra le principali tecnologie di accumulo elettrochimico e individuare quelle più adatte per ciascuna applicazione.

Gli accumulatori elettrochimici, batterie, costituiscono la tecnologia più convenzionale per l'accumulo di energia elettrica. Essi immagazzinano l'energia elettrica in forma elettrochimica, e sono caratterizzati da reazioni di conversione totalmente reversibili.

Il loro funzionamento sia in fase di carica che in fase di scarica è riconducibile a reazioni elettrochimiche di ossidoriduzione.

Quando una batteria è collegata ad un carico elettrico, l'elettrodo positivo (catodo) si riduce, acquistando elettroni, invece l'elettrodo negativo (anodo) si ossida, cedendo elettroni, mentre all'interno dell'elettrolita gli ioni positivi si muovono verso il catodo e gli ioni negativi verso l'anodo. Durante il processo di carica i moti degli ioni si invertono e gli elettrodi recuperano gradualmente il loro stato di ossidazione iniziale.

Il materiale impiegato per realizzare gli elettrodi e il tipo di elettrolita individuano la coppia elettrochimica con cui viene normalmente denominato un accumulatore.

Nella tabella viene presentato un confronto tra le principali coppie elettrochimiche in relazione alle loro più importanti caratteristiche. (Fonte elaborazione[11][13][14][19]) (Figura 13)

Categoria	Coppia elettrochimica	Costruttori Sviluppatori	Stadio di sviluppo	Energia specifica		Efficienza conversione	Apparato di gestione	Rischi sicurezza	Costo materie prime
				Wh/kg	Wh/l				
Temperatura Ambiente Elettrolita acquoso	Piombo acido Pb	a livello mondiale	industriale consolidato	30	80	75%	normalmente non usato	accettati	medio basso
	Nichel-Cadmio Ni-Cd	a livello mondiale	industriale consolidato	50	60	60%	normalmente non usato	accettati	medio
	Nichel-Idr. Met Ni-MH	a livello mondiale	industriale consolidato	60	65	70%	controllo della carica	accettati	alto
	Nichel-Zinco Ni-Zn	a livello pre-indust.	limitato	70	70	60%	controllo della carica	accettati	medio
Litio	Li-Ioni	a livello mondiale	industriale su taglie piccole	150	200	90%	complesso	(instabilità termica)	molto alto
	Li-Ion Polimeri	a livello mondiale	industriale su taglie piccole	130	180	90%	complesso	limitati	molto alto
	Li-Metal	a livello preindustr.	sviluppo	180	150	90%	molto complesso	presenti	molto alto
	Li-Metal	Canada	avviata ma interrotta	120	120	88%	molto complesso	presenti	molto alto
Celle alta temperatura	Sodio-Zolfo Na-S	Giappone	industriale limitato	120	140	85%	complesso	presenti	medio
	Sodio-Clor. Met Na-NiCl ₂	Svizzera	industriale limitato	120	120	85%	complesso	limitati	medio

Gli accumulatori elettrochimici si distinguono, inoltre, nelle tre seguenti categorie:

- * stazionari: sono gli accumulatori destinati ai sistemi di generazione distribuita e a tutte le applicazioni di sicurezza ed emergenza;
- * per trazione: sono gli accumulatori destinati alla propulsione di veicoli elettrici;
- * per avviamento: sono le comuni batterie installate sui veicoli e destinate all'avviamento del motore e a tutti quei servizi ausiliari dove si richiede energia elettrica.

Batterie al piombo acido

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 più adottata per l'accumulo elettrochimico sia nelle applicazioni industriali sia nella generazione distribuita.

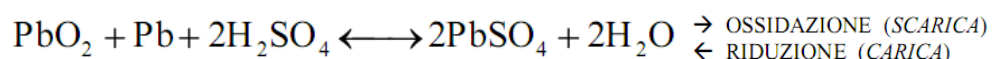
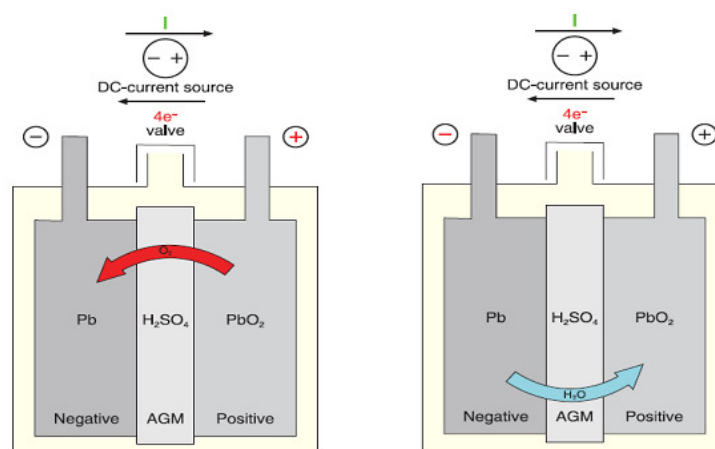
Il loro successo è essenzialmente dovuto al basso costo e alla larga disponibilità del piombo, oltre ad una tecnologia relativamente semplice e ormai affermata di manifattura.

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.

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.

La cella elementare di un accumulatore al piombo è costituita da un elettrodo negativo di piombo metallico, un elettrodo positivo di biossido di piombo e l'elettrolita è una soluzione acquosa di acido solforico, circa il 37% in peso, con elevata conducibilità ionica.

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. (Figura 14)



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

- gli accumulatori aperti, o VLA - Vented Lead Acid,
- gli accumulatori 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.

Il loro uso, inizialmente limitato alle installazioni in armadio per gli UPS, si è esteso anche ad altre installazioni stazionarie, come servizi di sicurezza ed emergenza o nel campo telefonico.

Tali accumulatori hanno due svantaggi principali, che ne hanno limitato l'impiego:

- la forte disomogeneità costruttiva di questi accumulatori;
- i gas prodotti si ricombinano completamente soltanto fino a un certo valore della corrente di ricarica, oltre il quale parte di essi viene evacuata nell'ambiente esterno attraverso le valvole di sicurezza, provocando un graduale consumo dell'elettrolita ed un accelerato degradamento della batteria.

Prestazioni:

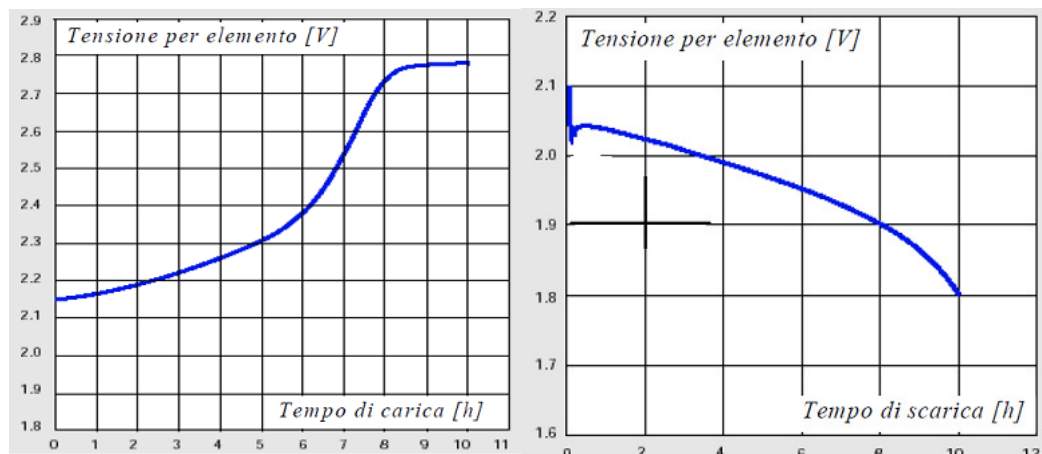
In genere gli accumulatori di tipo VLA hanno valori di energia specifica compresi tra 15 e 25 Wh/kg (corrispondenti ad una densità di energia di 30 – 50 Wh/l) e picchi di potenza specifica di 20-40 W/kg (40-80 W/l). Nelle realizzazioni speciali per la trazione elettrica stradale si raggiungono potenze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

La forza elettromotrice (FEM) della celle al piombo acido è nominalmente di 2 V.

Il suo valore effettivo in realtà dipende da diversi fattori esterni, come la densità dell'elettrolita, la temperatura, lo stato di carica, la corrente circolante, lo stato di invecchiamento.

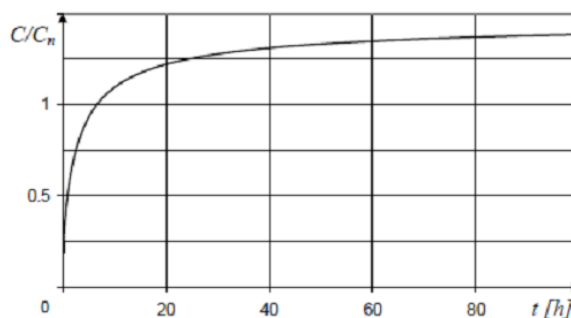
In pratica, si ottengono curve di tensione in carica e scarica che si possono considerare abbastanza ripetitive, a parità di condizioni.



esempio per un processo di carica e scarica a corrente costante (Figure 15-16)

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.

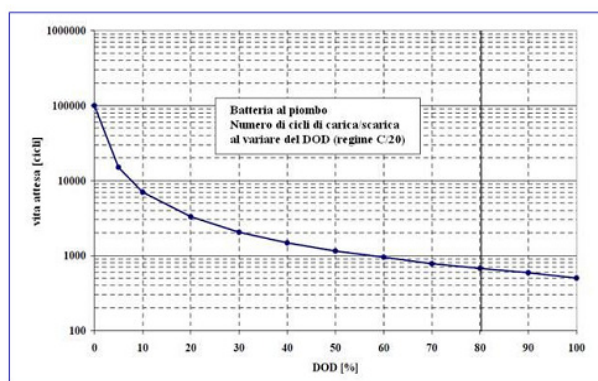
Oltre che dalla temperatura, dalla tensione e dallo stato di invecchiamento, la capacità di un accumulatore al piombo dipende anche dalla corrente di scarica. In particolare la capacità diminuisce all'aumentare del valore della corrente di scarica. Ciò determina, come già detto, notevoli complicazioni nella misura dello stato di carica della batteria. (Figura 17)



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. Si evidenzia che la capacità ha un asintoto orizzontale per una durata della scarica tendente ad infinito. Tale limite asintotico è impiegato nelle applicazioni più avanzate come riferimento per la definizione dello stato di carica.

La capacità nominale dunque è la capacità corrispondente ad un particolare regime di scarica sufficientemente rappresentativo del regime di lavoro cui la batteria è destinata. Generalmente per applicazioni stazionarie si assume come capacità nominale la capacità al regime delle 10h. Le capacità di una cella al piombo disponibili industrialmente possono variare da poche decine fino a migliaia di amperora (Ah).

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 circa 5anni, 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. (Figura 18)

Nonostante la batteria al piombo abbia raggiunto una buona maturità sia tecnologica che commerciale sono ancora in corso attività di ricerca per migliorarne le prestazioni.

Si cerca in particolare di aumentare il tempo di vita della batteria studiando nuove tipologie di elettrodi, sulla stima dello stato di carica della batteria e sullo sviluppo di sistemi di gestione (Battery Management Interface – BMI) e diagnostica per semplificare e migliorare la gestione della batteria.

Batterie a base di nichel

L'accumulatore al nichel/cadmio, fino a qualche anno largamente diffuso grazie ad alcuni vantaggi rispetto all'accumulatore al piombo, tra cui la maggiore durata di vita, robustezza, affidabilità, ed il comportamento migliore alle basse temperature, è a tutt'oggi in fase di declino, sostituito quando possibile dalla tecnologia nichel/idruri metallici, sia per motivi economici sia in particolare per i problemi ambientali legati alla presenza del cadmio, alla

scarsità di centri di smaltimento e all'emissione di diverse direttive europee che indirizzano verso la proibizione dell'uso del cadmio.

Batterie nichel/cadmio

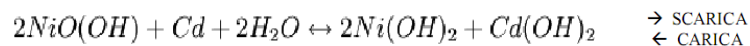
L'elettrodo positivo è costituito da ossido di nichel idrato (NiO(OH)), mentre quello negativo da cadmio. L'elettrolita è una soluzione acquosa contenente idrossido di potassio, sodio o litio, di tipo alcalino.

Sia durante la scarica che durante la ricarica, la concentrazione dell'elettrolita resta praticamente costante e quindi, a differenza della batteria al piombo, tale grandezza non può essere usata quale indice dello stato di carica.

Come per la batteria al piombo, anche nella batteria nichel/cadmio sono presenti delle reazioni parassite, che portano allo sviluppo di gas durante la ricarica.

In particolare, all'approssimarsi della piena carica, si manifesta lo sviluppo di ossigeno all'elettrodo positivo e la produzione di idrogeno all'elettrodo negativo.

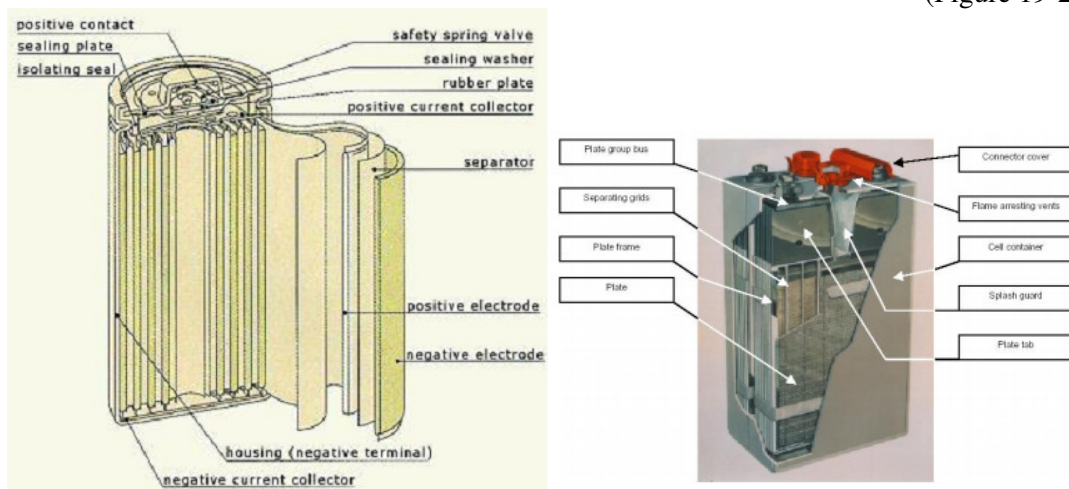
Queste reazioni parassite comportano una perdita di carica e di energia e la necessità di periodici rabbocchi con acqua negli accumulatori non ermetici.



Gli accumulatori nichel/cadmio, hanno una tensione nominale di 1,2 V e possono avere valori di capacità da frazioni di Ah a parecchie centinaia di Ah.

Inoltre in commercio si possono trovare monoblocchi costituiti dalla combinazione in serie di diverse celle elementari, tipicamente fino a 12 celle, con una tensione nominale di 14,4 V.

(Figure 19-20)



Le batterie al nichel/cadmio sono realizzate secondo due principali tecnologie costruttive:

- con elettrodi "a tasca", in cui le materie attive di entrambi gli elettrodi sono contenute all'interno di una tasca in foglia di acciaio fittamente traforata per consentire la penetrazione dell'elettrolita;

- con elettrodi "sinterizzati", che permette di ottenere prestazioni migliori (maggiore energia specifica, potenze molto più elevate, riduzione della resistenza interna).

La capacità di erogare forti potenze viene ottenuta realizzando una grande superficie degli elettrodi. Analogamente all'accumulatore al piombo le batterie nichel/cadmio possono essere di tipo aperto e di tipo ermetico.

Il rendimento energetico complessivo di carica/scarica è inferiore a quello delle batterie al piombo, generalmente ha un valore attorno al 60-70%. Gli accumulatori hanno una energia specifica dell'ordine di 50 – 60 Wh/kg (60-100 Wh/l) (valori più elevati rispetto alle batterie al piombo).

La potenza specifica erogabile da queste batterie varia da poche decine fino a 500 W/kg a seconda della tecnologia costruttiva, con punte che possono arrivare a 800 W/kg.

L'autoscarica di questa batteria è inferiore al 5% al mese, mentre le batterie di tipo ermetico possono raggiungere il 25% al mese.

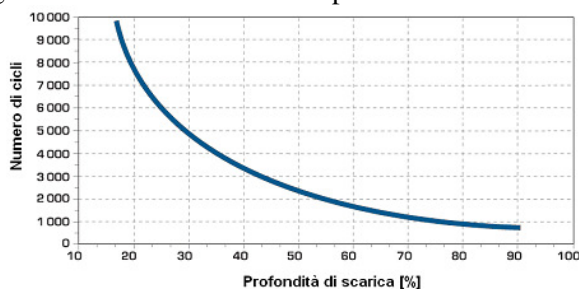
Un grande vantaggio rispetto ad altre tipologie di accumulatori risiede nella modesta dipendenza dell'energia erogabile sia dal regime di scarica che dalla temperatura di lavoro (-50-70 °C).

Questo accumulatore è molto robusto e può arrivare a 1500-2000 cicli di lavoro con profondità di scarica dell'80%.

Uno dei vantaggi rispetto ad altri accumulatori è che può essere scaricato a fondo senza problemi. (Figura 21)

Nonostante le problematiche ambientali e il costo elevato abbiano determinato il declino di questa tecnologia, essa trova ancora numerose applicazioni, in ambito spaziale, militare, come alimentazione di emergenza e in UPS, nella trazione ferroviaria, negli impianti fotovoltaici isolati da rete.

In ogni caso lo sviluppo di questa tecnologia è da considerarsi praticamente fermo.

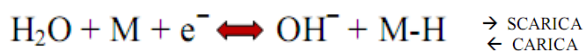


Batterie nichel/idruri metallici

L'accumulatore nichel/idruri metallici, è derivato da quello nichel/cadmio con la sostituzione dell'elettrodo di cadmio con una miscela di idruri metallici.

Questo ha permesso di eliminare le problematiche ambientali legate all'uso del cadmio.

La tecnologia degli idruri metallici comporta l'uso di materie prime costose, per questo motivo questi accumulatori sono molto utilizzati nel settore delle applicazioni portatili di piccola taglia, dove i benefici dell'effetto volume compensano parzialmente i maggiori costi.



L'elettrodo positivo è costituito da ossido di nichel idrato, come nella cella nichel/cadmio, mentre l'elettrodo negativo è invece costituito da leghe metalliche (Me) capaci di assorbire e accumulare idrogeno con formazione di idruri (MeH).

L'elettrolita è alcalino (una soluzione acquosa di idrossido di potassio, sodio o litio).

L'energia specifica delle batterie nichel/idruri metallici ha valori compresi tra i 40 e gli 85 Wh/kg, leggermente superiori rispetto alle celle nichel/cadmio.

La potenza specifica può raggiungere anche i 1500 W/kg.

A temperatura ambiente attorno ai 20 °C, la loro capacità risente poco della velocità di scarica e il loro rendimento energetico risulta attorno al 65%.

A basse temperature si osserva un deterioramento delle prestazioni comunque inferiore a quello sofferto dagli accumulatori al piombo.

La loro autoscarica ha un valore piuttosto elevato. A temperatura ambiente essa ammonta 20%/mese, ma sono possibili valori di 2-3% al giorno.

Essa cresce inoltre rapidamente con la temperatura.

Le celle Ni/MeH per usi portatili possono presentare perdite di capacità temporanee, per effetto memoria, quando vengono solo parzialmente scaricate per parecchi cicli, anche se in misura inferiore alle nichel-cadmio.

Per evitare questo inconveniente, è richiesta ogni mese una scarica completa perché, se questa viene omessa per molti mesi, la riduzione di capacità diventa irreversibile.

Le celle Ni/MeH maggiormente diffuse e disponibili in commercio sono destinate principalmente all'alimentazione di apparecchiature portatili. Si tratta quindi di celle di

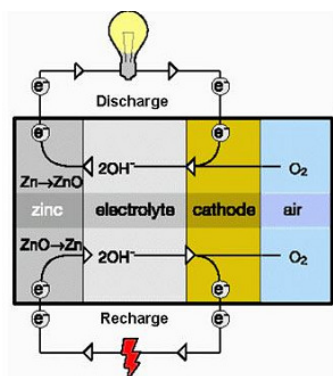
piccola capacità (frazioni di Ah), che possono essere di tipo prismatico, cilindrico o a bottone. Sono prodotte, anche se in misura limitata, anche celle di grossa taglia che possono essere combinate in moduli di diverse unità collegate in serie, utilizzate principalmente nell'alimentazione di veicoli ibridi o elettrici e, in misura limitata, anche per i sistemi di accumulo stazionario, soprattutto in Giappone. Sebbene le maggiori case automobilistiche abbiano presentato prototipi dotati di celle al litio, la maggior parte dei veicoli ibridi attualmente commercializzati sono equipaggiati con batterie al Ni/MeH.

Batterie zinco/aria

La batteria ricaricabile nota come accumulatore zinco-aria, ha come caratteristica peculiare quella di impiegare l'ossigeno atmosferico come elettrodo che riceve elettroni (fase di riduzione) e lo zinco come elettrodo che perde elettroni (fase di ossidazione).

Il movimento di elettroni genera quindi una tensione elettrica che può servire per alimentare vari tipi di circuito elettrico.

All'anodo si hanno metalli comunemente disponibili, con alta densità energetica come alluminio o zinco che liberano gli elettroni una volta ossidati. I catodi o gli elettrodi sono fatti spesso di una struttura porosa del carbonio o di una maglia di metallo ricoperta di catalizzatori adeguati. L'elettrolita può essere nella forma liquida o una membrana polimerica solida saturata con KOH (idrossido di potassio). (Figura 21)



Gli accumulatori zinco-aria appartengono alla categoria delle celle a combustibile, dove lo zinco è il combustibile e l'ossigeno è il comburente.

La caratteristica principale è quella del non incendiarsi in nessuna condizione.

La velocità di combustione dello zinco dipende principalmente dalla pressione atmosferica, dalla percentuale di ossigeno atmosferico (19 % costante), dalla temperatura, dall'umidità e dal tasso di ossidazione della batteria; inoltre non vengono liberati acidi ustionanti se la batteria venisse incautamente aperta o danneggiata in uno scontro.

Alte pressioni dell'ossigeno, la presenza di ozono, e l'alta temperatura, sembrano aumentare le prestazioni sia di picco di potenza che di capacità di erogazione totale di potenza della pila zinco-aria.

Gli accumulatori zinco aria sono stati sperimentati soprattutto nel campo dei veicoli elettrici.

Il loro principale vantaggio è la grande energia specifica che sono in grado di accumulare, energia che può superare i 200 Wh/kg, valore che supera quello dei convenzionali tipi di batteria. Tuttavia la potenza specifica, attorno ai 100 W/kg, è un valore abbastanza modesto.

Il loro principale svantaggio è invece associato all'onere di dover provvedere alla sostituzione fisica degli elettrodi per la ricarica della batteria.

Questo creerebbe la necessità di sviluppare una catena logistica comprendente la raccolta, la rigenerazione e la redistribuzione degli elettrodi, senza considerare che l'efficienza della rigenerazione degli elettrici è piuttosto limitata.

Tutti questi fattori hanno impedito un'ampia diffusione di questa batteria.

Batterie ad alta temperatura

La famiglia delle batterie “ad alta temperatura” comprende la batteria sodio/zolfo e la batteria sodio/cloruro di nichel (ZEBRA). La caratteristica di questa tecnologia è il fatto che la temperatura di lavoro della cella si aggira attorno ai 300 °C, necessari sia per mantenere allo stato fuso gli elettrodi, sia per aumentare la conducibilità dell'elettrolita.

Lo sviluppo di queste nuove tipologie di celle è stato spinto dall'esigenza di individuare coppie elettrochimiche in grado di fornire energie specifiche molto elevate senza ricorrere all'utilizzo di materiali eccessivamente pregiati e rari.

Batterie sodio/zolfo

(citata brevemente in quanto di difficile applicazione in ambito residenziale)

Le basse densità energetiche ottenibili con gli accumulatori più tradizionali quali quelli al piombo o al nichel/cadmio, che inoltre richiedono l'impiego di materiali strategici, costosi e relativamente scarsi in natura, quale soprattutto è il nichel, ha spinto molte aziende e molti ricercatori a cercare coppie elettrochimiche potenzialmente ricche in energia e formate da materiali poveri e abbondanti in natura.

Negli anni 60' fu individuata la coppia sodio/zolfo e fu chiaro che il sodio e lo zolfo avrebbero dovuto lavorare allo stato liquido (e perciò a temperature sensibilmente superiori a quella ambiente). A questo punto nacque il problema del “separator” interposto fra i due elettrodi, sodio e zolfo, che deve permettere la conduzione ionica (per poter avere nel circuito esterno un passaggio di corrente) impedendo contemporaneamente la conduzione elettronica (altrimenti si avrebbe un corto circuito fra i due elettrodi).

Gran parte degli sforzi di sviluppo sono stati dedicati proprio alla configurazione del separatore. Negli anni 80' fu messo a punto un materiale ceramico “beta-allumina” che, con successivi graduali miglioramenti, è ancora la soluzione oggi usata.

Il punto di forza di questa tecnologia è l'energia specifica molto più elevata di quella degli accumulatori con elettrolita acquoso (circa quattro volte quella di un accumulatore al piombo), per tale motivo essa ha visto, a partire dagli anni '70, una notevole attività di ricerca e sviluppo principalmente per applicazioni su veicoli elettrici (ci sono state comunque applicazioni sperimentali anche nello stazionario).

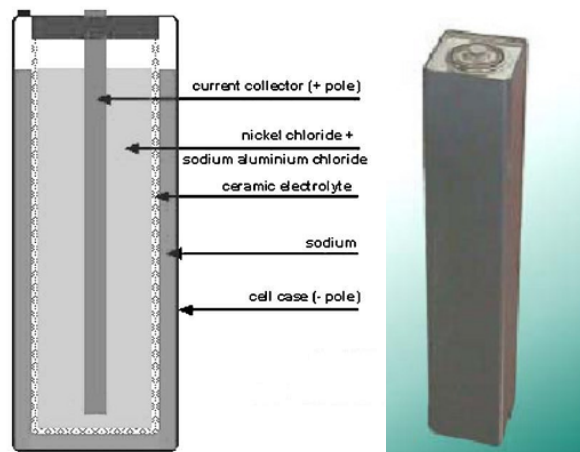
Batterie sodio/cloruro di nichel (ZEBRA)

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.

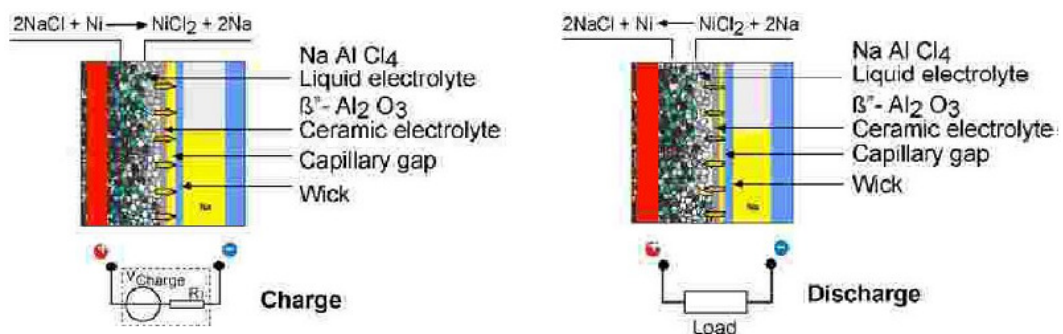
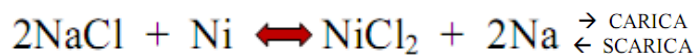
Per tale motivo la batteria sodio/zolfo è attualmente progettata e impiegata in applicazioni stazionarie, generalmente di grossa taglia (per funzioni di peak-shaving, load-levelling), in cui non ci sono rischi di crash di tipo meccanico, mentre la batteria ZEBRA è attualmente impiegata principalmente nella trazione elettrica stradale e la si sta testando per applicazioni stazionarie.

(Fonte elaborazione [26][12])

(Figure 23-24)



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. (Figura 25)



La forza elettromotrice di una cella sodio/cloruro di nichel, ad una temperatura di lavoro di $300\text{ }^\circ\text{C}$ è pari a $2,58\text{ V}$ 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, 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 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 $100 - 130\text{ Wh/kg}$ (corrispondente ad una densità di energia di $160 - 190\text{ Wh/l}$) ed una potenza specifica di $160 - 190\text{ W/kg}$ (circa $260 - 290\text{ W/l}$).

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

Come per la batteria NaS, le prestazioni della batteria non sono influenzate dalla temperatura ambiente, come conseguenza dell'elevata coibentazione termica ed il rendimento amperometrico è praticamente unitario.

Batterie a circolazione di elettrolita

Le batterie a circolazione di elettrolita, note anche con il termine "redox", sono in grado di accumulare energia elettrica utilizzando reazioni accoppiate di ossido-riduzione in cui sia i reagenti, sia i prodotti di reazione, in forma ionica, sono completamente disciolti in soluzione acquosa.

Le soluzioni dell'elettrolita positivo e negativo sono immagazzinate in serbatoi, messi in circolazione da pompe e si interfacciano attraverso una membrana (separatore) che permette lo scambio ionico (e quindi le reazioni di carica/scarica) impedendo però il mescolamento delle soluzioni.

La caratteristica più importante di questa tecnologia di accumulo è il totale disaccoppiamento tra la potenza e l'energia. La potenza che la batteria può erogare o assorbire dipende dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante (chiaramente compatibilmente con la velocità della reazione) e, quindi, dalla superficie della membrana e dalla velocità delle pompe.

La capacità di accumulo è invece legata alla quantità di liquido totale e quindi alla capienza dei serbatoi, pertanto, a parità di potenza installata, è possibile aumentare la capacità della batteria aumentando le dimensioni dei serbatoi.

Gli accumulatori a flusso di elettrolita si prestano in modo particolare ad applicazioni di taglia molto grande (ordine del megawattora), come ad esempio il load-levelling.

Batterie zinco-bromo

(citata brevemente in quanto di difficile applicazione in ambito residenziale)

E' una batteria utilizzata in applicazioni di grossa taglia come il load-levelling e lavora, tipicamente, ai regimi di scarica compresi fra 2 e 10 ore.

Le caratteristiche peculiari di tale sistema di accumulo sono:

- l'elevata densità di energia;
- il costo relativamente contenuto (tipico delle tecnologie a base di zinco).

L'elettrodo negativo è zinco, in forma solida quando la batteria è carica, l'elettrodo positivo è invece bromo, liquido a temperatura ambiente, e l'elettrolita è costituito da una soluzione acquosa di bromuro di zinco ($ZnBr_2$).

Nella cella elementare il flusso dei due elettroliti è separato da una membrana in poliolefina microporosa e gli elettrodi sono formati da un composto carbonio/plastico.

La forza elettromotrice della cella zinco/bromo è di 1,8 V.

La batteria zinco/bromo utilizza un sistema a circolazione per alimentare continuamente i reagenti verso lo stack.

Il sistema è composto dallo stack della batteria, dai serbatoi di contenimento dell'elettrolita e da un sistema di pompe e tubazioni per la circolazione dell'elettrolita.

La batteria ha una energia specifica di 60 – 85 Wh/kg, ed una potenza specifica di 50 – 150 W/kg a seconda però del tipo di realizzazione.

L'efficienza energetica di una batteria zinco/bromo è compresa tra il 70 e l'80%, a seconda delle modalità di lavoro e a patto che venga gestita in modo corretto.

L'autoscarica può raggiungere valori dell'1% all'ora.

L'efficienza amperometrica della batteria è generalmente superiore al 90%.

La durata di vita della batteria è di 6000 ore, corrispondenti approssimativamente a 2000 cicli.

Batterie ai sali di vanadio

(citata brevemente in quanto di difficile applicazione in ambito residenziale)

Le batterie ai sali di vanadio dette anche VRB, l'acronimo di "Vanadium Redox Battery", sono state utilizzate inizialmente come sistemi di emergenza e successivamente per applicazioni di accumulo stazionario (sistemi di accumulo accoppiato a generatori a fonte rinnovabile per le zone remote), come sistema per il livellamento del carico giornaliero in rete e per i veicoli elettrici.

La cella elementare di una batteria VRB è costituita da una membrana di scambio ionico, dagli elettrodi e dalle piastre bipolari. La caratteristica fondamentale di tale membrana è quella di essere permeabile agli ioni H⁺ ma impermeabile agli elettroni.

La membrana separa l'anolita dal catolita, entrambi costituiti da ioni vanadio in differenti stati di ossidazione, disciolti in una soluzione di acido solforico. Essa, inoltre, impedisce il mescolamento delle due soluzioni evitando quindi l'autoscarica.

La forza elettromotrice di una cella elementare è di 1,25 V.

I componenti fondamentali di una batteria VRB sono lo stack, costituito da un determinato numero di celle elementari elettricamente collegate in serie, i due serbatoi contenenti il catolita e l'anolita, le pompe e il circuito idraulico necessari per la circolazione dell'elettrolita. Generalmente la batteria è integrata in un sistema che comprende anche un convertitore elettronico DC/AC, un sistema di controllo e un sistema di raffreddamento.

Come tutte le batterie redox a flusso, la batteria VRB è caratterizzata dal disaccoppiamento della potenza installata dall'energia immagazzinabile, che dipende dal volume di elettrolita e quindi dalle dimensioni dei serbatoi.

La durata di vita della batteria è teoricamente illimitata, dal momento che gli elettrodi/elettroliti non partecipano direttamente alle reazioni di cella se non come portatori di elettroni. La vita attesa di 20 anni, corrispondente a oltre 10000 cicli, dichiarata dai costruttori coincide fondamentalmente con la durata di vita della membrana.

Il rendimento energetico ha valori compresi tra il 60 e 85%, a seconda delle modalità di lavoro.

Nei sistemi attuali le pompe sono gestite a velocità variabile in funzione della potenza erogata, in modo da limitare l'autoscarica della batteria.

Un parametro che influenza fortemente il comportamento di questa batteria è la temperatura. Per prevenire danneggiamenti e malfunzionamenti la batteria lavora in un intervallo di temperature non molto ampio, tra 0 e 40 °C.

Il costo d'installazione è ancora molto elevato (2500-3000 €/kW), anche se la lunga vita attesa della batteria compensa il maggior investimento iniziale.

Tra i vantaggi dei sistemi di accumulo VRB si ricorda:

- la possibilità di controllare facilmente e con continuità il livello di carica della batteria monitorando il valore della tensione a vuoto;
- sono adatte alla ricarica meccanica, cioè al ricambio per via idraulica delle soluzioni esaurite con quelle fresche;
- tra tutti i sistemi di accumulo di tipo elettrochimico sono quelli a minore impatto ambientale.

Per contro i sistemi VRB presentano le seguenti limitazioni:

- la circolazione idraulica in parallelo attraverso le celle tra loro collegate elettricamente in serie porta ad una sorta di autoscarica. Per i sistemi di grossa taglia queste perdite sono dell'ordine del 3%;
- la presenza di parti meccaniche in movimento introduce un elemento di inaffidabilità da valutare;
- la solubilità ridotta dei sali non consente di raggiungere valori teorici di energia specifica superiori ai 65 Wh/kg (75 Wh/l), inferiore rispetto alle altre batterie innovative come le ZEBRA (760 Wh/kg). In effetti, anche per i sistemi di grossa taglia, i valori pratici, attualmente prossimi ai 25 Wh/kg.

Innogy – Regenesys

(citata brevemente in quanto di difficile applicazione in ambito residenziale)

Regenesys incorpora elettroliti di soluzioni concentrate di bromuro di sodio e di polisolfuro di sodio, con tecnologie dedicate a realizzazioni molto grandi e quindi al load-leveling. Questi sali sono prontamente solubili e non presentano rischi per la manipolazione o il deposito. Essi sono anche di facile reperibilità e disponibili al necessario grado di purezza a costi contenuti. Gli elettroliti circolano in due circuiti separati. Essa presenta bromuro di sodio sul lato positivo e polisolfuro di sodio sul lato negativo della cella. Alla carica, gli ioni di bromuro vengono ossidati a bromo e formano complessi sotto forma di ioni di tribromuro, mentre lo zolfo a valenza zero, presente nell'anione di polisolfuro solubile, è convertito a solfuro. Le soluzioni elettrolitiche sono separate da una membrana selettiva cationica per impedire che gli anioni di zolfo reagiscano direttamente con il bromo e l'equilibrio elettrico viene raggiunto dal trasporto di ioni di sodio attraverso la membrana.

Alla scarica lo ione di solfuro è l'agente riducente e lo ione tribromuro la specie ossidante.

Il potenziale della cella a circuito aperto caricata è di circa 1,5V, dipendentemente dalla concentrazione della specie elettricamente attiva.

La conversione dell'energia elettrica in energia chimica accumulata e la sua riconversione possono essere ripetute all'infinito con una elevata efficienza di ciclo.

Non esiste effetto memoria associato all'elettrochimica specifica del sistema Regenesys e un ciclo completo di carica/scarica può essere completato senza la limitazione di una profondità massima teorica di scarica. Tuttavia, in comune con tutti i sistemi elettrochimici, l'efficienza massima viene raggiunta al di sotto del grado di potenza massima per la carica e pertanto un sistema specifico dovrebbe essere progettato per lavorare a efficienza massima.

Per costruire un impianto di accumulo di energia "utility scale", decine o centinaia di moduli devono essere collegati per fornire il grado di potenza richiesto.

I moduli sono collegati elettricamente in serie per avere un sistema con la tensione richiesta.

Serbatoi di accumulo di elettrolita del volume richiesto sono aggiunti per fissare la quantità di energia del sistema e la capacità di accumulo è solo limitata dalla dimensione e dal numero dei serbatoi. Sono possibili tempi di accumulo di diverse ore, consentendo in tal modo cicli giornalieri di carica e scarica.

Durante il funzionamento, ogni modulo deve essere provvisto di un'alimentazione costante di elettrolita, fatto ricircolare dal serbatoio di accumulo, attraverso un sistema di collettori di distribuzione ai moduli e rinviato ai serbatoi. Le velocità di flusso dell'elettrolita vengono ottimizzate per mantenere la reazione elettrochimica e per ottenere un raffreddamento adeguato del modulo senza inutili perdite di energia nel processo di pompaggio.

Il risultato è un sistema che funziona a pressione bassa e nominalmente a temperatura ambiente. Sistemi ausiliari possono essere aggiunti per asportare eventuale calore dissipato, generato dal processo, e per condizionare gli elettroliti in modo da garantire che l'efficienza elettrochimica rimanga elevata per tutta la vita dell'impianto.

Un sistema di controllo garantisce il funzionamento integrato dell'impianto.

Uno svantaggio del collegamento di celle o di moduli in serie deriva dalle perdite di corrente da una cella all'altra e da un modulo all'altro, non attraverso gli elettrodi come auspicato, bensì attraverso i manicotti utilizzati per distribuire gli elettroliti.

Queste correnti di derivazione (shunt) rappresentano una perdita all'interno del sistema, che può essere ridotta aumentando la resistenza elettrica del collettore del modulo o della rete di tubi. Il progetto dei collettori interni dei moduli e la struttura dell'impianto sono stati sviluppati per ridurre al minimo questa perdita.

Batterie al litio

Il litio è il metallo con il più basso peso atomico, ha un potenziale elettrodo standard in valore assoluto molto elevato (-3,04 V), dimensioni ridotte ed ha una capacità specifica molto alta, pari a 3,86 Ah/kg. (Fonte elaborazione [14][19][26])

Queste caratteristiche lo rendono uno degli elementi più adatti per la costruzione di batterie con elevata densità energetica ed energia specifica, che consentono a parità di peso o di volume una elevata quantità di energia immagazzinabile rispetto alle altre batterie.

La continua evoluzione è volta a superare i problemi di sicurezza legati all'elevata reattività del litio. Le celle Li-ioni non hanno litio in forma metallica in nessuno dei due elettrodi, garantendo così una maggiore sicurezza anche se con prestazioni in parte ridotte.

Le batterie ricaricabili agli ioni di litio sono attualmente la più diffusa tipologia di accumulatore per applicazioni nell'elettronica portatile, grazie alle caratteristiche che ne garantiscono una elevata densità energetica, la mancanza dell'effetto memoria e un ridotto fenomeno di autoscarica.

L'obiettivo futuro è di sviluppare nuovi materiali elettrodi ed elettrolitici in modo tale da renderle compatibili con le diverse possibili applicazioni, garantendo i requisiti di elevata energia, potenza, ciclabilità e di sicurezza.

Le batterie al litio sono suddivise in tre categorie principali.

Il primo tipo, quello più diffuso e tecnicamente maturo, sono le batterie agli ioni di litio con elettrolita liquido (comunemente dette litio-ioni) che sono disponibili in commercio soprattutto in piccola taglia (da frazioni di Ah fino alla decina di Ah) e sono diventate lo standard per l'alimentazione di piccoli elettrodomestici portatili. Celle di questo tipo di taglia maggiore prodotte finora in modo limitato, stanno trovando sempre più interesse nella prospettiva di sviluppo e di impiego delle celle per la propulsione dei veicoli elettrici e nel sistema elettrico.

Il secondo tipo che si sta diffondendo perché presenta minori rischi in termini di sicurezza sono le celle dette litio-ioni-polimeri, che hanno un elettrolita solido di tipo polimerico.

La terza tipologia sono le celle litio metallo polimeri, appartenenti alla famiglia delle batterie metallo-aria, in cui il litio è in forma metallica, allo stato liquido, che però hanno uno sviluppo limitato perché presentano maggiori problemi di sicurezza.

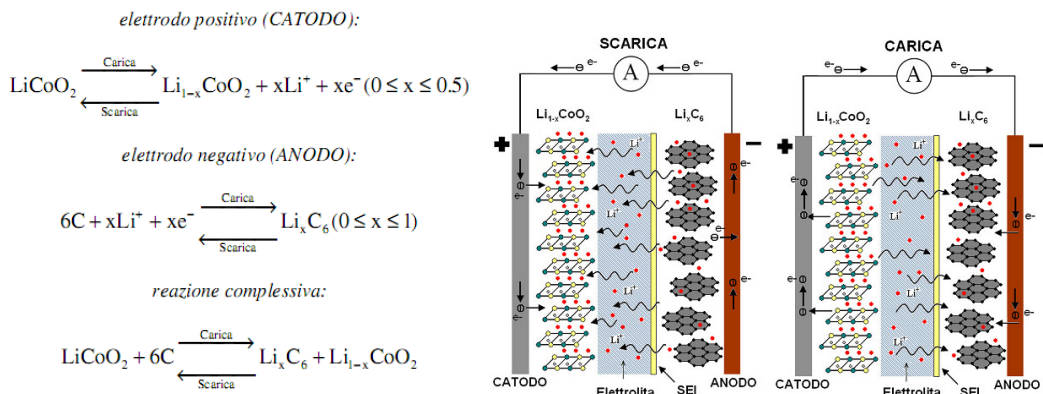
Le celle litio-ioni operano per mezzo di un processo elettrochimico in cui gli ioni di litio migrano da un elettrodo all'altro durante i processi di carica e scarica, a seguito dei concomitanti processi di ossidoriduzione degli elettrodi. Una caratteristica delle celle litio-ioni è la possibilità di utilizzare differenti tipologie di materiali elettrodi e di elettroliti senza che il principio base di funzionamento venga modificato. L'utilizzo di materiali elettrodi diversi ha influenza sulle caratteristiche della cella, in funzione delle diverse caratteristiche elettrochimiche dei materiali utilizzati.

L'elettrodo positivo in una batteria litio ioni è solitamente costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione (LiTMO₂ con TM = Co, Ni, Mn), che garantisce una struttura a strati o a tunnel dove gli ioni litio possono essere inseriti ed estratti facilmente.

L'elettrodo negativo invece è solitamente costituito da carbonio nella forma allotropica della grafite, e solo negli ultimi anni si stanno diffondendo celle che presentano anodi costituiti da composti del litio. Un elettrolita liquido o polimerico, costituito da sali di litio disciolti in solventi organici, permette la conduzione degli ioni litio e agisce da collegamento tra l'elettrodo positivo e quello negativo, che risultano tra loro separati da un opportuno strato isolante elettronico costituito di solito da poliolefina.

Durante ciascun ciclo gli ioni litio sono reversibilmente inseriti o estratti dallo spazio interstiziale tra gli strati atomici del materiale attivo.

Come già detto, esistono molteplici tipologie di celle al litio, che si differenziano sulla base delle diverse tipologie di elettrodi ed elettroliti, per cui le reazioni agli elettrodi sono varie. Le reazioni che avvengono agli elettrodi e la reazione complessiva per questa tipologia di cella sono le seguenti:



La figura (Figura 26) mette in evidenza come durante i processi di carica si libera un elettrone nel circuito esterno e lo ione litio migra attraverso l'elettrolita dal polo positivo a quello negativo. Il metallo di transizione presente all'interno del polo positivo viene dunque ossidato durante la carica della batteria, mentre viene ridotto durante la scarica.

All'elettrodo opposto, il processo di carica determina l'intrappolamento del litio, che si riduce a Li^0 , all'interno della matrice composta da grafite, mentre se ne verifica l'ossidazione e quindi il rilascio durante il processo di scarica.

Diversamente dagli accumulatori di tipo tradizionale, quali ad esempio la batteria Pb/PbSO_4 , la cella litio ioni è completamente scarica al termine del processo di produzione. Gli ioni litio si trovano di fatto contenuti interamente all'interno del polo positivo, e quindi solo attraverso il processo di formazione il litio si trasferisce al polo negativo, in posizione interstiziale nella grafite. Durante il primo ciclo di lavoro, in aggiunta al caricamento degli ioni litio nella grafite, si forma anche uno strato passivante tra elettrolita ed elettrodo negativo, chiamato SEI (Solid-Electrolyte Interface) che è un'interfaccia solido/elettrolita prodotta da reazioni "parassite" che coinvolgono i composti dell'elettrolita organico.

Questo strato è determinante per le prestazioni delle batterie agli ioni di litio dal momento che la natura dell'interfaccia influenza i cicli vita, il tempo vita, le prestazioni di potenza e la sicurezza. Infatti la SEI funziona da conduttore ionico per gli ioni litio, che vengono trasportati attraverso di essa durante i processi di carica e scarica, interponendosi tra l'elettrolita e la grafite e impedendo così la continua scarica dei composti organici.

È noto infatti, come il Li^0 sia molto reattivo e quindi instabile nei confronti dei solventi e dei sali contenuti negli elettroliti liquidi e polimerici, determinando reazioni che possono essere distruttive per la cella. Le suddette reazioni sono caratteristiche per tutti gli accumulatori agli ioni di litio, indifferentemente dalla tipologia di elettrolita, liquido o polimerico, dal materiale del polo negativo (anodico), e da quello del polo positivo (catodico). (Figura 27)

	NCA	NMC	LMO	LFP	LTO
Tensione nominale (V)	3,7	3,7	3,7	3,3	2,2
Tipo di Catodo	LiNiCoAlO ₂	LiNiCoMnO ₂	LiMn ₂ O ₄	LiFePO ₄	LiMn ₂ O ₄
Tipo di Anodo	C	C	C	C	Li ₄ Ti ₅ O ₁₂
Potenza [W/kg]	Alta	Buona	Media	Media	Media/ Bassa
Energia [Wh/kg]	Alta	Alta	Buona	Media	Bassa
Vita cicli	Buona	Buona	Media	Media	Alta
Vita calendario	Buona	Buona	Bassa	Bassa per T>30°C	Buona
Livello di sviluppo	Matura	Crescita/ Matura	Matura	Crescita	Crescita
Sicurezza catodo	Bassa	Bassa	Media	Buona	Media
Sicurezza cella	Scadente	Bassa	Bassa	Media	Buona

Le batterie al litio-ioni hanno delle buone prestazioni, se confrontate con i tradizionali sistemi di accumulo elettrochimico.

Le celle litio-ioni hanno un'energia specifica tra 50 – 180 Wh/kg, con una densità di energia che può superare i 350 Wh/l. La potenza specifica può arrivare a valori di picco superiori a 2000 W/kg, per celle specificatamente progettate per lavorare ad alta potenza (questa tipologia di celle ha però generalmente un'energia specifica ridotta, circa 100 Wh/kg).

Il rendimento energetico è molto elevato per entrambe le tecnologie, con valori fino a oltre il 95% in dipendenza dalle condizioni operative.

Il tempo di vita in cicli delle celle è di 1000 cicli con una profondità di scarica del 100%, ed è legato con legge logaritmica alla profondità di scarica. Con cicli di lavoro caratterizzati da una DOD dell'80% la vita attesa è mediamente di 2000 cicli, ma sono disponibili celle che superano i 3000 cicli.

Tuttavia uno dei punti negativi delle celle litio-ioni è che presentano un progressivo degrado, che si traduce in una progressiva riduzione della capacità, a partire dal momento di fabbricazione, indipendentemente dal numero di cicli di carica/scarica, quindi anche se non sono utilizzate (si parla quindi di durata di conservazione, “shelf life”).

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. Dal momento che la temperatura accelera il degrado della batteria e riduce il tempo di vita, la massima temperatura di immagazzinamento consigliata dai produttori è in genere di 30 °C.

Le applicazioni in ambito stazionario sono al momento limitate, ma le prestazioni offerte da questa tipologia di batterie le rendono molto interessanti anche in questo campo.

Ad esempio, avendo una densità di potenza molto alta e una vita attesa lunga possono essere impiegate in applicazioni di power quality. Altri settori di impiego possono essere le telecomunicazioni, UPS, in accoppiamento a generatori a fonte rinnovabile e in generale nei casi in cui è necessario ridurre gli spazi, dal momento che hanno una densità di energia e di potenza molto elevate.

Esempio di applicazioni stazionarie di batterie litio-ioni

In Europa, una collaborazione tra Saft, Voltwerk e Tenesol ha dato vita a un progetto Franco – Tedesco, denominato SOLION avente come scopo lo sviluppo di un nuovo sistema di conversione dell'energia e di accumulo elettrico per i sistemi fotovoltaici connessi in rete.

L'obiettivo del progetto SOLION è quello di sviluppare un sistema integrato tra sistemi di accumulo e fotovoltaico per il residenziale. Il sistema di accumulo connesso attraverso un opportuno convertitore statico al sistema fotovoltaico permette di effettuare un Time Shift, tale da garantire l'autoconsumo dell'energia prodotta dal fotovoltaico durante i picchi di carico o durante i periodi di scarso irraggiamento solare in modo da garantire un supporto alla rete elettrica per stabilizzare la frequenza di rete in presenza di elevata penetrazione di fonti rinnovabili, che per loro natura risultano fortemente aleatorie.



(Figura 28)

Esempio di sistema fotovoltaico residenziale con sistema di accumulo Litio ioni

Negli ultimi anni sono stati sviluppati ed applicati diversi sistemi di accumulo di tipo elettrochimico per applicazioni di grandi dimensioni nelle reti elettriche. Uno dei principali ostacoli ad un uso più esteso di tali sistemi è stato principalmente il costo. Anche se per particolari applicazioni di dimensioni limitate, si è avuta una discreta diffusione delle batterie al piombo ed alcaline (nichel-cadmio e nichel-idruri metallici) per i gruppi di continuità, mentre si assiste ad una crescente applicazione di batterie ad alta temperatura (sodio-zolfo e sodio-cloruro di nichel) particolarmente in Giappone e Stati Uniti.

Sono inoltre state, studiate, specificatamente per le reti elettriche, ed utilizzate altre tipologie di batterie del tipo a flusso (od anche redox a flusso, come le ZnBr, VRB).

Questi sistemi presentano vantaggi e limiti di natura tecnologica ed economica, che li rendono competitivi in diverse applicazioni.

Rispetto però alle batterie a base di litio, è possibile individuare una serie di aspetti che rendono gli altri sistemi di accumulo elettrochimico meno interessanti: le batterie convenzionali al piombo (anche nelle versioni più innovative) e quelle alcaline hanno dei limiti prestazionali o di costo, che sono all'incirca simili a quelli delle batterie più innovative come quelle ad alta temperatura e redox; di contro, i sistemi al litio hanno l'indubbio vantaggio strategico di essere un componente, adatto per numerose applicazioni e sono, pertanto, prodotti in continua evoluzione tecnologica con notevoli prospettive di miglioramento per tutte le applicazioni e con aspettative di mercato così rilevanti, da far ritenere una rapida riduzione dei costi come un elemento certo, associato alle economie di scala attese dall'aumento della produzione previsto sia nell'elettronica di consumo che nei veicoli a trazione elettrica.

Idrogeno

Quando è necessario accumulare energia elettrica è possibile produrre idrogeno attraverso l'elettrolisi dell'acqua. L'idrogeno prodotto viene stoccato sotto forma di gas compresso o liquido o attraverso assorbimento su solidi a bassa pressione.

Per applicazioni stazionarie vengono comunque normalmente utilizzate pressioni da 350 a 700 bar. La tecnologia può utilizzare o un sistema composto di elettrolizzatore (EL) e cella a combustibile(FC) distinte o un elettrolizzatore rigenerativo (che agisce, invertendo i poli, sia da EL che da FC). Questo approccio permette inoltre una diretta integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili con la mobilità a zero impatto ambientale.

Esempio applicativo di impianto di generazione fotovoltaica e accumulo a idrogeno

Si esamina un impianto di produzione ed accumulo di energia destinato al soddisfacimento integrale del fabbisogno energetico elettrico di un utenza residenziale. In questo impianto, la produzione primaria di energia elettrica avviene mediante conversione fotovoltaica. L'accumulo di energia avviene mediante produzione e stoccaggio di idrogeno elettrolitico. La produzione secondaria di energia elettrica avviene utilizzando un sistema di celle a combustibile. L'utenza è definita mediante diagrammi di carico relativi alla composizione media della famiglia italiana in funzione dell'area geografica di appartenenza.

La produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (eolica o solare) è caratterizzata da una disponibilità energetica variabile e non prevedibile nel tempo.

Le fonti rinnovabili, inoltre, sono spesso localizzate in luoghi distanti dagli utenti finali.

L'energia rinnovabile può essere convenientemente impiegata come fonte primaria per la produzione di idrogeno mediante elettrolisi. L'idrogeno prodotto costituirebbe un mezzo per accumulare energia nei momenti e nei luoghi in cui si ha un esubero di produzione, e successivamente utilizzato come combustibile per produrre energia elettrica nei momenti o nei luoghi in cui si verifichi un picco della domanda o si abbia scarsità dell'offerta.

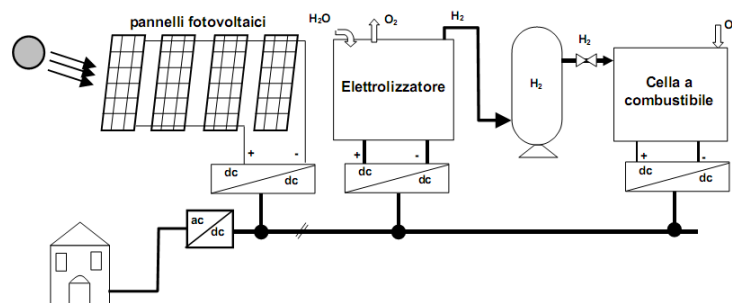
In questo modo il vettore energetico idrogeno consentirebbe di sfruttare appieno il potenziale energetico ambientale, che altrimenti andrebbe perduto.

Tra tutti i processi impiegabili per la produzione di idrogeno, l'elettrolisi dell'acqua è l'unico processo che evita emissioni di anidride carbonica nell'atmosfera e che, combinato allo sfruttamento di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili, ne garantisce la produzione ad "emissione zero".

Esistono tuttavia due concezioni sul modo di produrre il vettore energetico idrogeno.

La prima ipotesi prevede la realizzazione di grandi impianti, localizzati in aree dove l'energia da fonti rinnovabili è più abbondante e può essere più convenientemente sfruttata; da qui l'idrogeno prodotto può essere "trasportato" fino al punto di utilizzo finale.

La seconda prevede la distribuzione sul territorio di piccole unità di generazione che, sfruttando il potenziale energetico ambientale presente localmente, producano idrogeno il più vicino possibile al punto d'uso finale. Entrambe le soluzioni presentano impatto ambientale nullo. L'impianto esaminato è costituito da un sistema di produzione primaria di energia elettrica mediante pannelli fotovoltaici, da un elettrolizzatore per la produzione di idrogeno, da un serbatoio a bassa pressione per lo stoccaggio dell'idrogeno prodotto, da una cella a combustibile per la produzione secondaria di energia elettrica, e dai necessari sistemi elettronici e di interfacciamento. (Fonte elaborazione [20]) (Figura 29)



L'impianto che si intende analizzare deve soddisfare il fabbisogno energetico elettrico di un complesso di unità residenziali, utilizzando esclusivamente, come sorgente primaria, l'energia solare. A questo scopo il sistema di conversione tradizionale dell'energia fotovoltaica è combinato ad un più innovativo sistema di accumulo dell'energia basato su produzione, stoccaggio ed utilizzo dell'idrogeno.

Ciascun componente che realizza una conversione della forma di energia è collegato ad un dedicato convertitore statico. In questo modo, si controlla ciascun elemento nel modo ottimale e si rende disponibile un bus comune mediante il quale l'energia può essere scambiata tra i diversi componenti sotto forma di energia elettrica.

Le celle a combustibile costituiscono un sistema per la conversione elettrochimica dell'energia contenuta nel combustibile idrogeno con le quali sono alimentate.

Le celle a combustibile più idonee ad essere utilizzate nel sistema proposto sono le celle di tipo PEM (Proton Exchange Membrane). Questo per diversi fattori:

- Devono essere alimentate ad idrogeno purissimo (impurità di CO inferiori a 5 ppm).

In questo impianto l'idrogeno è prodotto per elettrolisi dell'acqua, ed è quindi puro.

- Le celle PEM operano a temperatura relativamente bassa ($<80^\circ$), hanno tempi di avviamento brevi (< 1 min.) e non presentano problemi alle variazioni di carico.

- Normalmente la tensione di uscita dallo stack di celle è bassa ($< 100V$). (Figura 30)

Per raggiungere potenze elevate diversi stack di celle devono essere collegati in parallelo.

La tecnologia delle celle a combustibile in questo momento non è così matura da consentirne la commercializzazione per tali applicazioni. Notevoli sono i limiti della tecnologia per gli elevati costi di produzione e per la durata di vita troppo breve.

L'elettrolizzatore è un convertitore elettrochimico in grado di scindere la molecola dell'acqua nei suoi due componenti

fondamentali: idrogeno ed ossigeno. L'idrogeno prodotto diventa quindi un vettore di energia che può quindi essere immagazzinato in forma gassosa o liquida. Attualmente solo una minima parte dell'idrogeno prodotto al mondo proviene da processi elettrolitici. Esistono sul mercato sistemi di produzione elettrolitica dell'idrogeno di diverse taglie, dai pochi l/h alle centinaia di Nm³/h. Attualmente l'efficienza energetica degli elettrolizzatori è intorno al 60% (comprensiva dell'energia necessaria ad una pressurizzazione modesta (<5 bar).

L'attività di ricerca in questo settore è volta ad ottenere efficienze più elevate mediante il miglioramento delle tecnologie membrane, elettrolita ed elettrodi.

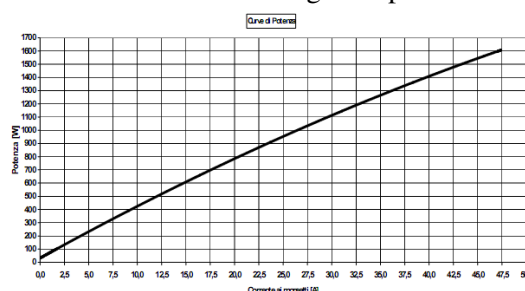
Il principio di funzionamento del sistema è il seguente; i pannelli fotovoltaici sono collegati ad un convertitore dc/dc che è in grado di far funzionare il pannello stesso nel punto di massima potenza. In ogni istante, in uscita dal convertitore collegato ai pannelli fotovoltaici è disponibile una potenza che dipende unicamente dall'irraggiamento solare e dalle condizioni di esercizio dei pannelli (temperatura, orientamento). Questa potenza corrisponde al valore massimo che i pannelli fotovoltaici possono erogare in una data condizione.

Il livello di potenza non è controllabile, e quindi tutta la potenza solare convertita è trasferita al bus elettrico comune.

In funzione della domanda di potenza sull'utenza, la cella a combustibile sarà controllata in modo da poter erogare la quota di potenza corrispondente alla differenza tra la potenza richiesta e la potenza prodotta dai pannelli fotovoltaici. Essendo la produzione fotovoltaica pari a zero, in assenza di irraggiamento solare, la cella a combustibile sarà dimensionata per poter alimentare l'intero carico. In ogni istante, qualora la potenza prodotta con i pannelli fotovoltaici superi la potenza richiesta dal carico, l'eccesso di produzione è assorbita dall'elettrolizzatore e si va quindi a costituire la riserva di energia, sotto forma di idrogeno.

Attualmente le celle a combustibile presentano rendimenti soddisfacenti (40-45 %) solo a pieno carico. A carichi inferiori, il processo di combinazione elettrochimica all'interno della cella richiede portate di idrogeno in ingresso pressoché costanti indipendentemente dal carico. Al fine di conservare rendimenti soddisfacenti anche a bassi carichi è necessario prevedere sistemi di ricircolazione dell'idrogeno non utilizzato.

L'elettrolizzatore è dimensionato per poter assorbire tutta la potenza corrispondente alla massima differenza tra valore massimo dell'energia fotovoltaica prodotta e valore minimo



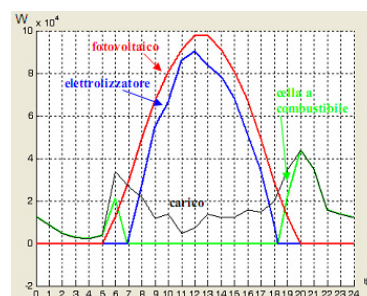
della potenza consumata dall'utenza. In questo modo tutta l'energia fotovoltaica prodotta è utilizzata per alimentare i carichi o per alimentare l'elettrolizzatore e formare una riserva di idrogeno. L'uscita dell'elettrolizzatore è collegata ad un serbatoio nel quale l'idrogeno è stoccato alla stessa pressione con il quale è prodotto nell'elettrolizzatore.

L'efficienza di conversione dell'elettrolizzatore è comprensiva anche dell'energia per la sua pressurizzazione, non sono quindi associate perdite energetiche al processo di stoccaggio dell'energia. L'energia elettrica per l'alimentazione dell'elettrolizzatore è prelevata dal bus comune.

Si sono utilizzati diagrammi di carico ottenuti da uno studio CESI relativo ad utenze domestiche localizzate in Italia. I diagrammi di carico possono essere determinati per ciascuna famiglia in base a metodi statistici dipendenti da: ubicazione della residenza, numero di persone residenti, dati sociali, numero di elettrodomestici presenti.

L'andamento del livello di idrogeno durante l'anno porta ad un surplus di produzione pari a 1560 kg. Questo risultato è incoraggiante in quanto il bilancio positivo tra produzione e consumo annuale di idrogeno suggerisce una fattibilità, sotto il profilo energetico, di questo sistema. (Figura 31)

La fattibilità pratica del sistema proposto è attualmente condizionata dal livello di sviluppo delle tecnologie cella a combustibile, elettrolizzatore, pannello fotovoltaico. Quando queste tecnologie saranno sufficientemente mature da poter essere economicamente utilizzate su ampia scala, occorrerà valutare soluzioni, per l'accumulo dell'idrogeno, diverse dal contenimento in serbatoi in pressione di quantità di idrogeno rilevanti nelle immediate vicinanze degli utilizzatori.



Accumuli di energia meccanica

Si descrivono di seguito i principali sistemi di accumulo di tipo meccanico.

Si tratta di soluzioni attualmente meno note e meno diffuse dell'accumulo elettrochimico, ma che presentano interessanti prospettive di sviluppo ed un ampio quadro di possibili applicazioni per il sistema elettrico di potenza.

Sistemi ad aria compressa (CAES)

Esistono diverse esperienze di accumulo-recupero di energia elettrica per mezzo di sistemi ad aria compressa, noti comunemente con il termine CAES l'acronimo di "Compressed Air Energy Storage". Tali sistemi utilizzano compressori i quali vengono alimentati da energia elettrica prelevata dalla rete e prodotta durante le ore notturne con costi ridotti.

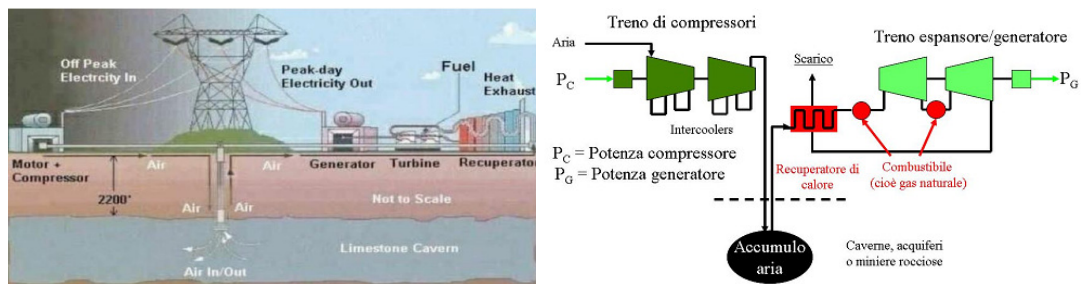
L'aria compressa viene generalmente immagazzinata in cavità sotterranee ermetiche, ad una pressione che può variare dai 7 ai 10 MPa (70, 100 bar), per poi essere successivamente sfruttata per produrre energia elettrica tramite un impianto turbogas tradizionale.

Il compressore può così lavorare nelle ore in cui l'energia elettrica ha un basso costo mentre, durante le ore di alto costo, l'impianto può produrre energia elettrica utilizzando l'aria precedentemente compressa e accumulata.

Per realizzare il serbatoio di immagazzinamento dell'aria compressa si sfruttano le formazioni geologiche; in particolare, gli strati acquiferi naturali, caverne di sale o caverne costruite nella roccia.

(Fonte elaborazione [30][13][i])

(Figure 32-33)



Per realizzare un impianto CAES sono richiesti cinque diversi componenti:

- motore/generatore che, a mezzo di giunti a frizione, si aggancia o alla turbina o al compressore;
- compressore;
- scambiatore rigenerativo;
- centro di controllo per le operazioni di funzionamento;
- apparecchiature ausiliarie (per esempio accumulo combustibile).

La produzione di energia elettrica avviene estraendo l'aria dal serbatoio in pressione; essa viene preriscaldata nello scambiatore rigenerativo a spese del contenuto entalpico dei fumi in uscita dalla turbina. L'aria preriscaldata viene successivamente mescolata con gas naturale e, quindi, avviata in camera di combustione. Il gas caldo che esce dalla camera di combustione viene inviato in turbina per l'espansione e la conversione in energia meccanica, che verrà infine convertita in energia elettrica attraverso l'alternatore.

I sistemi d'immagazzinamento tramite aria compressa hanno una buona capacità di accumulo (dai 2 ai 3 kWh/m³), per avere un'idea basti pensare che i sistemi di accumulo idroelettrici (serbatoi e bacini idrici) hanno una densità energetica di appena 0,3 kWh/m³; di contro l'efficienza energetica netta è sicuramente a favore dei sistemi di accumulo idroelettrici i quali permettono di restituire più dell'80% dell'energia di origine.

Gli impianti CAES, per le loro particolari caratteristiche, si prestano bene in numerose applicazioni. Essi vengono normalmente impiegati per ridurre i picchi di potenza richiesti alla rete di alimentazione effettuando il peak-shaving, inoltre vengono impiegati per realizzare una riserva rotante e come supporto per la produzione di potenza reattiva.

Questi impianti si integrano perfettamente con i sistemi di produzione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili intermittenti (eolico e solare). Infatti, l'energia elettrica prodotta da tali fonti può essere utilizzata per alimentare il compressore, l'aria compressa viene immagazzinata nelle cavità sotterranee e si rende disponibile per essere utilizzata in un secondo momento; si va così a costituire una riserva di energia.

Uno degli svantaggi principali è la dipendenza dalle formazioni geologiche che limita la possibilità d'installazione degli impianti solo a determinate aree.

Impianti di pompaggio idroelettrico (energia potenziale gravitazionale)

(citata brevemente in quanto di difficile applicazione in ambito residenziale)

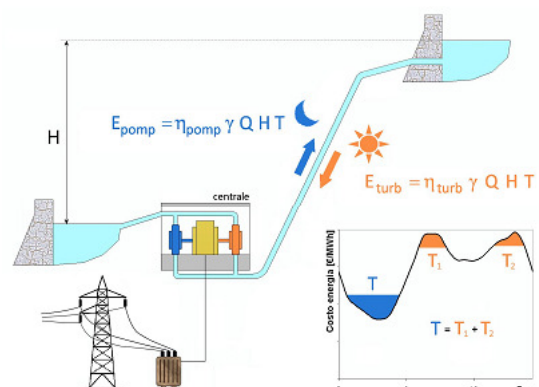
L'impianto di pompaggio consente di generare un flusso ciclico d'acqua tra due invasi, posti a quote differenti. (Figura 34)

È caratterizzato da due possibili fasi di esercizio:

- generazione
- pompaggio

La fase generazione avviene nelle ore di punta dei consumi.

Nelle ore in cui c'è maggiore disponibilità d'energia (notturne e/o festive), l'acqua



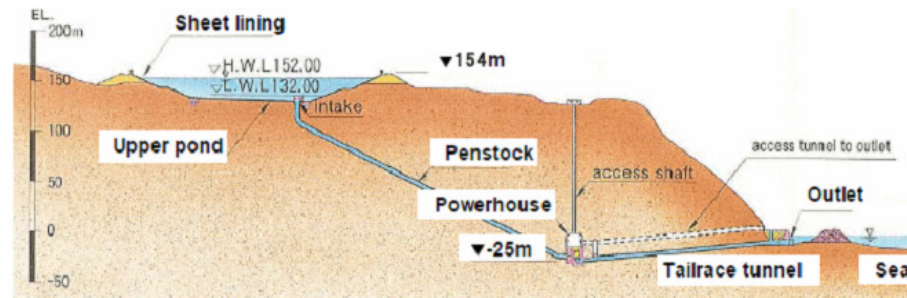
accumulata nel serbatoio inferiore è risolleata nell'invaso superiore mediante pompe azionate dall'alternatore (che funziona da motore).

Efficienza molto elevata con turbine reversibili a velocità variabile, attorno 80%.

Capacità di pompaggio installata nel mondo: 123 GW.

In Europa la capacità complessiva è di 45 GW, entro il 2020 saranno costruiti più di 60 impianti per una capacità complessiva di circa 27GW.

In Italia si è registrata nel periodo 2004-2010 una forte diminuzione della produzione degli impianti di pompaggio. Il potenziale nazionale è sfruttato solo in piccola parte: potenza installata 7641 MW - produzione 3,2 TWh nel 2010.



Prototipi di nuova concezione, con centrale in caverna che sfruttano il mare come serbatoio inferiore. (Figura 35)

Volani

I volani sono dei dispositivi elettromeccanici in grado di accumulare energia.

Essi, infatti, sfruttano l'energia cinetica posseduta da una massa posta in rotazione attorno ad un asse verticale. Affinché l'energia accumulata possa essere immessa nella rete elettrica questi dispositivi sono accoppiati a macchine elettriche reversibili.

In particolare la macchina elettrica funge da motore nelle fasi di ricarica del volano che viene portato a funzionare a un numero di giri di rotazione pari a quelli nominali, mentre nelle fasi di scarica il macchinario elettrico funge da generatore e il regime di rotazione del volano è a velocità decrescente. (Fonte elaborazione [12][e][k][i])

Nella maggior parte delle applicazioni viene utilizzato anche un convertitore di potenza per regolare la macchina elettrica e provvedere a un funzionamento in un range operativo più ampio. L'energia immagazzinata è data dalla seguente relazione:

$$W = \frac{1}{2} J \omega^2$$

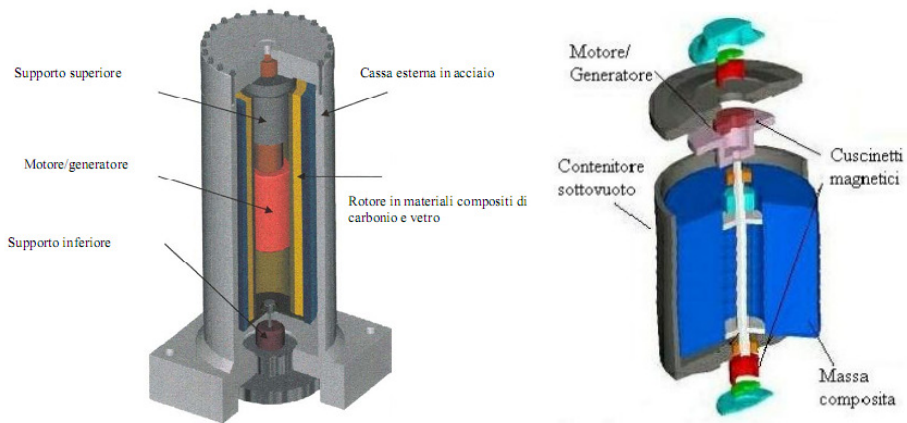
dove:

W indica energia accumulata, espressa in [J];

J è il momento d'inerzia della massa rotante, espressa in [kg*m²];

ω è la velocità angolare, espressa in [rad*s⁻¹].

(Figure 36-37)



Nella costruzione di volani per applicazioni di potenza esistono due strategie:

- aumentare il momento di inerzia utilizzando una massa di acciaio con raggio della struttura elevato e con un regime di rotazione intorno ai 10.000 giri al minuto. Sono diversi i volani che utilizzano questa struttura, che vengono principalmente utilizzati come UPS, ed il cui limite principale risiede nell'ingombro e nel peso;
- realizzare volani con rotori più leggeri e regimi di rotazione molto elevati, superiori ai 100.000 giri al minuto. Questo approccio determina dei volani più compatti con la possibilità di realizzazioni modulari.

Naturalmente, raggiungendo velocità di rotazione così elevate sorgono diversi problemi di natura tecnica. Per poter ovviare a tali inconvenienti sono state sviluppate apposite soluzioni, che consistono:

- a- nello studio di nuove leghe metalliche più resistenti, impiegate per evitare che il volano letteralmente esploda a causa delle enormi forze centrifughe associate alle elevate velocità di rotazione;
- b- nell'inclusione del volano in robusti contenitori cilindrici all'interno dei quali viene mantenuto un certo grado di vuoto al fine di ridurre rumorosità ed attriti aerodinamici del rotore;
- c- nell'utilizzo di cuscinetti a sospensione magnetica per eliminare l'attrito. Sono comunque presenti cuscinetti tradizionali pronti ad intervenire in caso di guasto alla sospensione magnetica;
- d- nell'inserimento e prelievo dell'energia senza contatto meccanico, per esempio sfruttando il fenomeno dell'induzione magnetica.

Per quanto concerne la parte rotante essa presenta le seguenti caratteristiche:

- è costituita da un monoblocco;
- non necessita di avvolgimenti elettrici;
- non dà luogo ad eccessive vibrazioni;
- non necessita di un sistema di contatti striscianti;
- è molto robusta;
- non richiede la presenza di un sistema di raffreddamento.

Il convertitore di potenza permette l'utilizzo dei volani alla velocità desiderata in quanto adatta l'onda di tensione prodotta a quella della rete. Dopo aver raggiunto l'elevata velocità di regime nominale il rotore può cedere energia quando necessario e lo fa sotto forma di corrente alternata ad alta frequenza variabile. Questa corrente viene raddrizzata da un convertitore a frequenza variabile in una corrente continua.

Successivamente la corrente continua viene convertita, da un inverter a frequenza fissa, in corrente alternata a frequenza di rete (50 Hz).

La funzione di alimentatore del volano per la ricarica dalla rete viene svolta dallo stesso convertitore, con possibilità di eseguire la carica in tempi più o meno brevi, in funzione della disponibilità di corrente sulla linea in corrente continua.

Le prestazioni e le possibili applicazioni si basano sui seguenti punti di forza di questa tipologia di accumulo:

- bassa manutenzione;
- elevata efficienza (>90%);
- lunga vita (20-30 anni o oltre 500.000 cicli);
- lo stato di carica (SOC) si determina attraverso una semplice misurazione della velocità angolare del rotore;
- realizzazione con materiali inerti.

Questi sistemi vengono attualmente impiegati in installazioni con caratteristiche che spaziano dai 2 kW/6 kWh per applicazioni nelle telecomunicazioni, sino ad 1 MW per alcuni minuti di autonomia in applicazioni di potenza elevata.

E' stata sperimentata una applicazione nell'ambito della trazione elettrica a bordo di tram, per consentire ai mezzi il superamento di alcuni tratti eliminando i cavi di alimentazione (ad esempio le piazze nei centri storici). Sono stati utilizzati anche per il recupero dell'energia in frenatura nelle metropolitane.

Tra i vari progetti di ricerca condotti con lo scopo di individuare possibili applicazioni per questa tecnologia di stoccaggio nell'ambito della generazione distribuita si rimanda allo studio effettuato dal CESI nel progetto GENDIS 21. In tale studio un volano ad alta velocità della "URENCO" viene installato nella "Test Facility" di generazione distribuita in una applicazione di Power Quality (PQ).

SMES - Superconducting Magnetic Energy Storage

(citata brevemente in quanto di difficile applicazione in ambito residenziale)

A partire dalla seconda metà degli anni '80 molte aziende, soprattutto americane, hanno concentrato la loro attenzione sullo sviluppo di sistemi di accumulo di energia elettrica basati sull'utilizzo di materiali superconduttori, denominati SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage). Tali sistemi di accumulo sono stati introdotti per applicazioni di Power Quality, per proteggere impianti o sezioni di essi alimentanti carichi sensibili.

I sistemi SMES immagazzinano l'energia elettrica sottoforma di campo magnetico utilizzando una bobina superconduttiva mantenuta a temperatura criogenica all'interno di un contenitore isolato termicamente.

La bobina viene alimentata in corrente continua, tramite un raddrizzatore che trasforma la tensione alternata di rete. Appena caricata con una corrente di alcune migliaia di ampere, la bobina viene cortocircuitata da un semiconduttore, mantenuto anch'esso a temperatura criogenica, e la corrente circola in continuazione, esercitando la funzione di volano elettrico. In questo modo si riesce ad accumulare un'elevata quantità d'energia, immediatamente disponibile e iniettabile rapidamente nella rete attraverso un inverter.

Caricato l'avvolgimento superconduttivo in regime persistente, non si ha dissipazione di energia elettrica nei conduttori e quindi l'energia magnetica può rimanere immagazzinata indefinitamente. E' però necessario provvedere all'energia richiesta per il mantenimento del raffreddamento dell'avvolgimento superconduttivo.

L'energia che una bobina superconduttiva riesce ad immagazzinare è data da:

$$E = \frac{1}{2} LI^2$$

dove L è l'induttanza della bobina ed I è la corrente circolante su di essa.

L'energia immagazzinata viene ceduta, quando necessario, al sistema a corrente alternata tramite un inverter ed opportuni dispositivi di controllo a commutazione.

Per un sistema SMES esistono due diverse tipologie di connessione alla rete, in serie ed in parallelo, dalla scelta delle quali dipendono le prestazioni del sistema.

Entrambi gli schemi vengono largamente impiegati in tutte le applicazioni di Power Quality.

L'alimentazione in serie è un metodo consolidato per ricostruire un'onda di tensione che presenta un'insellata dovuta ad un buco di tensione.

Per un buon funzionamento, al sistema in serie è richiesto di fornire l'esatta potenza necessaria per compensare l'abbassamento di tensione.

La potenza è determinata dall'effettiva richiesta del carico in quel momento, dalla profondità dell'abbassamento e dal numero di fasi interessate.

Il sistema di accumulo magnetico è in grado di fornire esattamente la potenza mancante.

Nei sistemi ad alimentazione in serie, che sono continuamente on-line, si controllano le tre fasi comparandole con le sinusoidi ideali. Quando la deviazione supera i valori prefissati in una finestra con tolleranze variabili, s'inizia un ciclo di "carry-over", cioè un'azione compensativa di trasferimento d'energia dalla bobina al carico, per riportare la tensione al valore nominale.

La capacità di un sistema di compensazione in parallelo di ricostruire l'onda di tensione è determinata in prima approssimazione dal rapporto fra la potenza iniettata nel punto di collegamento alla rete e la potenza di corto circuito della rete stessa nel punto d'allacciamento. Il sistema ad alimentazione in parallelo lavora con gli inverter in modalità stand-by, finché non viene richiesta l'azione di compensazione a fronte di un'improvvisa mancanza d'energia. Si tratta, quindi, di un sistema ad alto rendimento per l'utilizzatore, molto superiore a qualsiasi altro sistema concorrente.

Un sistema SMES, rispetto alle altre tecnologie di accumulo, offre i seguenti vantaggi:

- rende disponibile quasi istantaneamente una potenza attiva e reattiva, infatti immagazzinando energia in un campo magnetico sotto forma di corrente elettrica permette un rapido ed efficiente accesso all'energia con un tempo di risposta decisamente più breve rispetto a qualsiasi altra tecnologia;

- un singolo sistema di accumulo può erogare più di 3 MW di potenza istantanea;

- i sistemi SMES sono intrinsecamente sicuri; nel caso di problemi inattesi o d'imprevisti essi si spengono da soli, entro pochi secondi.

- l'efficienza di un sistema SMES è limitata dal sistema di raffreddamento al 97-98% con perdite dell'ordine dello 0,1%/ora, a fronte, ad esempio, di un sistema flywheels che ne produce l'1%/ora;

- non ci sono parti mobili associate all'accumulatore, eliminando quindi usura e necessità di manutenzione;

- la funzionalità del sistema e la vita utile non sono influenzate né dal numero di cicli di carica-scarica, né dalla profondità della scarica.

Di contro però i sistemi SMES hanno un contenuto energetico relativamente basso, se confrontato con altre tecnologie di accumulo e grandi quantità di energia accumulata sono ottenibili solo con ingombri elevati.

Inoltre la criogenia del dispositivo rappresenta una complicazione del sistema non trascurabile, con ovvie ripercussioni sulla sua adattabilità agli ambienti industriali in cui deve operare e soprattutto sul costo.

Gli SMES realizzati sino ad oggi non hanno avuto un importante sviluppo su larga scala, a causa soprattutto dell'alto costo richiesto dall'uso dei materiali superconduttori a bassa temperatura critica (LTS) refrigerati con elio liquido alla temperatura di 4,2 K.

Si prevede che lo sviluppo di superconduttori ad alta temperatura critica (HTS) dovrebbe rendere il sistema SMES sempre più interessante e conveniente.

Supercapacitori

I supercapacitori (SC), conosciuti anche come condensatori elettrochimici, costituiscono un'innovativa tecnologia di accumulo di energia elettrica attraverso campi elettrostatici. (Fonte elaborazione [f][i])

(Figura 38)



Essi suscitano notevole interesse perché presentano caratteristiche funzionali intermedie rispetto alle batterie elettrochimiche ed ai condensatori di costruzione tradizionale. Le batterie, infatti, sono caratterizzate da un'elevata densità di energia e da una bassa densità di potenza e sono, cioè, adatte a processi di carica e scarica lenti (durata di ore). I condensatori tradizionali presentano, invece, una bassa densità di energia e un'elevata densità di potenza e possono essere utilizzati, perciò, in processi di carica e scarica estremamente rapidi (durata di frazioni di secondo).

I supercapacitori, per le loro caratteristiche intermedie di densità di energia e di densità di potenza, sono adatti a processi di carica scarica di durata intorno al minuto.

I condensatori elettrochimici possono essere efficacemente adottati, quindi, come sistemi di accumulo di supporto per assistere le batterie elettrochimiche durante picchi di carico di breve durata sia per le applicazioni ai veicoli elettrici sia per applicazioni di accumulo stazionario in impianti di generazione distribuita. (Figura 39)

	<i>Accumulatori elettrochimici</i>	<i>Supercapacitori</i>
<i>Potenza specifica [W/kg]</i>	60-300	5000
<i>Energia specifica [Wh/kg]</i>	30-45	4-5
<i>Durata di vita [cicli]</i>	500	500.000
<i>Tempo di ricarica</i>	Ore	Secondi
<i>Tempo di auto-scarica</i>	Mesi	Giorni
<i>Rendimento</i>	0,7-0,9	0,7-0,9

Una cella elementare è costituita essenzialmente da due elettrodi porosi, caratterizzati da un elevato rapporto tra superficie e peso, immersi in una soluzione elettrolitica.

L'energia è accumulata in prevalenza con un processo elettrostatico nella distribuzione superficiale di carica che si forma nella regione di interfaccia tra ogni elettrodo e l'elettrolita. Quando si applica una tensione ai due elettrodi, ai due lati delle superfici di interfaccia solido-liquido di ciascun elettrodo, si produce un accumulo di cariche elettrostatiche di segno opposto.

Le due distribuzioni superficiali di carica sono separate (isolate) da una pellicola di elettrolita di spessore comparabile con le dimensioni molecolari.

Durante il processo di formazione del doppio strato non avviene trasferimento di carica attraverso la superficie di interfaccia; la corrente che può essere rilevata è dovuta alla sola redistribuzione delle cariche in modo analogo a quanto avviene in un tradizionale condensatore.

Il doppio strato di carica che si stabilisce all'interfaccia tra elettrodo ed elettrolita può essere rappresentato approssimativamente come un condensatore a facce piane e parallele, dove la capacità è esprimibile come:

$$C = \frac{A\varepsilon}{4\pi\delta}$$

dove ε è la costante dielettrica del mezzo interposto tra i due strati, A la superficie dell'elettrodo e δ è lo spessore del doppio strato.

Per lo spessore microscopico dello stato molecolare che si interpone, con un elettrodo a superficie liscia può essere raggiunta una capacità specifica di 20–50 $\mu\text{F}/\text{cm}^2$.

Il campo elettrico corrispondente nella regione di separazione è molto elevato e può anche raggiungere i 10⁶ V/cm. La capacità può essere ulteriormente accresciuta incrementando la superficie esterna degli elettrodi.

La formazione della distribuzione di carica a doppio strato è il meccanismo primario di accumulo di energia nei condensatori elettrochimici. Reazioni di ossidoriduzione o fenomeni di assorbimento sulle superfici degli elettrodi costituiscono meccanismi secondari di accumulo di energia.

I supercapacitori possono essere classificati a seconda dei materiali utilizzati per costituire gli elettrodi, (carbone, ossidi metallici, polimeri) o per il tipo di elettrolita impiegato (organico, acquoso). Il processo di accumulo delle cariche nel doppio strato è un processo superficiale e conseguentemente le caratteristiche superficiali degli elettrodi influenzano enormemente le prestazioni della cella.

Gli elettrodi più utilizzati sono quelli a base di carbone, caratterizzati da basso costo, elevata area superficiale, ampia disponibilità, elevata polarizzabilità ed infine realizzati con un processo tecnologico produttivo ben consolidato. Gli elettrodi di carbonio si possono suddividere in due tipi, quelli a base di carboni attivati, polveri e stoffe, e quelli a base di carboni nanostrutturati come i nanotubi.

I più comuni e commercializzati sono quelli a base di carbone attivato, relativamente economici e con elevate aree superficiali. I nanostrutturati sono caratterizzati da una maggiore porosità con pori di dimensioni fino a 2 nm, ma sono più costosi.

Si ottengono capacità che vanno da pochi Farad fino a migliaia di Farad per cella.

Gli ossidi metallici costituiscono una vantaggiosa alternativa al carbonio per la loro bassa resistività e la loro elevata capacità specifica tale da consentire la costruzione di condensatori con alta densità di energia ed alta densità di potenza. Gli elettrodi a base di ossidi metallici sono, però, penalizzati dagli elevati costi di produzione e dai modesti valori della tensione nominale della cella (1V).

Alcuni studi hanno suggerito l'utilizzo di polimeri conduttori per la realizzazione degli elettrodi. I polimeri accumulano o rilasciano carica elettrica con reazioni di ossidoriduzione. Nella reazione di ossidazione gli ioni sono trasferiti nella matrice polimerica, invece nella reazione di riduzione gli ioni sono rilasciati nella soluzione.

Con i polimeri conduttori l'accumulo di carica avviene nell'intero volume dell'elettrodo e non solo sulla superficie come per il carbonio. Questa caratteristica consente di raggiungere elevati valori di capacità specifica. La contrazione e la dilatazione del polimero durante le operazioni di carica-scarica possono comportare un deterioramento strutturale.

I limiti tecnologici sono oggi costituiti da una scarsa stabilità a lungo termine e da una insufficiente durata di vita. La scelta dell'elettrolita per un supercapacitore è importante quanto lo è la scelta del materiale usato per l'elettrodo, infatti, la massima tensione di lavoro della cella, e quindi la massima energia immagazzinabile, dipende dal potenziale di decomposizione dell'elettrolita. Esistono oggi due diverse tipologie di elettrolita per un supercapacitore: gli elettroliti organici e gli elettroliti acquosi. L'elettrolita organico è il più diffuso, in particolare tra i dispositivi commerciali, grazie al suo elevato potere di dissociazione.

Gli elettroliti organici, pur presentando capacità specifiche minori permettono di funzionare con tensioni superiori; le tensioni normali di esercizio sono tipicamente di 2,5-3 V per singolo elemento. Valori di tensione più elevati, circa 3,5 V, si possono raggiungere adottando particolari procedure di purificazione dell'elettrolita e applicando speciali film protettivi che riducono la corrosione degli elettrodi. I supercapacitori con elettrolita acquoso sono caratterizzati da una capacità specifica maggiore e da una minore resistenza equivalente serie (R_s), inoltre hanno un costo relativamente contenuto. Hanno però lo svantaggio di sopportare tensioni di cella più basse, intorno a 1 V, con una riduzione dell'energia immagazzinabile. Sono in generale meno diffusi di quelli con elettrolita organico.

Gli elettroliti acquosi più utilizzati sono l'acido solforico e l'idrossido di potassio.

I supercapacitori trovano impiego in numerose applicazioni, dal settore della trazione, alla Power Quality nelle reti elettriche, all'accoppiamento con turbine eoliche e in generale in tutte quelle applicazioni in cui si richiedono elevati valori di potenza ma non di energia. Sono attualmente impiegati nel campo della trazione elettrica o ibrida, accoppiati a sistemi di batterie o a celle a combustibile, con lo scopo di fornire i picchi di potenza all'avviamento o durante improvvise accelerazioni e per il recupero dell'energia in frenatura.

I supercapacitori, inoltre, possono essere accoppiati ai sistemi di produzione da fonte rinnovabile, con lo scopo di compensare le fluttuazioni della potenza generata, dovuta all'aleatorietà della sorgente primaria, migliorando la qualità della produzione.

Sono inoltre particolarmente adatti ad applicazioni di Power Quality, in cui i sistemi di accumulo sono utilizzati per migliorare la qualità della fornitura e garantire la bontà della forma d'onda della tensione di alimentazione e per l'alimentazione dei carichi particolarmente sensibili anche a lievi anomalie nella tensione di alimentazione.

I vantaggi dei supercapacitori rispetto ad altri sistemi di accumulo analoghi, quali ad esempio i volani ad alta velocità, sono le dimensioni e il peso ridotti, la semplicità di gestione e di manutenzione, la mancanza di emissioni, e i costi relativamente contenuti.

Si possono prevedere buoni margini di miglioramento sia tecnologico, ad esempio mediante l'utilizzo di materiali innovativi per gli elettrodi (ad esempio materiali nanostrutturati) e per gli elettroliti, sia economico.

Considerazioni generali

In tabella notiamo un riassunto delle varie tecnologie di accumulo e possibili applicazioni (Fonte elaborazione [i][13][h][p]) (Figura 40)

APPLICAZIONE	Idro	CAES	Na/S	Na/NiCl	Li/ion	Ni/Cd	Ni/MH	Pb/acido	Redox	Volani	SC
Time-shift	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Integrazione rinnovabili (Profilo prevedibile)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Differimento investimenti rete	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione primaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione secondaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione terziaria (Riserva pronta)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Riaccensione sistema elettrico	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Supporto di tensione	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Qualità del servizio (power quality)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● Sistema adatto all'applicazione
 ● Sistema meno adatto degli altri all'applicazione
 ● Sistema non adatto all'applicazione

I dati che è stato possibile reperire sono i seguenti per le varie tecnologie:

(Figura 41)

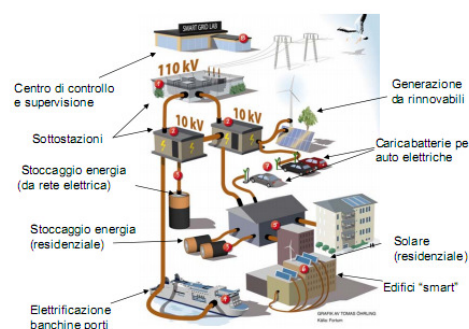
CONFRONTO DI DIVERSI SISTEMI DI ACCUMULO PER APPLICAZIONI IN RETI ELETTRICHE					
(Fonte: IEA, 2009)					
Accumulo	Potenza	Durata della scarica	Efficienza (%)*	Vita utile (anni)	Costo di investimento previsto (USD/kW)
CAES (100-300 MW, Underground)	15-400 MW	2-24 h	54 (E#NG), 76 (E#CC), 88 (E#TG)	35	600-750
Pompaggio acqua	250 MW >1 GW	12 h	87	30	2.700-3.300 Upgrade: 300
Li-Ione	5 MW	15 min a diverse h	90 (CC)	15	4.000-5.000
Piombo acido	3-20 MW	10 min a diverse h	75-80 (CC), 70-75 (CA)	4-8	1.740-2.580
Sodio Zolfo, NaS	35 MW	8 h	80-85 (CC)	15	1.850-2.150
VRB Flow Cell	4 MW	4-8 h	75-80 (CC), 63-68 (CA)	10	7.000-8.200
ZnBr Flow Cell	40-100 kW, 2 MW	2-4 h	75-80 (CC), 60-70 (CA)	20	5.100-5.600
Volani ad alta potenza	750-1650 kW	15 sec a 15 min	93	20	3.695-4.313
ZEBRA	<10 MW	fino a 8 h	80-85 (CC)	oltre 1.500 cicli	1.500-2.000
Fe/Cr Flow Battery	<10 MW	2-4 h	50-65	20	200-2.500
Zn/Air	20 kW-10 MW	3-4 h	40-60	alcune centinaia di cicli	3.000-5.000
SMES	1-3 MW	1-3 sec	90	>30.000 cicli	380-490
SMES di grande taglia	100 MW-200 MW	100 sec (MWh), 0,5-1h (100MWh), 5-10 h (GWh)	90	>30.000 cicli	700-2.000
Supercondensatori	10 MW	fino a 30 sec	90	>500.000 cicli	1.500-2.500

CC = corrente continua; CA = corrente alternata
*Per i CAES, l'efficienza è condizionata dalla fonte di energia o dal sistema di generazione che può essere.
NG, cioè a gas naturale; CIC a ciclo combinato a gas naturale; TG per le turbine a gas.

1) Accumulo elettrochimico in generale: per le batterie a flusso si hanno costi inferiori a 1000 \$/kW per sistemi dimensionati su una capacità pari ad 1 ora. I costi marginali di capitale sono pari a 250 \$/kWh addizionale, e dipendono fortemente dal fatto che l'elettrolita aggiuntivo costa molto. Per le batterie tradizionali sono previsti costi di installazione compresi fra i 2000 e i 4500 \$/kW per progetti con durata di scarica di 5-10 ore, con in testa le batterie NaS. D'altro canto i sistemi elettrochimici hanno un ingombro praticamente nullo se comparato al pompaggio d'acqua o al CAES, e quindi sono molto più facili da posizionare, con tutta la serie di vantaggi che questo comporta. Inoltre sono anche trasportabili al bisogno. I costi di manutenzione dovrebbero essere ridotti, nell'ordine del 1 \$/kW al minimo, ma più probabilmente fra i 2 e gli 8 \$/kW (quanti un bacino con pompaggio di acqua).

2) Accumulo elettrochimico con batterie agli ioni di Litio: sul mercato europeo al momento si trovano batterie agli ioni di Litio ad un prezzo oscillante sui 750 €/kW, cui però va aggiunto un costo fisso del sistema BMS (battery management system), monitoraggio e controllo dello stato da cui può derivare un limite di flussi controllati e ottenuti dall'interfaccia di potenza. Il costo di tale sistema non varia apprezzabilmente con la dimensione, e quindi può essere trascurabile per sistemi di grossa energia, mentre può essere anche dello stesso ordine di grandezza del costo del sistema di accumulo per impianti di energia ridotta.

Per esempio, un sistema da 20 kWh costa circa 15000 € di batterie e circa altrettanti di BMS. (Figura 42)



2. Produzione e consumi di energia elettrica

L'Italia e il contesto europeo e mondiale

Nel 2011, in Italia, la richiesta di energia elettrica è stata di 334,6 miliardi di kWh, in progresso del 1,3% rispetto all'anno precedente. Con tale incremento prosegue la tendenza al recupero dopo la consistente crescita (+3,2%) registrata nel 2010.

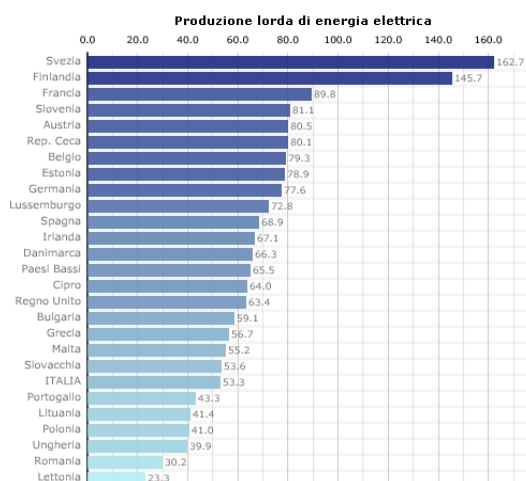
La produzione nazionale netta è cresciuta dello 0,2% rispetto all'anno precedente, con un valore di 291,4 miliardi di kWh.

(Fonte elaborazione [a][v][d])

La richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per l'86,3% da produzione nazionale (86,6% nel 2010), per un valore pari a 288,9 miliardi di kWh (+ 0,9% rispetto al 2010), al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi. (Figura 43)

La restante quota del fabbisogno (13,7%) è stata coperta dalle importazioni nette dall'estero, per un ammontare, nel 2011, di 45,7 miliardi di kWh, in aumento del 3,6% rispetto all'anno precedente.

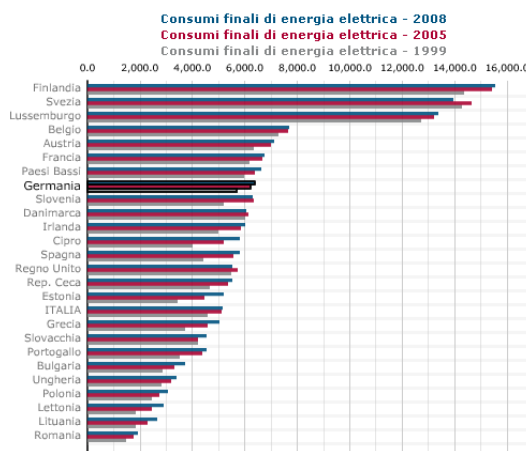
Nella figura si riporta il confronto con altri paesi europei nel quale si evidenzia il primato della Svezia (dati 2009 in GWh per 10000 abitanti).



Le perdite di rete sono risultate in crescita del 1,3%, con un'incidenza sulla richiesta del 6,2% (6,2% anche nel 2010). Nel 2009, i consumi elettrici erano pari a 4.908,5 kWh per abitante, in Italia, mentre il consumo di energia elettrica nei paesi Ue nel 2008 era pari a 5.726,3 kWh per abitante.

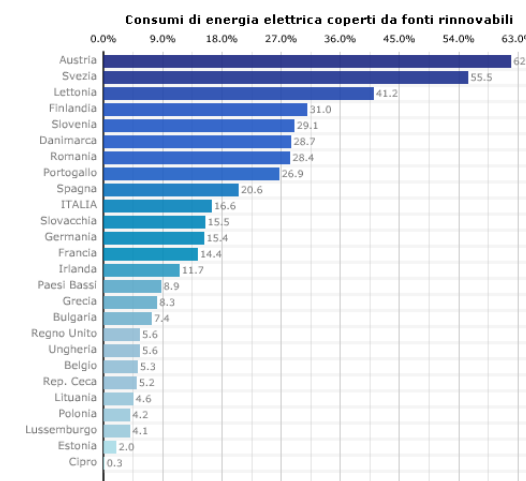
(Figura 44)

Analizzando l'evoluzione dei consumi elettrici pro capite dal 1999 al 2008, si nota come questi siano aumentati in maniera consistente, in quasi tutti i paesi dell'area Ue, fino al 2005 per poi rallentare nella crescita. In particolare nel primo periodo preso in esame si è registrato un incremento del 10,9 % nella media Ue, mentre nel secondo periodo l'aumento è stato del 2,0 % e in alcuni paesi si è anche rilevata una diminuzione.

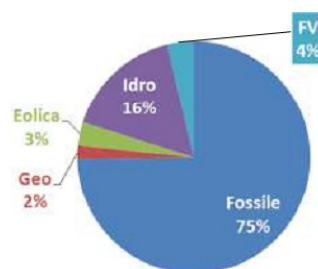


La crescita dei consumi nel settore domestico è in linea con quella dello scorso anno: +0,8%, 70,1 miliardi di kWh. (Figura 45)

Sulla spinta dei sistemi di incentivo delle fonti rinnovabili, la produzione eolica ha raggiunto i 9,8 miliardi di kWh (+8,0%).



L'incidenza delle rinnovabili sul consumo interno lordo di energia elettrica al netto degli apporti di pompaggio pari nel 2011 al 24,0% (era il 22,4% nel 2010 e circa 20% nel 2009); la sola energia FV immessa nella rete elettrica sostituisce di fatto altra energia elettrica prodotta bruciando combustibile fossile ed ha un impatto anche sulle importazioni nette di energia elettrica da altri paesi in media per il 4% sul bilancio elettrico nazionale. (Figura 46)



In termini di potenza installata, nel 2011 la potenza efficiente netta di generazione ha raggiunto i 118.443 MW, con un incremento di 11.954 MW, pari a +11,2% rispetto al 2010.

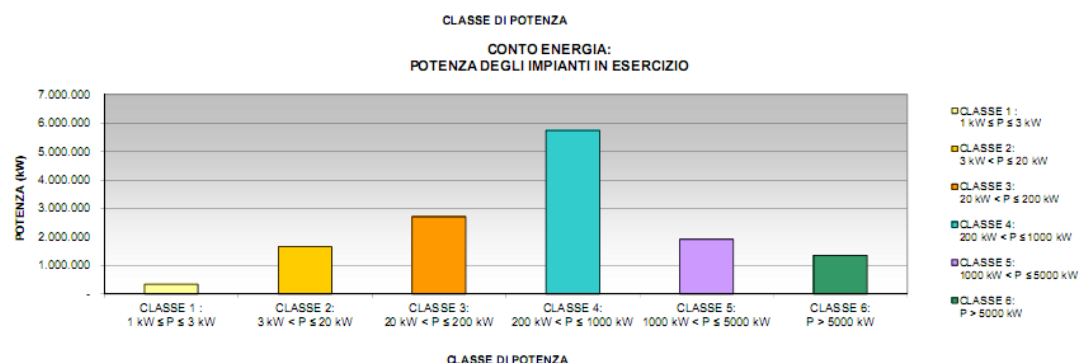
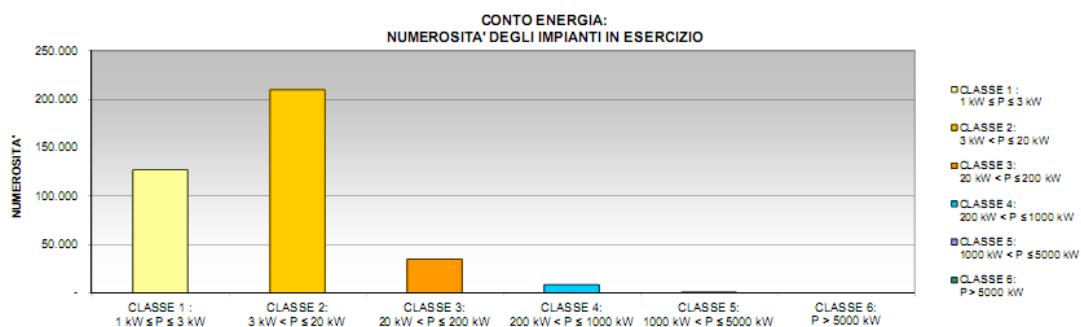
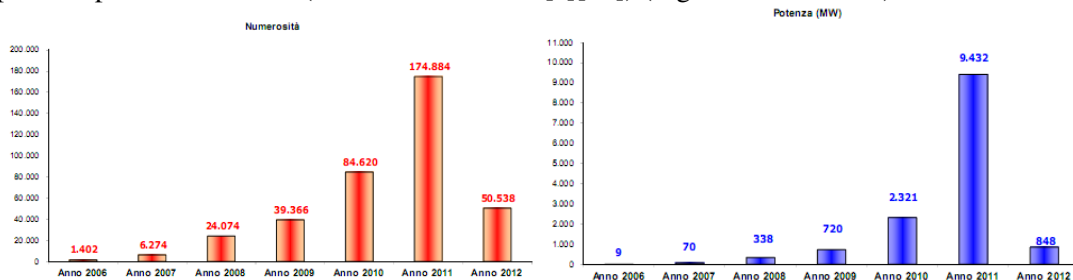
Il maggiore incremento si è avuto nel parco fotovoltaico, passato da 3.470 MW a 12.773 MW, con una crescita del 268,1% rispetto al 2010 e attualmente la potenza installata risulta pari a 13.740 MW.

3. Fotovoltaico

Sguardo d'insieme Italia

In Italia la potenza fotovoltaica installata nel corso degli ultimi anni continua a registrare ampi tassi di crescita annuale, soprattutto grazie agli incentivi ancora redditizi.

Il boom di installazioni si è registrato nel 2011 con 174.884 impianti installati per una potenza pari a 9.432MW. (Fonte elaborazione [a][15]) (Figure 47-48-49-50)

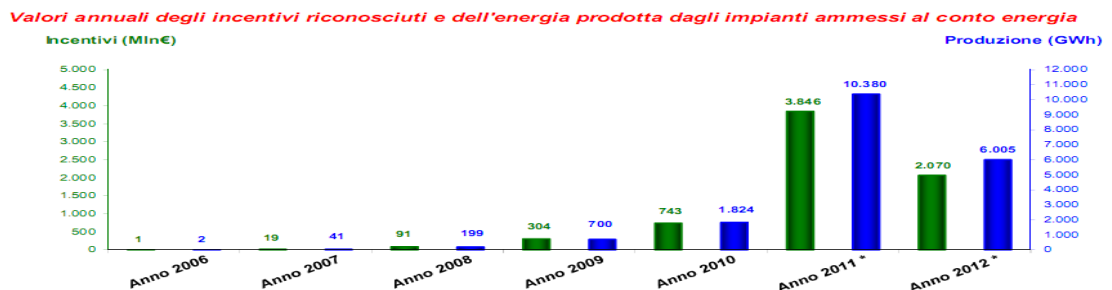


Andando ad analizzare i dati del GSE si nota che la classe con potenza degli impianti in esercizio maggiore è quella che va tra i 200kW e 1000kW ma la numerosità maggiore degli impianti totali installati, è rappresentata da applicazioni fino a 20kW, questo dato importante fa riflettere in quanto tale investimento è evidentemente riconosciuto tra i vari range, quello più proficuo e accessibile anche per i piccoli investitori che in tal caso possono essere anche utenti privati o comunque domestici in quanto l'importo per tale taglia di impianto è più abbordabile.

Oltre alla predisposizione all'ambito domestico di tali impianti, date le dimensioni contenute e i costi relativamente bassi, a sostenere tali taglie ci sono tutt'oggi gli incentivi con remunerazione maggiore, gli sgravi fiscali per questi impianti e una serie di semplificazioni che però il V conto energia ha in parte modificato e che vedremo in seguito.

La forza trainante del fotovoltaico oltre all'aspetto fondamentale che riguarda la produzione di energia da fonte rinnovabile e quindi pulita, è stata la presenza degli incentivi, senza di essi tale tecnologia non avrebbe potuto divenire competitiva per l'investimento nello sviluppo tecnico-economico e proprio l'andamento di tali incentivi determina il mercato di tale tecnologia che nel suo crescere ha creato occupazione raggiungendo una percentuale di crescita superiore al 70% e per quanto riguarda l'attività economica, nei 27 Stati UE lo sviluppo delle rinnovabili ha generato nel 2010 un valore di 127 miliardi di euro ossia + 15% rispetto al 2009 (39 milioni di euro solo in Italia nel 2011).

Vediamo ora l'andamento della produzione da fotovoltaico e gli incentivi riconosciuti in base alle tariffe dei vari conti energia. (Figura 51)

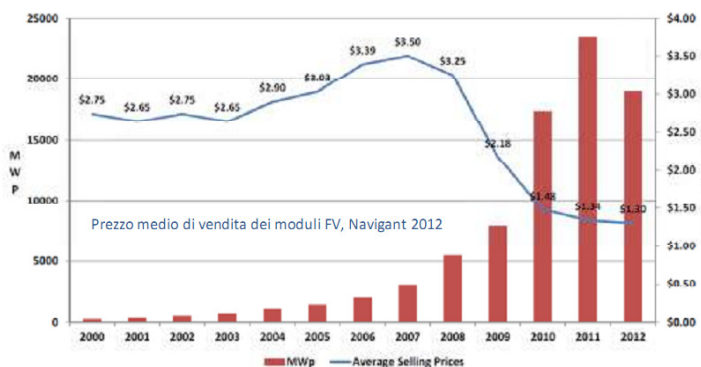
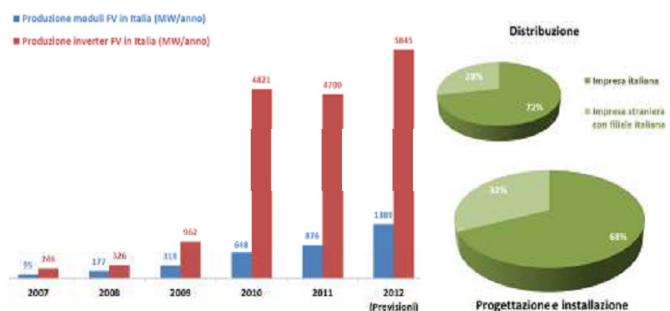


Dai dati raccolti si può notare che anche malgrado la riduzione delle tariffe incentivanti, le previsioni di produzione e installazione di moduli e inverter fotovoltaici nazionali facciano ben sperare anche grazie al maggior bonus sulla tariffa riconosciuto a componenti comunitari.

(Figure 52-53)

La riduzione dei costi della tecnologia è il principio più importante del settore fotovoltaico.

L'investimento è al momento possibile e conveniente con il ricorso alle tariffe incentivanti, che



sono essenziali per supportare il mercato nazionale e permettere al settore di raggiungere un livello di industrializzazione e costo di produzione tale da poter essere indipendente, ossia in grado di competere con il prezzo dell'energia (per i clienti residenziali e commerciali) in autoconsumo e con il costo di generazione di energia elettrica prodotta con fonti tradizionali per i grandi impianti di produzione.

Attualmente in Italia il costo medio di produzione da un impianto fotovoltaico sta all'interno di una forbice compresa tra gli 0,22 e 0,28 €/kWh mentre il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore finale nel corso del II trimestre 2012 è fissato su un valore medio di 0,18 €/kWh. L'ulteriore riduzione dei costi dei moduli fotovoltaici e degli impianti nel loro complesso porterà quindi nel breve termine alla competitività soprattutto gli impianti realizzati su edifici in autoconsumo.

Resto del Mondo

La crisi economica nel 2011 non ha comunque fermato la corsa del fotovoltaico: una crescita del 70% con 27,65 GW di nuova potenza installata nel mondo. Il mercato cinese decolla con 2 GW di nuova potenza. A fine 2011 nel mondo si è arrivati ad oltre 67,3 GW cumulativi, partendo dai 39,7 GW di fine 2010. Attualmente la stima è che il fotovoltaico produca 80 miliardi di kWh l'anno di elettricità, 60 dei quali in Europa. (Figura 54)

Il paese con più potenza installata è la Germania, che nonostante le costanti riduzioni degli incentivi, nel 2011 ha installato 7,5 GW di nuova potenza, con 24,7 GW di potenza cumulativa, segue l'Italia. Al terzo posto il Giappone con 4,7 GW seguito da Spagna e Usa entrambi con circa 4,2 GW di potenza installata.

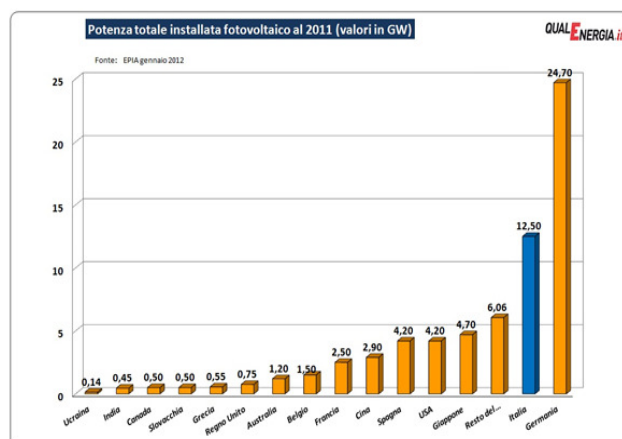
Country	2011 Newly connected capacity (MW)	2011 Cumulative installed capacity (MW)
1 Italy	9,000	12,500
2 Germany	7,500	24,700
3 China	2,000	2,900
4 USA	1,600	4,200
5 France	1,500	2,500
6 Japan	1,100	4,700
7 Australia	700	1,200
8 United Kingdom	700	750
9 Belgium	550	1,500
10 Spain	400	4,200
11 Greece	350	550
Slovakia	350	500
13 Canada	300	500
India	300	450
Ukraine	140	140
Rest of the World	1,160	6,060
Total	27,650	67,350

Per quanto riguarda la Francia, nel 2011 fa registrare 1,5 GW di nuova potenza installata.

Si tratta però quasi interamente di impianti realizzati nel 2010 e connessi nel 2011: il settore nel paese ha subito una brusca frenata da una nuova legislazione fortemente penalizzante per gli impianti oltre i 100 kW e che si prefigge di contenere le installazioni entro i 500 MW l'anno. La Gran Bretagna che, nonostante le vicende turbolente legate alle sue tariffe incentivanti (partite ad aprile 2010 e rimodulate al ribasso a gennaio e a ottobre 2011), ha installato 700 MW di nuova potenza.

Altri mercati importanti in Europa, Belgio (550 MW), Spagna (400 MW), Slovacchia (350 MW) e Grecia (350 MW soprattutto nel residenziale). Praticamente finita, per il mutato contesto delle politiche di supporto, la stagione del fotovoltaico in Repubblica Ceca: quello che era un mercato da 2 GW, nel 2011 ha visto appena 10 MW di nuove installazioni. Austria (100 MW) e Bulgaria (80 MW). (Figura 55)

Stanno crescendo anche i mercati degli altri continenti: la Cina nel 2011 è stata il terzo paese per installazioni con 2 GW di nuova potenza: un balzo di oltre due terzi dell'installato totale (che ora si aggira sui 2,9 GW) stimolato



dall'introduzione di tariffe feed-in a livello provinciale. Gli Usa hanno raddoppiato le installazioni arrivando ad almeno 1,6 GW di nuova potenza. L'Australia ha connesso 700 MW di nuovi impianti nel 2011, mentre il mercato indiano registra 300 MW di nuove installazioni, la stessa cifra installata nel 2011 anche in Canada. Altri mercati significativi: l'Ucraina con 140 MW (in due grandi impianti) e Israele (130 MW nel 2011).

Attualmente però le politiche dei vari stati e la recessione in atto causano non pochi problemi all'industria del settore che vive un momento difficile caratterizzato da una forte sovrapproduzione. Finora, infatti, la domanda dei mercati europei ha sempre superato la produzione domestica, ma questa situazione, potrebbe cambiare nei prossimi anni e l'enorme capacità produttiva asiatica non ha ancora trovato uno sbocco adeguato in mercati locali.

Per tutti questi motivi, notando l'andamento in crescita di tali aspetti si è ritenuto fondamentale al giorno d'oggi cercare di sfruttare al massimo le tecnologie tuttora a disposizione per creare dei sistemi che riducano i consumi e massimizzino il risparmio e la remunerazione dell'investimento affrontato per raggiungere tale miglioramento.

Il sistema di accumulo nelle piccole utenze e non solo può così risultare un investimento proficuo e inoltre contribuire al miglioramento della power quality e non solo.

Oltre alle ragioni volte a rendere la fornitura di potenza casualmente intermittente, (eolica e fotovoltaica), meno pericolosa per la stabilità della rete, la giustificazione tecnica dell'impresa si basa sulla necessità di immagazzinare l'energia, prodotta in eccesso rispetto alla domanda istantanea, e di differirne l'immissione in rete di alcune ore, in modo da utilizzarla per rispondere alla richiesta del carico nei periodi di punta mattutina e serale.

Incentivazione

Differenti sistemi di incentivazione sono utilizzate in molti paesi per favorire lo sviluppo del mercato fotovoltaico. (Fonte elaborazione [3][bb][6])

Il sistema più utilizzato è il "Feed-in tariff" che consiste nel remunerare in modo opportuno l'energia prodotta da impianti fotovoltaici e immessa in rete.

Questo sistema da un lato deve garantire un'equa retribuzione all'energia generata (per consentire il ritorno dell'investimento) e dall'altro deve prevedere un meccanismo di rimborso economico (che in alcuni paesi consiste in un'aggiunta al prezzo del kWh corrisposto dagli utenti utilizzatori e in altri paesi consiste in un compenso corrisposto dalla società elettrica a cui l'impianto fotovoltaico è collegato).

Germania

Country/Tariff €/kWh	Roof-Top	Ground-Based	BIPV (Building integrated Photovoltaics)	Term
Germany	0-10kWp = 0.195 10-40kWp = 0.185 40kWp-1MWp = 0.165 1-10MWp = 0.135	0-10kWp = 0.195 10-40kWp = 0.185 40kWp-1MWp = 0.165 1-10MWp = 0.135	0-10kWp = 0.195 10-40kWp = 0.185 40kWp-1MWp = 0.165 1-10MWp = 0.135	20 years

(Figura 56) Il nuovo sistema incentivante in Germania è stato raggiunto dopo l'accordo, tra Governo e la Camera federale (Bundesrat). Tale meccanismo di incentivazione per il fotovoltaico tedesco, prevede una diminuzione delle tariffe. In particolare, si parla di 18,50 centesimi di euro a kilowattora, per impianti fino ai 10 MW, soglia oltre la quale, non sono più previsti incentivi (con rivisitazione di -3% ogni 6 mesi). Gli impianti residenziali fino questa soglia, riceveranno l'incentivo per l'85% dell'energia prodotta, con il rimanente che dovrà essere venduto alla rete. Tutti gli altri impianti riceveranno la tariffa per il 90% dell'energia generata, perciò la parte eccedente anche se non dovesse esser consumata non verrà comunque remunerata. L'Energy Sources Act varato dall'EEG, inoltre dispone che gli impianti fino a 500kWp realizzati su edificio, che permettono una maggiorazione dell'autoconsumo e di conseguenza il time-shift, grazie all'uso di sistemi di stoccaggio

dell'energia, ricevano una maggiorazione della tariffa incentivante quando la quota di autoconsumo supera il 30%. E' previsto inoltre che più impianti installati a terra a 2 km di distanza l'uno dall'altro, siano considerati come un singolo impianto e potranno godere degli incentivi entro i limiti della potenza cumulata. L'accordo prevede inoltre la sospensione del sistema incentivante al raggiungimento dei 52 MW di potenza installata nel Paese, vale a dire, al raddoppio dell'attuale capacità fotovoltaica installata.

Nonostante le tariffe siano minori (-20%) di quelle italiane, così come le ore di funzionamento, la Germania continua ad avere il primato sul fotovoltaico anche grazie a tutta una serie di agevolazioni che prevedono sgravi fiscali, contributi a fondo perduto, mutui a tasso agevolato e altri provvedimenti che rendono il mercato fotovoltaico remunerativo.

Francia

Troviamo tariffe ridefinite a seconda dell'edificio in cui sono installate o se afferenti a impianti a terra o integrati. Per impianti fino a 9kWp integrati, su edifici residenziali avremo una remunerazione fino a giugno 2012 di 0,3706 euro per kWh ed in più una detrazione d'imposta dell' 11% sulle spese per l'installazione.

Più bassi saranno gli incentivi per impianti con potenza superiore divisi per scaglioni.

Esiste innanzitutto un tetto massimo annuale di potenza fotovoltaica incentivabile di 500MW/anno, vi è inoltre una soglia massima di potenza per i nuovi impianti fissata a 100kW oltre i quali si applica non una tariffa prestabilita, ma una gara per l'assegnazione dell'incentivo con precisi parametri di valutazione.

Le tariffe esposte, sono riconosciute all'impianto per 20 anni e secondo la nuova normativa saranno riviste trimestralmente in funzione del numero ed entità dei progetti presentati nel trimestre precedente. (Figura 57)

Country/Tariff	Roof-Top	Ground-Based	.BIPV
Residential buildings	0-36kW = €0.2035 36-100kW = €0.1934	0-12MW = €0.1079	0-9kW = €0.3706 9-36kW = €0.3242 0-36kW = €0.2249 36-100kW = €0.1934
Educational or health facilities	0-36kW = €0.2035 36-100kW = €0.1934	0-12MW = €0.1079	0-36kW = €0.2723 36-100kW = €0.1934
Other buildings	0-36kW = €0.2035 36-100kW = €0.1934	0-12MW = €0.1079	0-9kW = €0.2361 9-36kW = €0.2035 36-100kW = €0.1934

Si può vedere che le tariffe, soprattutto per impianti di piccola taglia, sono maggiori (+20%) di quelle italiane, e considerando che le ore di funzionamento sono in media di poco inferiori a quelle dell'Italia; possiamo affermare che la Francia ha una buona considerazione della tecnologia fotovoltaica, anche se fino ad oggi non particolarmente diffusa, e che sta' comunque incentivando la nazione a adottare questa fonte rinnovabile soprattutto in ambito residenziale.

Inghilterra

La consultazione 2A stabilisce le tariffe proposte dal 1° luglio 2012, insieme ad una riduzione al tasso previsto del 10% ogni 6 mesi da ottobre 2012. Esso definisce inoltre un meccanismo di controllo attraverso il quale questi tagli potrebbero essere incrementati, con un preavviso di due mesi, se l'assorbimento del FIT solare è più del 125% di quello previsto. La scelta delle tariffe dipenderà dal volume di distribuzione dell'energia solare fotovoltaica.

Si sta valutando anche una possibile riduzione del periodo incentivante per impianti fotovoltaici da 25 a 20 anni. La riduzione a seconda dell'andamento del fotovoltaico varia a seconda delle 3 opzioni tariffarie A,B,C su cui ricadrà la scelta. (Figura 58)

Country/Tariff	Roof-Top	Ground-Based	Term
United Kingdom	≤4 kW (retro fit) = 0.26 ≤4 kW (new build) = 0.26 4-10kW = 0.21 10-50kW = 0.19 50-100kW = 0.16 100-150kW = 0.16 150-250kW = 0.16 250kW+ = 0.111 stand-alone = 0.111	≤4 kW (retro fit) = 0.26 ≤4 kW (new build) = 0.26 4-10kW = 0.21 10-50kW = 0.19 50-100kW = 0.16 100-150kW = 0.16 150-250kW = 0.16 250kW+ = 0.111 stand-alone = 0.111	25

Grecia

A partire dal 1 febbraio 2012, le feed-in tariff per gli impianti fotovoltaici di potenza non superiore ai 100 kW sono state tagliate del 12,5% rispetto al valore precedente in vigore dal 2009. Inoltre, le tariffe subiranno tagli progressivi del 7% ogni sei mesi fino ad agosto 2014. Variato anche il tetto massimo degli incentivi per gli impianti fotovoltaici fino a 10kW, che sarà abbassato del 5% ogni sei mesi. La Grecia installò 426MW nel 2011 arrivando così a quota 631MW totali aggiudicandosi un posto nei primi 10 paesi al mondo per potenza fotovoltaica installata. (Figura 59)

Country/Tariff	Roof-Top	Ground-Based	Term
February 2012		>100kW = 0.292 <100kW = 0.328 <10kW = 0.495	
August 2012	>100kW = 0.272 <100kW = 0.305 <10kW = 0.470		20/25 years
February 2013	>100kW = 0.252 <100kW = 0.284 <10kW = 0.447		20/25 years
August 2013	>100kW = 0.235 <100kW = 0.264 <10kW = 0.424		20/25 years
February 2014	>100kW = 0.218 <100kW = 0.246 <10kW = 0.403		20/25 years
August 2014	>100kW = 0.203 <100kW = 0.229 <10kW = 0.383		20/25 years

Spagna

Dal 27 gennaio 2012 sono stati sospesi tutti gli incentivi.

Il governo di Mariano Rajoy ha emanato un decreto, poi convertito in legge, che sospende temporaneamente tutti gli incentivi economici mirati alla costruzione di nuovi impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. I progetti già iscritti a registro continueranno a beneficiare di una feed-in tariff o di altri incentivi compresi tra gli 0,08 e i 0,26 euro/kWh, a seconda del tipo di tecnologia e della dimensione dell'impianto.

Negli ultimi tre anni, questi incentivi sono stati progressivamente ridotti, oppure hanno subito l'imposizione di tetti massimi. Nel 2009, inoltre, c'era già stato un primo blocco delle sovvenzioni, che aveva determinato la paralisi del settore.

Romania

La Romania ha adottato un sistema di Certificati Verdi per il supporto del fotovoltaico. Per sistemi di potenza superiore a 1 MW dal 2010 vengono assegnati 6 certificati verdi per MWh prodotto il cui valore è variabile e compreso tra 27 € e 55 €. La durata degli incentivi è di 15 anni. Il valore risultante dei certificati verdi per un MWh di energia prodotta da impianti fotovoltaici è quindi compreso tra 162 e 330 €/MWh.

I certificati vengono rilasciati in base all'energia prodotta, che può essere autoconsumata o venduta sul mercato; non sono presenti tassazioni. (Figura 60)

Support Measure	Validity	Description	
Green Certificates ¹	2011-2025	Building mounted installations	
		Minimum price	Maximum price
		Support [€/kWh]	
	Duration	0,162	0,330
Investment grants	From 2005	Certificates are assigned for 15 years but their value is not fixed throughout this period	
		Investment grants covering up to 50% of the costs of PV systems smaller than 10 MWp are available through the Environmental State Fund on a tender basis	

Svizzera

A gennaio era già in programma un taglio dell'8% sulle tariffe incentivanti per i nuovi impianti fotovoltaici, ma il Dipartimento federale dell'energia del governo ellenico ha deciso di introdurre, a partire dal 1 marzo 2012, una ulteriore riduzione del 10% sulle tariffe sotto elencate. (Figura 61)

Support Measure	Validity	Description											
		BIPV Installations				Rooftop installations				Ground Installations			
		≤10 kWp	10-30 kWp	30-100 kWp	≥ 100 kWp	≤10 kWp	10-30 kWp	30-100 kWp	≥ 100 kWp	≤10 kWp	10-30 kWp	30-100 kWp	≥ 100 kWp
Feed-in Tariff ¹	2011	Support ²											
		[CHF/kWh]	0,592	0,542	0,459	0,415	0,483	0,467	0,422	0,378	0,427	0,393	0,343
	[€/kWh]	0,456	0,418	0,354	0,320	0,372	0,360	0,325	0,291	0,329	0,303	0,264	0,235
	Degression	Tariffs decrease 8% per year until 2012 ³											
	Duration	Tariffs are guaranteed for 25 years											
Investment grants	From 2010	Investment subsidies are currently available in the following cantons: AR, BS, SH, SO, TG, UR, and additionally in some municipalities. This situation is subject to frequent changes. For more up-to-date information, see: http://www.swissolar.ch/											
Fiscal incentives	From 2010	At federal level, investments in Renewable Energy are deductible from taxes in the measure of 50% in the first 5 years and the rest afterwards. At cantonal level, further deductions may be possible. For more information, see: http://www.swissolar.ch/fileadmin/files/swissolar/foerderung/deductions_fiscales_2008.pdf											

NOTES

1. From 2011 the PV market is capped at 32million CHF per year, equivalent to 50-70 MWp installed every year. A lower FIT tariff for systems above 1MWp in size will be introduced during 2011.
2. 1 EUR = 0,771 CHF (15/12/2010)
3. Further tariff reductions may be decided on an occasional basis.

Bulgaria

Anche Sofia ha recentemente introdotto dei pesanti tagli alle sovvenzioni statali per l'energia solare. Il 1 luglio scorso, infatti, sono entrati in vigore i nuovi incentivi, con una riduzione del 19,5% per i piccoli impianti fotovoltaici su tetto e del 30% per le grandi installazioni a terra rispetto alle tariffe in tabella. (Figura 62)

Support Measure	Validity		Description			
			Building mounted installations		Ground mounted Installations	
			≤ 5 kWp	> 5kWp	≤ 5 kWp	> 5kWp
Feed-in Tariff ¹	2011	[BGN/kW]	0,793	0,728	0,793	0,728
		[€/kWh]	0,404	0,371	0,404	0,371
	Degression		Not set. Tariff adaptation is discussed every year.			
	Duration		Tariffs are guaranteed for 25 years but their value is not fixed throughout this period			
Investment grants	From 2010		Investment grants covering 50% to 80% of the costs are available for SME and larger industries.			
Beneficial credit terms	From 2010		Soft loans for PV installations are available from the European Bank for reconstruction and Development.			
Reduced VAT	From 2008		VAT for PV revenues is reduced from 15% to 10%			

NOTES

1. 1 BGN = 0,511 EUR (15/12/2010)

Repubblica Ceca

In Boemia la scure dei tagli si è abbattuta sul settore del fotovoltaico già nel 2011, con l'entrata in vigore del nuovo meccanismo incentivante che autorizza l'Authority ceca per l'energia a ritoccare le tariffe al ribasso. Il calo delle sovvenzioni ha di fatto arrestato lo sviluppo del comparto, che fino all'anno precedente era cresciuto a ritmi vertiginosi (nel 2010 la Repubblica Ceca era stato il terzo paese europeo per volume di nuove installazioni). Attualmente gli incentivi sono di fatto bloccati per la sospensione delle connessioni necessaria a evitare rischi legati alla gestione della rete.

USA

Country/Tariff	Roof-Top	Ground-Based	BIPV	Term
Hawaii	500kW-5MW = 0.75/kWh >20kW-500kW = 0.10/kWh	500kW-5MW = 0.75/kWh		20 years
Florida: Gainesville	<10kW = 0.24 10-300kW = 0.22 300kW-1MW = 0.18	<10kW = 0.24 10-25kW = 0.22 25kW-1MW = 0.18	<10kW = 0.24 10-300kW = 0.22 300kW-1MW = 0.18	20 years
Rhode Island	<30kW = 0.34	<30kW = 0.34	<30kW = 0.37	20 years
Washington	<30kW = 0.34 30-100kW = 0.33 100kW+ = 0.32		<30kW = 0.37 30-100kW = 0.36 100kW+ = 0.35	20 years
California	<1MW = 0.09 (10 years) <1MW = 0.09 (15 years) <1MW = 0.10 (20 years)	<1MW = 0.09 (10 years) <1MW = 0.09 (15 years) <1MW = 0.10 (20 years)		10-20 years

L'US Department of Energy Initiative SunShot è un programma nazionale volto a ridurre il costo totale dei sistemi di energia solare del 75% entro la fine del decennio così da far scendere il costo dell'elettricità solare a circa US \$ 0,06 per kilowatt-ora. Così facendo si vorrebbe arrivare a rappresentare il 15-18% della produzione di elettricità degli Stati Uniti entro il 2030. (Figura 63)

Hawaii

Il 22 novembre 2011, le Hawaii Public Utilities Commission (HPUC) ha approvato la terza tranche di feed-in tariff per impianti fino a 5 MW di dimensioni sull'isola di Oahu e 2,72 MW su Maui e Hawaii. PV e sistemi CSP ammissibili per il feed-in tariff non devono essere superiori a 5 MW o 1% del carico massimo dell'utenza del sistema. Le tariffe per la generazione di fotovoltaico sono ben al di sotto delle tariffe elettriche di vendita al dettaglio nello stato delle Hawaii, in media troviamo € 0.75/kWh per utenti residenziali e € 0.75/kWh per gli utenti commerciali nel 2011 fino ad oggi. Accion Group, che funge da osservatore indipendente per il feed-in tariff, ha pubblicato un rapporto nel dicembre 2010 che ha dimostrato che solo il 2,6 MW di applicazioni per i sistemi fotovoltaici era stato archiviato.

California

Il California Public Utilities Commission ha rilasciato i dettagli del suo nuovo meccanismo di tariffazione per il suo feed-in tariff.

1. Un bimestrale aumento o diminuzione di prezzo. Questo dipenderà dalla risposta del mercato.
2. Ogni progetto accettato dovrà essere pagato al momento della consegna.
3. Un aumento della taglia massima di impianti ammissibili a 3MW da 1,5 MW.
4. Piccole aziende elettriche sono state escluse da questo meccanismo FIT.

Florida

Florida era il primo stato ad adottare uno stile europeo feed-in modello tariffario. Questo FIT è stato introdotto nel Gainseville nel 2009 ed è diverso da altri sistemi statali in quanto si paga per l'energia prodotta, non solo ciò che viene reimpressa nella rete. La tariffa si basa sul costo per sviluppare il progetto di generazione da fonti rinnovabili, oltre a un determinato 5-6% di ritorno.

New Jersey

New Jersey ha un mid-range feed-in tariffario di € 0.23/kWh. Anche se l'aliquota tariffaria è bassa, il tasso di installazione è in aumento. La ragione di questo potrebbe essere verso il Renewable Portfolio Standard (RPS), che richiede che il 22,5% della energia elettrica dei residenti venga da fonti rinnovabili entro il 2021.

Rhode Island

Lo stato di Rhode Island offre un feed-in tariff più complesso rispetto alla maggior parte degli Stati Uniti; ha un tasso diverso per ogni tipo di impianto solare. Queste tariffe sono tutte per gli impianti che sono meno di 30kW e variano da 0.34€/kWh a 0.37€/kWh.

Washington

Lo Stato di Washington ha approvato una normativa volontaria che per circa due o tre anni ha avuto un certo successo. Un'iniziativa importante, studiata seguendo l'esempio del feed-in-tariff europeo, che raggiungendo le maggiori città statunitensi potrebbe portare alla diffusione di numerosi impianti fotovoltaici sul territorio stimolando anche le piccole imprese locali.

Turchia

EMRA, l'autorità turca del mercato elettrico, accetterà domande per la realizzazione di impianti da energie rinnovabili, in particolare da fotovoltaico, a partire da Giugno 2013.

Il presidente di EMRA, Hasan Koktas, ha dichiarato che le domande saranno accettate soltanto per i progetti di impianto con una potenza non superiore a 1 MW e comunque fino a un massimo di 600MW installati nel 2013.

Gli impianti, inoltre, non dovranno occupare una superficie superiore a 20 mila metri quadrati. La Turchia, entro il 2015, intende installare impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 600 megawatt investendo nell'energia solare circa 2.8miliardi di dollari.

Per questo motivo, alla fine del 2011, è stato approvato un sistema di tariffe incentivanti che è entrato in vigore all'inizio del 2012.

Entro il 2023, invece, la Turchia si è prefissata l'obiettivo di installare impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 9 GW.

La tariffa opererà in Turchia per un periodo di 20 anni con una tariffa di 0,28 €/kWh (cambio leuro=1.4dollari) per unità di energia per i primi dieci anni e un tasso di 0,22 € per i successivi dieci anni. Con una media di sette ore di sole al giorno, la Turchia si rivelerà una prospettiva attraente per gli investitori e contribuirà a creare posti di lavoro. (Figure 64-65)

INCENTIVES FOR RENEWABLE ENERGIES IN TURKEY			
Facility	Table-1	Table-2	Maximum
	(\$c/kWh)	Domestic manufacturing addition (\$c/kWh)	incentive (\$c/kWh)
Hydroelectric	7,3	2,3	9,6
Wind	7,3	3,7	11
Solar photovoltaic	13,3	6,7	20
Concentrated Solar Power	13,3	9,2	22,5
Biomass	13,3	5,6	18,9
Geothermal	10.5	2.7	13.2

Domestically Manufactured Parts	Additional Incentives \$c/kWh
PV panel integration and mechanical accessories	0.8
PV modules	1.3
PV Cells	3.5
Invertors	0.6
Concentrators	0.5
TOTAL CONTRIBUTION	6.7

Italia: V Conto Energia

Inizio del V Conto Energia

Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ha comunicato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas che, in data 12 luglio 2012, il costo indicativo cumulato annuo degli incentivi agli impianti fotovoltaici ha raggiunto il valore annuale di **6 miliardi di euro**, limite previsto per far scattare entro 45 giorni il 5° Conto energia, e 14.300 MW di potenza installata, equivalenti a oltre 400.000 impianti fotovoltaici in esercizio.

Pertanto, l'Autorità ha pubblicato la delibera n. 292/2012/R/efr del 12 luglio che fissa al 27 agosto 2012 l'entrata in vigore del Quinto Conto energia, disciplinato dal decreto interministeriale 5 luglio 2012. Questo decreto, pubblicato sul Suppl. Ordinario n.143 alla Gazzetta Ufficiale n. 159 del 10 luglio 2012, assieme al decreto del 6 luglio sulle rinnovabili non fotovoltaiche (idroelettrico, geotermico, eolico, biomasse e biogas), stabilisce infatti che il V° Conto energia entri in vigore 45 giorni dopo il superamento della soglia di 6 miliardi di incentivi, la cui data deve essere individuata dall'Authority per l'energia sulla base dei dati comunicati dal Gse; il comma 5, articolo 1 del decreto 5 luglio 2012 prevede che i nuovi incentivi non troveranno più applicazione, in ogni caso, decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6,7 miliardi di euro l'anno per un tetto di spesa annuo di 700 milioni. Questa data sarà anch'essa comunicata dall'Autorità per l'energia sulla base degli elementi forniti dal GSE.

Periodo transitorio

La nuova versione del decreto sul fotovoltaico prevede una norma "transitoria" che prolunga il IV° conto energia agli impianti che:

- che entrano in esercizio prima dei 45 giorni previsti per il nuovo regime,
- per i grandi impianti "che producono la certificazione di fine lavori nei termini previsti",
- agli impianti realizzati su edifici pubblici e su aree delle amministrazioni pubbliche "che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2012".

Novità

Senza Registro

Rispetto alla bozza inviata in Conferenza Unificata viene elevato da 12 a 20 kW l'accesso "diretto" alle tariffe incentivanti. Per gli impianti compresi tra 12 e 20 kW viene decurtata del 20% la tariffa incentivante qualora vogliono evitare il registro grandi impianti.

Quanto alla necessità di semplificare i registri, la richiesta di iscrizione per poter godere degli incentivi è fatta mediante presentazione di dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, accompagnata dalla documentazione strettamente necessaria.

Gli impianti fotovoltaici integrati innovativi, gli impianti a concentrazione, gli impianti fotovoltaici realizzati da amministrazioni pubbliche e impianti fotovoltaici di potenza fino a 50 kW realizzati su edifici in sostituzione dell'eternit sono esonerati dall'iscrizione al registro fino all'occorrenza di un tetto di 50 milioni di euro per tipologia.

Obbligo di iscrizione al Registro

Per altri impianti fotovoltaici sono previsti registri secondo i seguenti limiti massimi di costo indicativo cumulato annuo degli incentivi:

- a) 1° registro: 140 milioni di euro - aperto con un bando dal GSE entro 20 giorni dalla pubblicazione delle relative regole applicative e resterà aperto per 30 giorni;
- b) 2° registro: 120 milioni di euro - aperti con cadenza semestrale e resteranno aperti per 60 giorni;
- c) registri successivi: 80 milioni di euro a registro e comunque fino al raggiungimento del limite incentivabile.

Il GSE entro 20 giorni dalla chiusura del registro dovrà formulare una graduatoria.

La nuova versione del decreto reintroduce i criteri di priorità eliminati dalla precedente bozza inviata alla Regioni. Ci sarà accesso alle tariffe per impianti del registro realizzati entro un anno dalla pubblicazione della graduatoria, mentre la cedibilità dell'iscrizione a registro sarà possibile solo dopo entrata in esercizio dell'impianto.

Criteri di priorità per il registro

- a) impianti su edifici dal cui Attestato di Certificazione Energetica (ACE) risulti la miglior classe energetica, minimo D, con moduli installati in sostituzione di eternit o amianto;
- b) impianti su edifici dal cui ACE risulti la miglior classe energetica, minimo D;
- c) impianti su edifici con moduli installati in sostituzione di eternit o amianto;
- d) impianti con componenti principali realizzati unicamente in un Paese membro dell'UE/SEE;
- e) impianti ubicati, nell'ordine, su: siti contaminati; terreni del demanio militare; discariche esaurite; cave dismesse; miniere esaurite;
- f) impianti di potenza fino a 200 kW asserviti ad attività produttive;
- g) impianti realizzati, nell'ordine, su edifici, serre, pergole, tettoie, pensiline, barriere acustiche;
- h) altri impianti che rispettino i requisiti di cui all'articolo 7.

Conseguenza del Registro

I piccoli impianti potranno accedere direttamente al conto energia, senza sottostare alle lungaggini e al rischio dell'iscrizione al registro che invece potranno essere supportate dai grandi impianti che hanno fini più speculativi e che sono già vicini ad una condizione di grid parity. Potrebbe esser penalizzata la maggioranza degli impianti di media potenza, che rappresentano l'80% delle installazioni.

Soggetti idonei

Possono beneficiare delle tariffe incentivanti previste dal Quinto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici realizzati su edifici i seguenti soggetti: le persone fisiche, le persone giuridiche, i soggetti pubblici, i condomini di unità immobiliari o di edifici.

Possono, inoltre, beneficiare delle tariffe incentivanti solo gli impianti in possesso dei seguenti requisiti: potenza nominale non inferiore a 1 kW; conformità dei vari componenti alle pertinenti norme tecniche e alle disposizioni specificate nell'art.10 del D.L. 28/2011 (in particolare, i pannelli FV devono essere garantiti per almeno 10 anni, certificati secondo le norme CEI EN 61215 se si tratta di moduli in silicio cristallino, CEI EN 61646 se a film sottile); realizzati con componenti di nuova costruzione o comunque non già impiegati in altri impianti; collegati alla rete elettrica o a piccole reti isolate, in modo che ogni singolo impianto fotovoltaico sia caratterizzato da un unico punto di connessione alla rete, non condiviso con altri impianti FV.

Regole posizionamento moduli su edifici

I moduli fotovoltaici posizionati su un edificio devono rispettare una delle seguenti modalità:

- Moduli fotovoltaici installati su tetti piani ovvero su coperture con pendenze fino a 5°: l'altezza dei moduli rispetto al piano del tetto non deve superare i 30 cm, ma se è presente una balaustra perimetrale la quota massima dei moduli, riferita al loro asse mediano, non deve superare l'altezza minima della balaustra;
- Moduli fotovoltaici installati su tetti a falda: i moduli devono essere installati in modo complanare alla superficie del tetto con o senza sostituzione della medesima superficie;
- Moduli fotovoltaici installati su tetti aventi caratteristiche diverse da quelli di cui ai punti 1 e 2: i moduli devono essere installati in modo complanare al piano tangente o ai piani tangenti del tetto, con una tolleranza di più o meno 10 gradi;
- Moduli fotovoltaici installati in qualità di frangisole: i moduli sono collegati alla facciata al fine di produrre ombreggiamento e schermatura di superfici trasparenti.

Tettoie, serre, pensiline

Gli impianti fotovoltaici i cui moduli costituiscono elementi costruttivi di serre, pensiline, tettoie, pergole o barriere acustiche hanno diritto a una tariffa incentivante pari alla media aritmetica fra la tariffa spettante agli "impianti fotovoltaici realizzati su edifici" e la tariffa spettante per "altri impianti fotovoltaici". Per l'accesso alla suddetta tariffa, a seguito dell'intervento le serre devono presentare un rapporto fra la proiezione al suolo della superficie totale dei moduli fotovoltaici installati sulla serra e della superficie totale della serra stessa non superiore al 30%, (limite incrementato al 50% nel caso di serre per cui l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio sia antecedente all'entrata in vigore del 5° Conto Energia). Inoltre, le serre devono essere strutture di altezza minima dal suolo pari a 2 metri adibite, per tutta la durata di erogazione degli incentivi, a coltivazioni agricole o alla floricoltura. Se le serre non rispettano tali requisiti, possono accedere alla tariffa prevista per "altri impianti fotovoltaici".

Esclusioni e cumulabilità con altri incentivi

Le tariffe incentivanti del Quinto Conto Energia non sono applicabili qualora, in relazione all'impianto fotovoltaico, siano state riconosciute o richieste detrazioni fiscali. Inoltre, non possono accedere alle nuove tariffe incentivanti gli impianti che hanno beneficiato delle tariffe delle precedenti "versioni" del Conto Energia. Gli incentivi del Quinto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici realizzati su edifici sono cumulabili, fra gli altri, con i seguenti benefici e contributi pubblici finalizzati alla realizzazione dell'impianto:

- contributi in conto capitale non superiori al 30% del costo di investimento per impianti aventi potenza non superiore a 20 kW;
- contributi in conto capitale fino al 60% del costo di investimento per impianti realizzati su scuole, strutture sanitarie, sedi amministrative di enti locali, edifici di organizzazioni non

lucrative di utilità sociale;

-benefici conseguenti all'accesso a fondi di garanzia e di rotazione istituiti da enti locali o regioni e province autonome;

-finanziamenti a tasso agevolato.

Tariffe

Viene introdotta la tariffa onnicomprensiva (cioè che somma l'incentivo + il prezzo di vendita in rete) per la quota di energia immessa in rete, mentre c'è una specifica tariffa per l'autoconsumo di energia prodotta. Per gli impianti di potenza >1 MW, il GSE eroga, in riferimento alla quota di produzione netta immessa in rete, la differenza - se positiva - fra la tariffa onnicomprensiva e il prezzo zonale orario (se non è superiore alla tariffa onnicomprensiva) e l'energia prodotta resta nella disponibilità del produttore. Le tariffe sono riconosciute e costanti per 20 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto. Agli impianti iscritti a registro che risultino entrati in esercizio in data antecedente alla data di chiusura del periodo di presentazione delle domande di iscrizione al registro al quale risultino iscritti in posizione utile, viene attribuita la tariffa vigente alla data di chiusura del predetto periodo; per i soli impianti iscritti al primo registro che risultino entrati in esercizio prima dell'entrata in vigore del 5° Conto Energia, viene applicata la tariffa incentivante spettante agli impianti che entrano in esercizio nel 1° semestre di applicazione del 5° conto energia. Per gli impianti che entrano in esercizio nei semestri successivi al 5° si applica un'ulteriore riduzione del 15% a semestre. Forte riduzione nelle tariffe anche per i piccoli impianti. La tariffa onnicomprensiva per impianti fino a 3 kW su tetto, con entrata in esercizio nel primo semestre del nuovo conto, sarà di 208 euro/MWh con un premio sull'autoconsumo di 126 euro/MWh. Ai fini dell'accesso alle tariffe, i fabbricati rurali, non sono equiparati agli altri edifici, e anche le serre fotovoltaiche hanno subito un'ulteriore restrizione sulla superficie ricopribile da pannelli, che scende dal 50% al 30%.

Il Quinto Conto Energia attribuisce una tariffa premio sulla quota della produzione elettrica netta consumata in sito, differente quindi dalla tariffa onnicomprensiva spettante per la quota di produzione netta immessa in rete. Le tariffe incentivanti risultano alternative ai tradizionali benefici dello "scambio sul posto" ed al "ritiro dedicato" da parte del GSE dell'energia elettrica prodotta.

Tariffa premio: autoconsumo

Le tariffe premio sull'energia netta consumata in sito sono legate, come la tariffa onnicomprensiva, alla taglia di potenza e alla tipologia dell'impianto fotovoltaico. Anche agli impianti FV con potenza nominale non superiore a 20 kW, interamente adibiti all'alimentazione di utenze in corrente continua, collegati alla rete elettrica ma che non immettono energia in rete, spetta il premio sull'energia netta consumata in sito. La misurazione dell'energia netta consumata in sito viene effettuata prima delle utenze in corrente continua, previa disponibilità di misuratori di energia elettrica in corrente continua certificati e teleleggibili dal GSE, con modalità stabilite dallo stesso GSE entro 90 giorni dall'entrata in vigore del Quinto Conto Energia.

Premio per sostituzione eternit e impianti con componenti made in UE/SEE

I premi in questione valgono sull'incentivo relativo all'autoconsumo, e sono i seguenti: 30 €/MWh se la potenza è non superiore a 20 kW e 20 €/MWh se la potenza è superiore a 20 kW, qualora entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2013; 20 €/MWh se la potenza è non superiore a 20 kW e 10 €/MWh se la potenza è superiore a 20 kW, qualora entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2014; 10 €/MWh se la potenza è non superiore a 20 kW e 5 €/MWh se la potenza è superiore a 20 kW, qualora entrino in esercizio successivamente al 31 dicembre 2014.

Il premio per installare componenti realizzati nell'ambito europeo, è di 20 €/MWh fino a fine 2013, 10 €/MWh per il 2014, 5 €/MWh per il 2015; anche se poco incisivo rispetto alla differenza al ribasso del 35 - 40% del prezzo dei moduli cinesi.

Contributo al GSE

Il nuovo decreto del 5 luglio introduce un contributo dovuto al GSE per le spese di istruttoria pari a 3 €/kW per impianti fino a 20 kW e di 2 €/kW per impianti oltre 20 kW.

Dal 1 gennaio 2013 il contributo dovuto al GSE per la copertura degli oneri di gestione, verifica e controllo sarà di 0,05 c€/kWh.

(Fonte elaborazione [a][17][32])

Tablelle tariffarie

1-Tariffe incentivanti spettanti agli impianti fotovoltaici (Figure 66-67-68-69-70)

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel primo semestre di applicazione

Intervallo di potenza [kW]	Impianti sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1≤P≤3	208	126	201	119
3<P≤20	196	114	189	107
20<P≤200	175	93	168	86
200<P<1000	142	60	135	53
1000<P≤5000	126	44	120	38
P>5000	119	37	113	31

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel secondo semestre di applicazione

Intervallo di potenza [kW]	Impianti sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1≤P≤3	182	100	176	94
3<P≤20	171	89	165	83
20<P≤200	157	75	151	69
200<P<1000	130	48	124	42
1000<P≤5000	118	36	113	31
P>5000	112	30	106	24

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel terzo semestre di applicazione

Intervallo di potenza [kW]	Impianti sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1≤P≤3	157	75	152	70
3<P≤20	149	67	144	62
20<P≤200	141	59	136	54
200<P<1000	118	36	113	31
1000<P≤5000	110	28	106	24
P>5000	104	??	99	17

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel quarto semestre di applicazione

Intervallo di potenza [kW]	Impianti sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1≤P≤3	144	62	140	58
3<P≤20	137	55	133	51
20<P≤200	131	49	126	44
200<P<1000	111	29	107	25
1000<P≤5000	105	23	101	19
P>5000	99	17	95	13

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel quinto semestre di applicazione

Intervallo di potenza [kW]	Impianti sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1≤P≤3	133	51	130	48
3<P≤20	128	46	124	42
20<P≤200	122	40	118	36
200<P<1000	106	24	102	20
1000<P≤5000	100	18	97	15
P>5000	95	13	92	10

2-Tariffe incentivanti spettanti agli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative (Figure 70-71-72-73-74)

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel primo semestre di applicazione

Intervallo di potenza [kW]	tariffa onnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1≤P≤20	288	186
20<P≤200	276	174
P>200	255	153

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel secondo semestre di applicazione

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel terzo semestre di applicazione

Intervallo di potenza [kW]	tariffa onnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1≤P≤20	242	160
20<P≤200	231	149
P>200	217	135

Intervallo di potenza [kW]	tariffa onnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1≤P≤20	218	144
20<P≤200	208	134
P>200	195	121

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel quarto semestre di applicazione

Valori per gli impianti che entrano in esercizio nel quinto semestre di applicazione

Intervallo di potenza [kW]	tariffa onnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1≤P≤20	196	130
20<P≤200	187	121
P>200	176	109

Intervallo di potenza [kW]	tariffa onnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1≤P≤20	176	117
20<P≤200	169	109
P>200	158	98

Per impianti che entrano in esercizio nei semestri successivi si applica una ulteriore riduzione del 15% a semestre.

Analisi economica

Valutazione del costo e indici di confronto

Per determinare il “costo di produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici”, è possibile utilizzare una procedura che calcola il “Costo Annuo Equivalente” (CAE), ossia il valore attuale netto delle spese sostenute complessivamente dal produttore in relazione ad uno specifico investimento lungo la vita utile dell'impianto.

L'indice, espresso in termini unitari in funzione della quantità prodotta (€/MWh), rappresenta pertanto il costo del MWh prodotto da impianti fotovoltaici ed è stato scelto perché grazie a esso è possibile confrontare vari casi studio tra di loro ed individuare gli aspetti critici di ognuno di essi.

In base alla definizione, il CAE rappresenta il prezzo cui occorre vendere l'energia elettrica prodotta al fine di ottenere uno specificato tasso di ritorno sull'investimento di capitale proprio (equity) effettuato per la costruzione dell'impianto, dopo aver pareggiato tutti i costi

sostenuti durante l'intero periodo di costruzione e funzionamento dell'impianto. È da notare che questa procedura, prendendo in considerazione, oltre ai costi d'investimento, anche i costi di "Operation and Maintenance" (O&M), consente di valutare in maniera "assoluta" il costo di produzione d'energia elettrica di ogni singolo impianto fotovoltaico.

In altre parole il CAE rappresenta il prezzo cui occorre valorizzare l'energia elettrica prodotta dall'impianto, per poter ritornare dell'investimento e di tutti i costi di gestione alla fine della vita economica dell'impianto.

"il rapporto tra spese sostenute lungo la vita utile dell'impianto rispetto alla produzione attesa, espresso in termini di valore attuale equivalente" def. IEA [p]

$$CAE = \frac{VAN(uscite\ ed\ ingressi)}{VAN(produrre)} = \frac{\sum_{t=j}^n CI_t (1+a)^t + \sum_{t=1}^n CO_t (1+a)^t + \sum_{t=1}^n CC_t (1+a)^t - VR (1+a)^n}{\sum_{t=1}^n q_t (1+a)^t}$$

dove:

CAE è il "levelised unit electricity cost" o costo annuo equivalente;

CI_t è il valore dell'investimento effettuato nell'anno t-esimo;

CO_t è l'ammontare dei costi operativi sostenuti nell'anno t-esimo, al netto del costo di acquisto del combustibile;

CC_t è il costo del combustibile sostenuto nell'anno t-esimo, comprensivo sia del costo di acquisto che del costo di gestione del combustibile (trasporto, trasformazione), a bocca di centrale, nullo nel caso di impianto fotovoltaico;

VR è il valore di rimpiazzo dell'impianto al termine del periodo di attualizzazione, nullo al termine dei 20 anni;

q_t è la produzione netta nell'anno t-esimo;

a è il tasso di attualizzazione;

n è il periodo di durata dell'investimento, 20 anni nel caso di studio;

j sono gli anni intercorrenti tra l'inizio degli esborsi e l'entrata in esercizio commerciale dell'impianto.

Parallelamente all'analisi del costo di produzione da impianti fotovoltaici, fatta col metodo del CAE, è stata compiuta un'analisi dell'investimento attraverso l'uso dei consueti indici di valutazione economica:

- Valore Attuale Netto (VAN)
$$VAN = \sum_{t=1}^N \frac{C_t^*}{(1+i)^t} - C_0$$

- Tempo di ritorno dell'investimento (PBT – Pay Back Time)

- Tasso interno di rendimento (TIR)
$$C_0 - \sum_{t=1}^N \frac{C_t^*}{(1+TIR)^t} = 0$$

dove C_0 è il costo iniziale di investimento, N gli anni, i il tasso di remunerazione del capitale e C_t sono i flussi di cassa (entrate - uscite) negli anni e devono esser attualizzati per darne il corretto valore nel tempo, nel seguente modo:

$$C_t = \frac{C_t^*}{(1+i)^t}$$

Analisi applicata

Per i prospetti ipotizzeremo i seguenti dati principali: impianto fotovoltaico realizzato da persona fisica (quindi non soggetta a ritenuta del 4%), su edificio, entrato in esercizio nel primo semestre di applicazione del V conto energia; costo impianto 2200+IVA 10% €/kWp; 1200 ore di funzionamento equivalente nel Nord Italia (dati GSE); WACC del 4%; decadimento produzione dello 0,5% annuo; considerando un autoconsumo medio in Italia derivante da questa applicazione per l'ambito residenziale del 35% circa e il derivante risparmio in bolletta.

Veniamo ora ai casi pratici analizzando, inizialmente un impianto fotovoltaico da 3kWp. (Figura 75)

ESEMPIO CALCOLO RENDIMENTO 2012 CON IMPIANTO DA 3kWp			
<i>ipotesi: tipologia "impianti sugli edifici";</i>			
<i>entrato in esercizio nel primo semestre di applicazione V conto energia</i>			
Parametri tecnico-economici			
Potenza nominale	kW	P	3
Costo di capitale (IVA 10% compresa)	€/kW	ci	2.420,00
load factor	% di 3760		13,7%
ore di funzionamento equivalente (Nord Italia, fonte GSE)	unità/a	H	1.200
costo O&M al €/kW	€/kW		50,00
rapporto del costo esercizio e manutenzione sul capitale	%		2,07%
Costo inverter	€/kW		242,00
Anno sostituzione inverter	t		20
Costo manutenzione straordinaria inverter	€		726,00
WACC (costo medio ponderato del capitale)	%	a	4,00%
Periodo di incentivazione	unità/a	n	20
Periodo da investimento a esercizio impianto	unità/a	j	1
Valore residuo a fine vita	€		0
Costo totale investimento	€	CI0	7.260,00
Costo totale O&M	€		150,00
RISPARMIO BOLLETTA ELETTRICA (solo PV)	€/kWh		0,05
Calcolo Produzione (kWh)			
Periodo attualizzazione		0	1
			2
kW		3	3
H		1.200	1.200
kWh		3.600	3.582
decadimento percentuale produzione annuo stimato		0	0,5
Produzione attualizzata		3461,54	3311,76
Calcolo Costo attualizzato (€/kWh)			
K (costo capitale) e O&M (€)	7.260,00	150,00	150,00
costo attualizzato (€)	7.260,00	144,23	138,68
O&M Cost attualizzato(€/kWh)	0,04		
rapporto del costo esercizio e manutenzione sul totale	21,92%		
Total Cost attualizzato (€/kWh)	0,20		
Costo medio annuo equivalente (CAE) (€/kWh)			
Levelised Capital Cost (costo attualizzato en. elet.)	0,148		
Calcolo ricavi con tariffe incentivanti (€/kWh)			
Tariffa onnicomprensiva (€/kWh)		0,208	0,208
Tariffa premio sull'energia consumata in sito		0,126	0,126
energia autoconsumata rispetto al totale prodotto		35%	35%
Ricavi totali annui		708,48	704,94
Ricavi attualizzati		681,23	651,75
Ricavo annuo equivalente (RAE) (€/kWh)			
			0,197
RAE-CAE (€/kWh)			
			- 0,001
Tasso interno di rendimento (TIR)			
costo / flussi generati	-	7.260,00	558,48
			554,94
Valore attuale netto (VAN)			
			-€ 52,40
PBT			
			13,8

Dal precedente calcolo si intende escluso il contributo a copertura dei costi di istruttoria pari a 3€/kW +IVA ordinaria.

Successivamente si noti, con le stesse ipotesi assunte in precedenza, l'analisi con uno stesso impianto ma di 4.5kWp di potenza. (Figura 76)

	A	B	C	D
ESEMPIO CALCOLO RENDIMENTO 2012 CON IMPIANTO DA 4,5kWp				
<i>ipotesi: tipologia "impianti sugli edifici";</i>				
<i>entrato in esercizio nel primo semestre di applicazione V conto energia</i>				
Parametri tecnico-economici				
Potenza nominale	kW	P		4,5
Costo di capitale (IVA 10% compresa)	€/kW	ci		2.420,00
load factor	% di 8760			13,7%
ore di funzionamento equivalente (Nord Italia, fonte GSE)	unità/a	H		1.200
costo O&M al €/kW	€/kW			50,00
rapporto del costo esercizio e manutenzione sul capitale	%			2,07%
Costo inverter	€/kW			242,00
Anno sostituzione inverter	t			20
Costo manutenzione straordinaria inverter	€			1.089,00
WACC (costo medio ponderato del capitale)	%	a		4,00%
Periodo di incentivazione	unità/a	n		20
Periodo da investimento a esercizio impianto	unità/a	j		1
Valore residuo a fine vita	€			0
Costo totale investimento	€	CI0		10.890,00
Costo totale O&M	€			225,00
RISPARMIO BOLLETTA ELETTRICA (solo PV)	€/kWh			0,05
Calcolo Produzione (kWh)				
Periodo attualizzazione		0	1	2
kW			4,5	4,5
H			1.200	1.200
kWh			5400	5373
decadimento percentuale produzione annuo stimato			0	0,5
Produzione attualizzata			5192,31	4967,64
Calcolo Costo attualizzato (€/kWh)				
K (costo capitale) e O&M (€)		10.890,00	225,00	225,00
costo attualizzato (€)		10.890,00	216,35	208,03
O&M Cost attualizzato(€/kWh)			0,04	
rapporto del costo esercizio e manutenzione sul totale			21,92%	
Total Cost attualizzato (€/kWh)			0,20	
Costo medio annuo equivalente (CAE) (€/kWh)				
Levelised Capital Cost (costo attualizzato en. elet)				0,148
Calcolo ricavi con tariffe incentivanti (€/kWh)				
Tariffa onnicomprensiva (€/kWh)			0,196	0,196
Tariffa premio sull'energia consumata in sito			0,114	0,114
energia autoconsumata rispetto al totale prodotto			35%	35%
Ricavi totali annui			997,92	992,93
Ricavi attualizzati			959,54	918,02
Ricavo annuo equivalente (RAE) (€/kWh)				
				0,185
RAE-CAE (€/kWh)				
				0,013
Tasso interno di rendimento (TIR)				
costo / flussi generati		-	10.890,00	772,92
				767,93
Valore attuale netto (VAN)				
				-€ 891,58
PBT				
				15,0

Dal precedente calcolo si intende escluso il contributo a copertura dei costi di istruttoria pari a 3€/kW +IVA ordinaria.

Dal confronto, come si può notare, è risultato che a fronte di un investimento stimato in 7260,00€ per l'impianto da 3kWp e 10890,00€ per l'impianto da 4,5kWp

- il costo medio annuo equivalente (CAE) è per entrambi di 0,198€/kWh
- il Levelised Capital Cost (costo attualizzato en. el.) risulta per entrambi 0,148€/kWh
- il ricavo medio annuo equivalente (RAE) è rispettivamente di 0,197€/kWh e 0,185€/kWh
- ne consegue che RAE – CAE è pari rispettivamente a -0,001€/kWh e -0,013€/kWh
- il tasso interno di rendimento (TIR) è rispettivamente del 3,9% e del 3%
- il valore attuale netto (VAN) risulta rispettivamente -52,40€ e -891,58€, dato il tasso ipotizzato
- Il PBT (non tenendo conto del tasso) risulta rispettivamente di circa 13,8 anni e circa 15 anni.

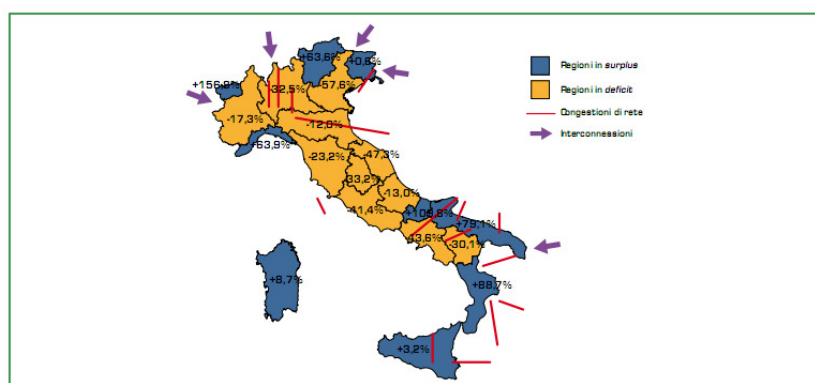
Dall'analisi si è potuto constatare che pur essendo diminuiti i costi per gli impianti, e migliorata la tecnologia, avendo abbassato le tariffe incentivanti, il mercato fotovoltaico potrebbe comunque subire delle conseguenze rilevanti per il proprio sviluppo e a seconda dei casi non risultare più così conveniente come in passato. Il CAE come detto vede una diminuzione rispetto agli anni passati ma ancor più ridotto risulta il RAE; la spinta che vuole esser data segue la direzione di un'incentivazione all'incremento degli autoconsumi, remunerati dall'apposita tariffa, producendo così ricavi che vanno a sommarsi alla tariffa onnicomprensiva per l'energia immessa in rete e migliorano così il bilancio economico della tecnologia. In questo caso però ricordiamo che l'autoconsumo è stimato al 35% perciò il guadagno aggiuntivo ne sarà condizionato.

Il TIR risulta abbastanza basso, anche qualche punto percentuale in meno rispetto al passato e ancor più lo si nota nell'impianto da 4,5kW per il quale le tariffe sono ancor meno remunerative; ciò incide non poco sul VAN che risulta negativo a causa del tasso di attualizzazione ed è evidente soprattutto per l'impianto di potenza superiore. Il PBT non considerando il tasso di attualizzazione risulta comunque elevato tenendo conto della durata di vita stimata per la tecnologia nonché della durata degli incentivi statali; vedremo comunque meglio in seguito la convenienza della diversità dell'investimento.

4. Accumulo

Sguardo d'insieme

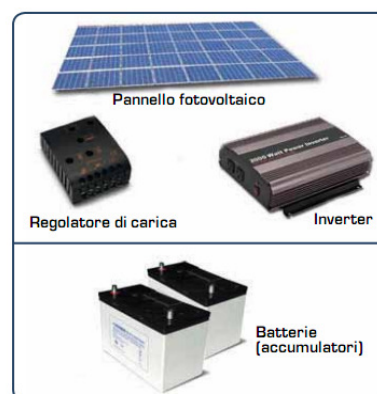
Il contributo del fotovoltaico, che come visto si fa sempre più rilevante, potrebbe a lungo andare creare delle criticità nella rete elettrica italiana. Sono già presenti degli squilibri nel nostro sistema, come evidenziato in figura, soprattutto al Sud dove la produzione di energia da fonti rinnovabili crea un surplus rispetto al consumo anche a causa della minore realtà industriale attiva nel territorio. Altre regioni del Centro e del Nord invece, sebbene provviste di una buona potenza rinnovabile installata, sono in deficit di energia a causa dell'elevato consumo riguardante soprattutto le numerose aziende presenti. (Figura 77)



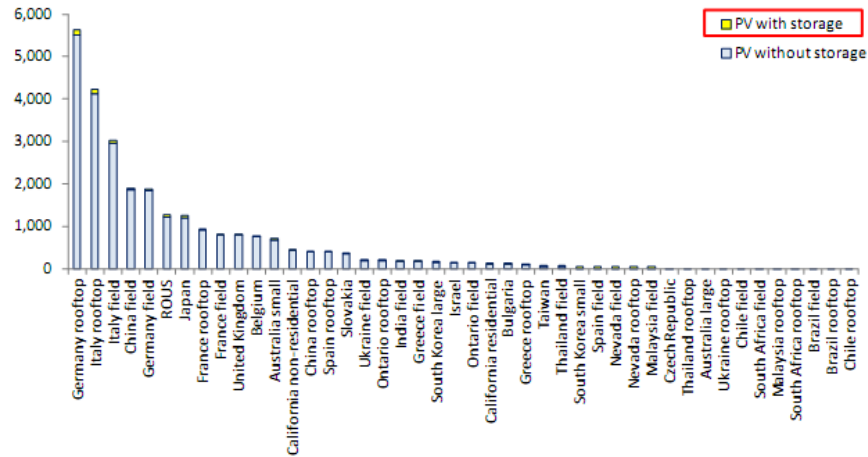
Il bilanciamento del sistema potrebbe avvenire facendo transitare l'energia da una zona all'altra ma potrebbe insorgere il problema della congestione delle linee, quindi il peggioramento della qualità del servizio, e il relativo incremento dei costi di sistema; ecco che potrebbe risultare interessante l'applicazione delle tecnologie di accumulo che potrebbero così risolvere questi problemi anche in ottica dello sviluppo delle smart grids con tutti i vantaggi e servizi di potenza e energia visti in precedenza.

La Germania, prima potenza per installazioni fotovoltaiche appoggia già il progetto dell'accumulo, incentivando i produttori a massimizzare l'autoconsumo sfruttando la proprietà del time-shift; al 2011 la potenza installata in sistemi di accumulo era comunque di circa 2MW. (Figura 78)

La Cina invece ha realizzato per l'accoppiamento con un impianto a fonte rinnovabile, un sistema di accumulo con batterie agli ioni di litio per una capacità di stoccaggio pari a 36MWh.

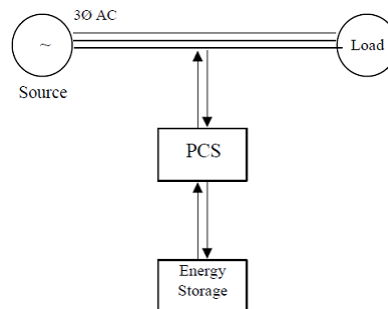


Notiamo nel grafico alcuni dati relativi al 2011 (MW/anno) (Figura 79)



Costi

Ipotizziamo questo schema per affrontare tale tema in modo generale entrando nel dettaglio più avanti: (Figura 80)



In tal caso il sistema di accumulo viene connesso in parallelo alla rete T&D attraverso un sistema di conversione di potenza (PCS – Power Conversion System). Così facendo la batteria è in grado di erogare energia in rete solamente quando richiesto, ad esempio attraverso un interruttore in grado di connettere il convertitore e l'accumulo alla rete nel giro di pochi millisecondi. Ciò consente di ridurre le perdite rispetto ad una configurazione senza interruttore, nella quale il PCS è costantemente energizzato e la batteria può andare incontro a problemi di sovraccarico. Per contro tale configurazione necessita di maggiori interventi di manutenzione (per la presenza dell'interruttore).

La stima dei costi può essere fatta con una valutazione separata dei costi legati all'accumulo (espressi in €/kWh) ed al sistema di conversione (espressi in €/kW).

Per un sistema costituito da un'unità di accumulo ed un dispositivo di conversione della potenza, il costo del sistema può essere espresso nella forma:

$$C_{tot}(\text{€}) = C_{pcs}(\text{€}) + C_{acc}(\text{€}) + C_{BOP}(\text{€}) = C_{pcs}^u \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) \cdot P(\text{kW}) + C_{acc}^u \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \cdot E(\text{kWh}) + C_{BOP}^u \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) E(\text{kWh})$$

Dove $C_{pcs}(\text{€})$ è il costo del sistema di conversione, $C_{acc}(\text{€})$ il costo dell'accumulo, $C_{BOP}(\text{€})$ il costo di eventuali sistemi di bilanciamento.

Inoltre C_{pcs}^u (€/kWh), C_{acc}^u (€/kWh), C_{BOP}^u (€/kWh) sono, rispettivamente, i costi unitari del dispositivo di conversione, del sistema di accumulo e di eventuali sistemi di bilanciamento, quest'ultimo può esser espresso in funzione della capacità della batteria o come un costo fisso o proporzionale alla potenza. Infine P (kW) è la potenza nominale del sistema di accumulo mentre E (kWh) è la sua capacità. Nella valutazione dei costi unitari si deve tener conto dei costi delle infrastrutture, costi di installazione della batteria, costi di interconnessione e per le autorizzazioni.

Per una completa valutazione tecnico/economica dell'investimento è necessario tenere anche in considerazione i costi di sostituzione del sistema di accumulo, che dipendono dalla durata di vita utile della specifica tecnologia. Inoltre, i costi di gestione e manutenzione.

Esempio costi per batteria Li-ioni
(Figura 81)

	Batteria Litio-ioni
Costo unitario accumulo (€/kWh)	385
Costo unitario PCS (€/kW)	135
Costo unitario BOP (€/kWh)	-
Vita utile (anni)	10
Costi di sostituzione della batteria (€/kWh)	300
Efficienza energetica (%)	90

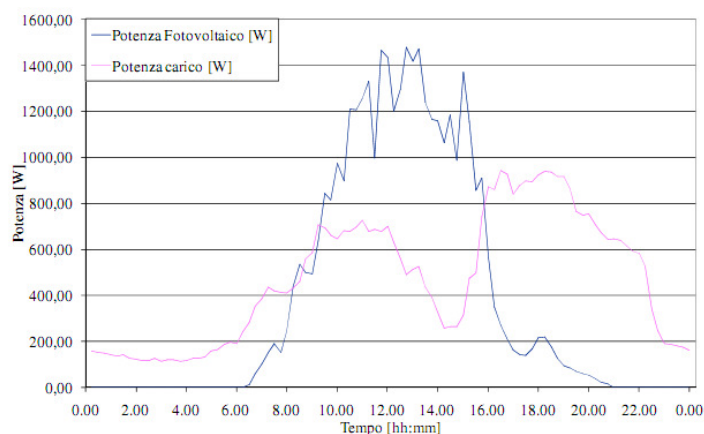
Caratterizzazione di un carico elettrico

La rete elettrica può essere assimilata ad una sorta di accumulatore che riceve energia nei momenti in cui l'impianto fotovoltaico ne produce più di quanto l'utenza necessita e ne fornisce quando l'utenza richiede più energia di quanta l'impianto in quel momento è in grado di produrne. La penetrazione massiccia di generatori fotovoltaici può produrre problemi di esercizio della rete elettrica a causa della natura intermittente della sorgente. Perciò, l'integrazione con un sistema di immagazzinamento dell'energia, che sostituisca la rete da questo punto di vista, risulta essenziale per garantire che la potenza in uscita da un generatore fotovoltaico risulti più regolare e prevedibile.

I sistemi di accumulo permettono di compensare le fluttuazioni della potenza generata da fonti rinnovabili non programmabili, limitando gli effetti negativi dell'aleatorietà della produzione fotovoltaica, garantendo di conseguenza una migliore integrazione di questi generatori nella rete elettrica.

Con la riduzione dei prezzi degli impianti fotovoltaici e la presenza di incentivazione, con bonus per l'autoconsumo, sempre più utenze domestiche si configurano come piccoli produttori fotovoltaici. Il picco di produzione di un impianto fotovoltaico, come mostrato in figura, risulta traslato temporalmente dal picco di assorbimento dell'utenza e questo determina la necessità di sfruttare come polmone la rete o per esempio un dispositivo di accumulo, per poter utilizzare in un secondo momento l'energia prodotta in eccesso in un dato momento dal proprio impianto.

(Fonte elaborazione [10][4][d][j])



Curve di produzione e di carico (dati medi sui 15 minuti) (Figura 82)

L'installazione in parallelo ad un impianto fotovoltaico di un sistema di accumulo di energia elettrica, infatti, permette di disaccoppiare la potenza prodotta dal generatore da quella assorbita dal carico e di rendere più regolare e prevedibile la potenza immessa o assorbita da rete.

Un profilo più regolare della potenza consentirebbe di ridurre la modulazione degli impianti dispacciabili che, in assenza degli accumuli, dovrebbero compensare le variazioni della produzione rinnovabile; un profilo più prevedibile consentirebbe invece al gestore della rete di ridurre la quantità di riserva da approvvigionare, riducendo così i relativi costi che il sistema dovrebbe sopportare. Un sistema di accumulo può dare ulteriori vantaggi, come già visto, anche dal punto di vista dell'acquirente apportando miglioramenti alla qualità e alla continuità del servizio ed evitare, in fase di prelievo, il superamento della potenza contrattuale.

Diagrammi temporali e curve di durata

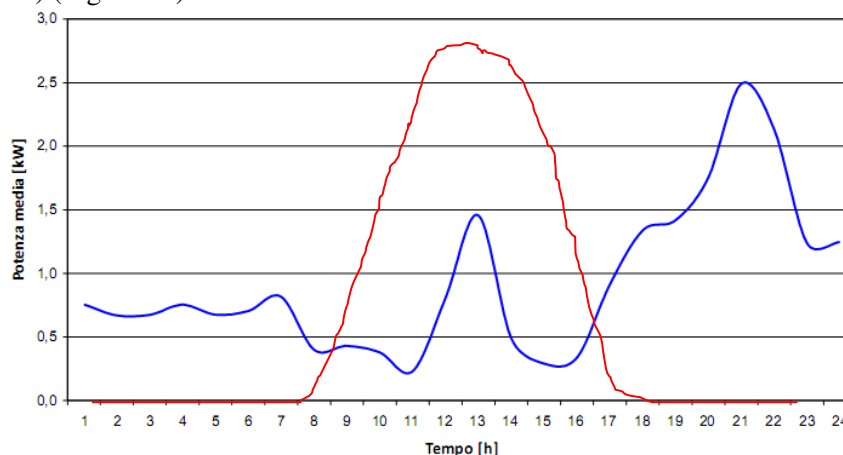
Ai fini del corretto dimensionamento di un dispositivo di accumulo, è fondamentale l'analisi dei diagrammi temporali della potenza scambiata fra la rete e gli utenti ad essa allacciati.

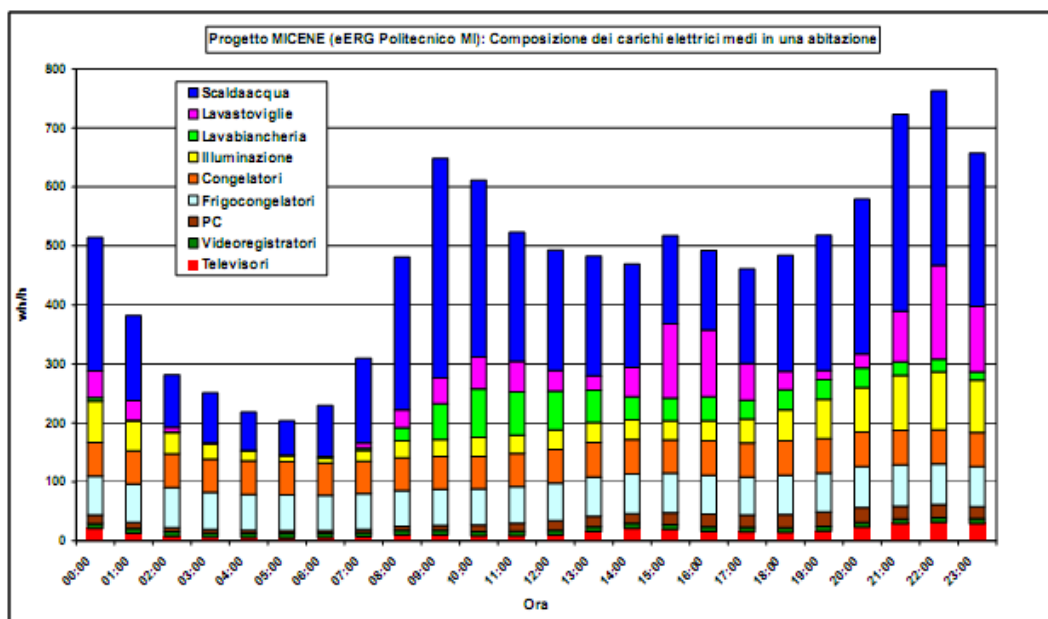
L'andamento nel tempo dei consumi di una data utenza, o aggregato di utenze, può essere analizzato tramite il diagramma di carico della stessa, che rappresenta l'andamento temporale della potenza attiva assorbita in un intervallo di tempo T.

Gli orizzonti temporali tipicamente analizzati, per ovvi motivi di ciclicità, sono il giorno, la settimana, il mese e l'anno.

Di seguito è riportato, come esempio, un andamento riconducibile ad un'utenza civile.

Diagramma di carico tipo di un'utenza civile (blu) e produzione da impianto fotovoltaico 3kWp (rosso) (Figura 83)



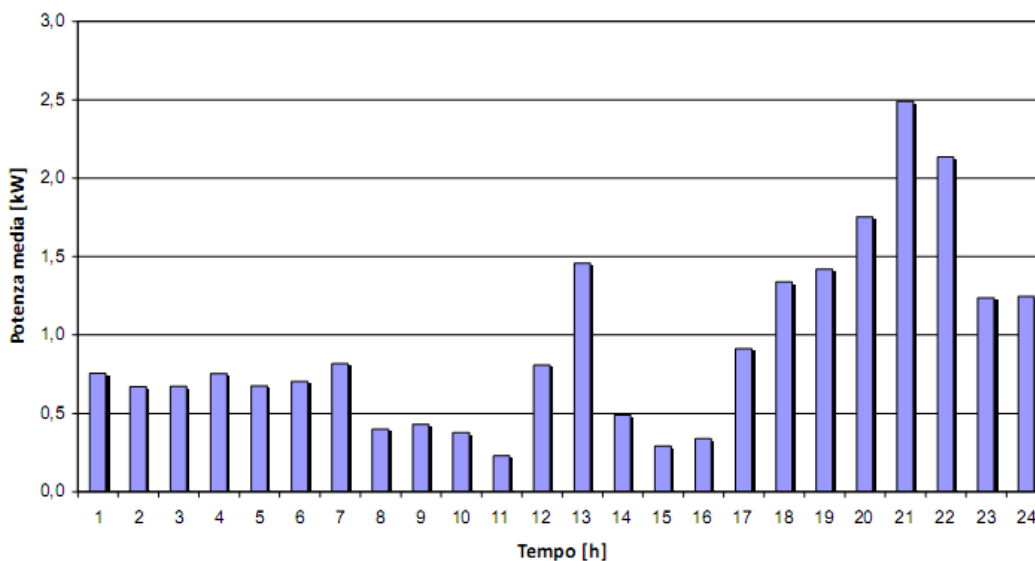


Esempio di diagramma di carico tipico di un'utenza civile (Figura 84)

L'area sottesa dal diagramma di carico rappresenta l'energia totale assorbita nel periodo in esame, mentre l'ordinata massima indica la massima potenza attiva P_M assorbita dal carico ed è un dato utile per il dimensionamento del sistema di alimentazione.

In alcuni casi si misura il valore istantaneo della potenza, mentre in altri casi si dispone solo del valor medio della potenza registrato a intervalli regolari. Lo stesso regime tariffario, generalmente, considera periodi rilevanti di 15 minuti o di un'ora, anziché grandezze istantanee.

Quando si opera una discretizzazione temporale rilevante, ad esempio di un'ora, si preferisce rappresentare graficamente le curve di carico in forma di istogramma, invece che di linea continua.



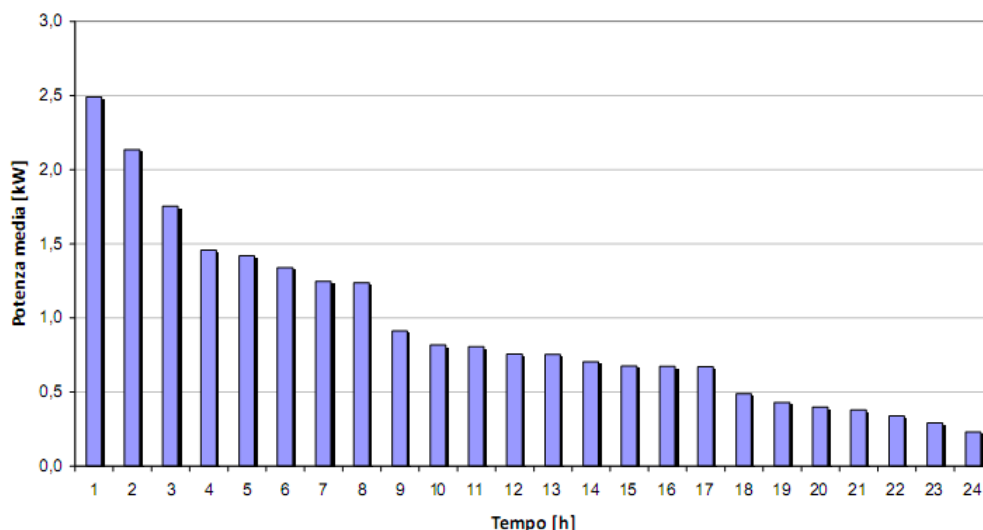
Esempio di diagramma di carico in forma di istogramma (Figura 85)

Una seconda modalità di rappresentazione, che mette in evidenza la durata di questi picchi rispetto al periodo di tempo considerato, è il diagramma di durata del carico, detto anche curva cumulata (o monotona).

L'ascissa di un punto della cumulata di carico rappresenta il tempo complessivo durante il quale la potenza assorbita dal carico è stata maggiore o uguale all'ordinata del punto.

Questa curva ha in comune con il diagramma di carico il valore massimo e l'area.

Di seguito si riporta un esempio in cui la durata dei picchi è breve rispetto al periodo di tempo considerato e la monotona di carico è caratterizzata, di conseguenza, da una pendenza ripida.



Esempio di diagramma di durata del carico (Figura 86)

La curva cumulata ha anche il vantaggio di permettere di determinare rapidamente quanta area, e quindi energia, si trova tra la curva e un determinato valore di potenza P^* .

In questo modo, ad esempio, si può vedere quanta energia viene assorbita dall'utenza quando la potenza supera P^* .

Indici di valutazione

L'analisi grafica deve essere integrata con indici descrittivi, per poter fornire una caratterizzazione esaustiva del carico. Inoltre, tramite l'utilizzo degli indici risulta spesso più facile e immediato il confronto tra gruppi di utenze.

In presenza di un aggregato di utenze, occorre conoscere la contemporaneità dei loro assorbimenti.

Da qui nasce la necessità di calcolare il fattore di contemporaneità, f_c , definito come il rapporto fra la potenza massima assorbita dal complesso dei carichi, $P_{M(TOT)}$, e la somma delle potenze massime assorbite da ciascun carico $P_{M(k)}$:

$$f_c = \frac{P_{M(TOT)}}{\sum_{k=1}^n P_{M(k)}}$$

dove n è il numero di carichi.

Il fattore di contemporaneità decresce al crescere del numero di gruppi di carichi omogenei. Per quartieri residenziali (e quindi per impieghi energetici di tipo prevalentemente domestico) si può usare una relazione che fornisce con buona attendibilità il valore del fattore di contemporaneità per un gruppo di utenti facenti capo a una stessa alimentazione, tenendo conto della dipendenza del fattore di contemporaneità dal numero degli utenti, n , presi in esame e dal tenore di vita degli abitanti.

$$F_{co} = F_{co\infty} + \frac{(1 - F_{co\infty})}{\sqrt{n}}$$

dove F_{coo} , che rappresenta il fattore di contemporaneità per un numero infinitamente grande di abitazioni, può assumersi 0,12 per abitazioni di quartieri con elevato tenore di vita e 0,15 negli altri casi.

Un altro parametro che caratterizza un'utenza sono le ore equivalenti annue, h_A , definite come il rapporto tra il consumo totale annuo e la potenza contrattuale, P_C .

$$h_A = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P(t)}{P_C}$$

dove $P(t)$ è la potenza assorbita media ogni ora e 8760 sono le ore presenti in un anno.

Indicativamente, un'utenza domestica ha un numero di ore equivalenti annue non lontano da 1000; utenze con un h_A minore di 500 h/anno si considerano a basso consumo.

Criteria di dimensionamento

Vantaggi dell'accumulo per l'utenza

Il dimensionamento del sistema di accumulo deve avvenire in base ai servizi, di potenza e/o di energia, richiesti all'accumulo stesso.

Di seguito si analizzano i vantaggi associati all'installazione del sistema di accumulo per i due soggetti che vengono direttamente influenzati da questa soluzione progettuale: l'utenza e il distributore.

Nel caso di piccole utenze domestiche, vista la forma esponenziale della curva di carico cumulata, l'obiettivo principale di gestione richiesto all'accumulo è quello di evitare i picchi di assorbimento, alimentando il carico quando esso richieda una potenza superiore ad una data soglia; in secondo luogo fornire una riserva disponibile di energia e inoltre garantire una certa continuità del servizio.

In questo modo, il sistema complessivo costituito dall'insieme accumulo-carico, appare, come un unico carico aggregato avente un diagramma di carico con ordinata massima pari alla soglia scelta per l'intervento dell'accumulo.

Andando ad analizzare gli effetti che una tale gestione ha sull'utenza passiva, si identifica come primo vantaggio la riduzione della potenza contrattuale necessaria nel punto di consegna, ovvero un aumento della potenza disponibile a pari soglia contrattuale; tutto ciò si traduce in un vantaggio economico in relazione alla posizione tariffaria del consumatore; ecco che con tale sistema ci può essere la possibilità per l'utente domestico di passare dalla tariffa D3 alla tariffa D2 come si vedrà in seguito, ottenendo un risparmio consistente in bolletta oltre ad un maggior introito dato dalla tariffa incentivante per l'aumento dell'autoconsumo al quale contribuisce anche il sistema di accumulo.

Per completezza, si ricorda che attualmente in Italia esistono due principali tipologie di consegna dell'energia:

- senza dispositivo limitatore di potenza (utenze oltre 37,5kW): la quota di potenza pagata mensilmente al distributore è proporzionale alla massima energia effettivamente assorbita nell'arco di un quarto d'ora, considerando tutti i quarti d'ora del mese in esame;
- con dispositivo limitatore di potenza (utenze al di sotto dei 37,5kW, come quelle domestiche): il contatore installato presso il consumatore limita il valore della potenza disponibile, in quanto provvede al distacco dell'alimentazione qualora la potenza media assorbita su 2 minuti superi la potenza contrattuale, aumentata di una franchigia del 10%.

La quota di potenza è proporzionale alla potenza contrattuale.

Da questa analisi si deduce che l'installazione di un accumulo presso un'utenza ha come vantaggio immediato la riduzione della componente tariffaria legata alla potenza impegnata o contrattuale.

Per il caso con limitazione della potenza, tipico delle utenze domestiche, il valore aggiunto dell'accumulo si esplica quindi quando esso consenta una riduzione della potenza contrattuale, contenendo a un valore tollerabile il numero di superamenti in un anno.

Il sistema di stoccaggio può essere integrato con politiche più o meno automatiche di gestione dei carichi, che consentano di ridurre la capacità dell'accumulo, in quanto parte della funzione di livellamento del diagramma di carico viene esplicitata da un'azione di load following.

Se le punte di assorbimento dell'utenza sono diurne, una seconda conseguenza che si ottiene indirettamente da questo tipo di gestione dell'accumulo è lo spostamento del consumo di energia dalle ore di picco (ore piene) a quelle fuori picco (ore vuote), ovvero il time shift. Ciò avviene perché il sistema di stoccaggio interviene nei momenti di maggior richiesta e si ricarica in quelli in cui l'utenza non supera il valore di soglia. Il trasferimento di energia da ore piene a ore vuote, a pari consumo complessivo, si traduce in una minore spesa nel caso di applicazione di tariffe biorarie.

Infine, con opportuni accorgimenti sulla gestione e investendo maggiormente sul sistema di controllo, si possono ottenere vantaggi sulla continuità di alimentazione, in quanto il sistema di accumulo può fare da gruppo di continuità, per periodi la cui durata è legata alla capacità del sistema di stoccaggio.

Vista l'elevata continuità del servizio associata oggi giorno alle reti di distribuzione, in linea di massima si può ritenere che questo obiettivo di gestione sia economicamente conveniente solo per utenze adibite alla produzione o alla fornitura di servizi, mentre non è di particolare interesse, in termini di danno evitato, per l'utenza domestica media.

Vantaggi dell'accumulo per il distributore

Se si analizzano gli effetti che l'installazione di un accumulo ha per il distributore, si osserva, per prima cosa, una riduzione delle perdite nella rete a monte della sezione di prelievo e una riduzione dei costi di impianto.

Infatti, analizzando il sistema complessivo accumulo-carico, si osserva, una diminuzione della potenza massima impegnata, attuando così il peak shaving. Ciò si traduce in minori perdite (proporzionali al quadrato della potenza richiesta) e in una minor capability richiesta al sistema di alimentazione a monte.

Altri aspetti legati all'installazione del sistema d'accumulo, d'interesse per il distributore, sono il miglioramento della qualità del vettore elettrico e la funzione di bilanciamento della rete con conseguente aumento della sua stabilità.

La qualità viene aumentata in termini di continuità dell'alimentazione, grazie alla capacità dell'accumulo di fare da riserva di rete analogamente a quanto visto per gli effetti sull'utenza.

Naturalmente, in funzione del tipo di discontinuità che si vuole compensare, cambia il dimensionamento del sistema di stoccaggio.

Se, ad esempio, si vuole proteggere il carico da lunghe interruzioni, occorrono apparati idonei ad immagazzinare significativi valori di energia.

Se, invece, si vogliono compensare solo buchi di tensione, sono necessari dispositivi che forniscono alta potenza per breve tempo, quali ad esempio i supercondensatori.

In termini di bilanciamento della rete, l'accumulo ha la funzione di fare da "polmone" a fronte delle continue variazioni di produzione e consumo, in un'ottica di alimentazione in isola.

Analogamente, l'accumulo può compensare le forti variazioni di produzione delle fonti rinnovabili legate alle condizioni ambientali ai fini dell'inseguimento della domanda di rete. Quest'ultimo aspetto può essere di maggiore rilevanza per il produttore o fornitore (se utente del dispacciamento) piuttosto che per il distributore.

Scelta della potenza e dell'energia dell'accumulo

Definiti i vantaggi derivanti dall'installazione di un accumulo, si vogliono analizzare i criteri con cui deve essere dimensionato.

Per prima cosa, ci si vuol focalizzare sul dimensionamento in potenza del sistema costituito dal dispositivo di stoccaggio, dall'interfaccia con la rete e dal complesso dei dispositivi necessari alla gestione e al controllo.

Considerando una gestione del tipo "a superamento di soglia", come quella precedentemente descritta, la potenza richiesta al sistema di accumulo vale:

$$P_A = P_{Contr} - P_S$$

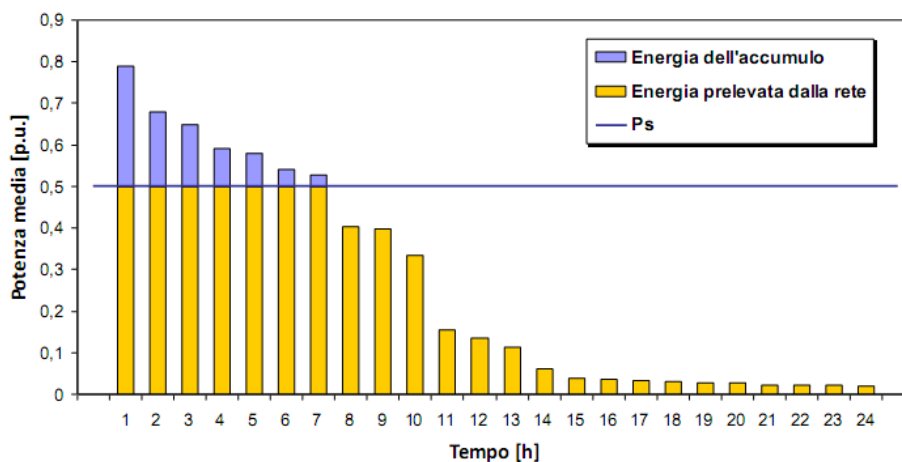
dove P_A rappresenta la potenza del sistema di accumulo, P_{Contr} la potenza contrattuale (o impegnata) attuale dell'utenza e P_S quella di soglia, superata la quale interviene l'accumulo.

La stima della capacità energetica richiesta all'accumulo, in funzione del suo dimensionamento in potenza (P_A), può essere svolto in due modi:

- tramite l'analisi delle cumulate giornaliere;
- tramite l'analisi dei diagrammi di carico.

Analisi delle cumulate giornaliere

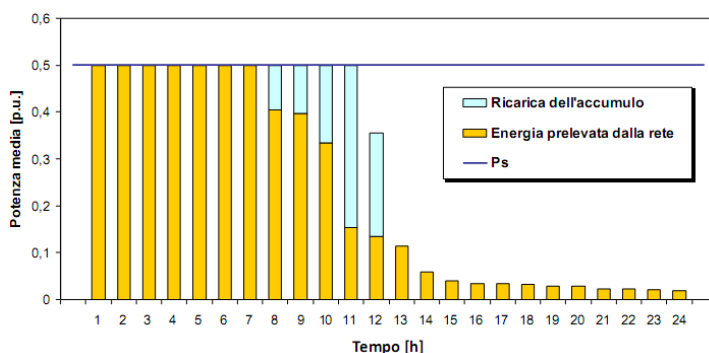
Imponendo la P_S , si analizza l'area compresa tra la cumulata giornaliera e la retta parallela alle ascisse di ordinata pari alla P_S , come mostrato ad esempio nella figura seguente per il caso $P_S = 0,5$ p.u.



Esempio di dimensionamento dell'energia dell'accumulo in base alla cumulata giornaliera e alla potenza di soglia P_S . (Base 3kW). (Figura 87)

L'area viola corrisponde all'energia richiesta dall'utenza all'accumulo in quel giorno, trascurando fenomeni di ricarica infra-giornaliera (ovvero supponendo che l'accumulo si ricarichi soltanto nelle ore serali). Con questa tecnica, si rischia un lieve sovradimensionamento dell'accumulo in termini energetici, che però assicura una minor profondità di scarica e quindi in una maggiore vita utile.

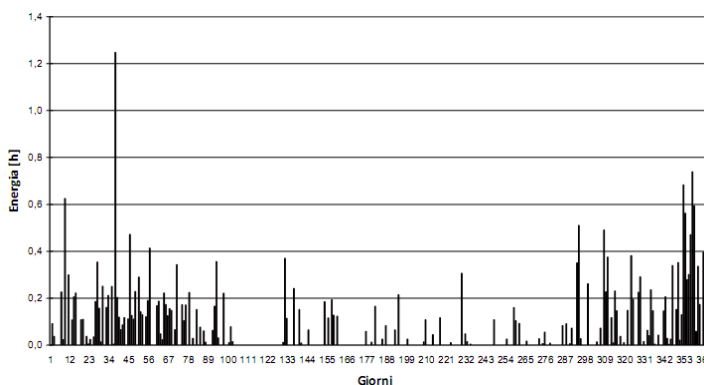
Se si considera l'effetto della ricarica, il diagramma di durata del carico del complesso accumulo-utenza sarà del tipo mostrato in figura.



Cumulata giornaliera del complesso accumulo-utenza con ricarica dell'accumulo a fine giornata. (Figura 88)

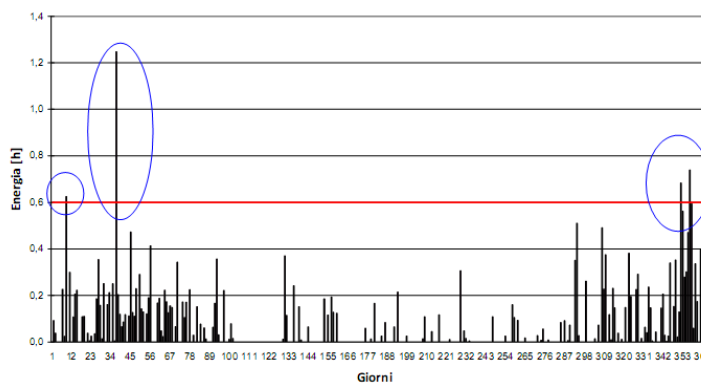
Fissata una potenza di soglia P_s , se si calcola l'area compresa tra la cumulata e P_s in tutti i giorni dell'anno, si ottiene, giorno per giorno, la capacità necessaria ad evitare il superamento della potenza di soglia.

L'esempio seguente si riferisce a un'utenza domestica da 3 kW, avendo supposto di voler limitare i prelievi dalla rete ad una potenza di soglia P_s pari a 1,5 kW:



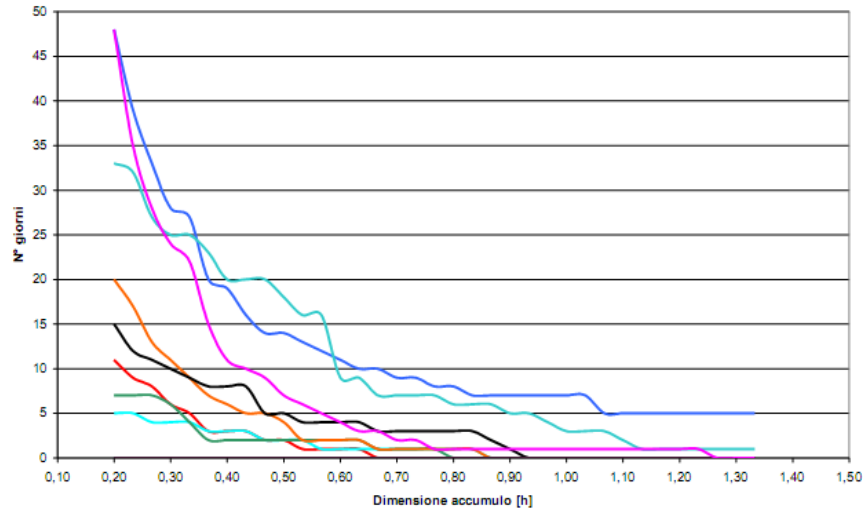
Capacità dell'accumulo richiesta per ogni giorno dell'anno per un'utenza domestica da 3 kW, con $P_s=1,5$ kW (accumulo da 1,5 kW) (Figura 89)

Se ad esempio si prendesse un accumulo della capacità di 0,6h (0,9 kWh), si avrebbe un superamento della potenza di soglia in quattro giorni all'anno:



Giorni di superamento della potenza di soglia di 1,5 kW (utenza da 3 kW, accumulo da 1,5 kW e 0,9 kWh). (Figura 90)

Nella figura seguente, sempre con riferimento ad una potenza di soglia di 1,5 kW, si è ripetuta l'analisi precedente per altre utenze da 3 kW, individuando per quanti giorni all'anno l'accumulo non è sufficiente a evitare il superamento della potenza di soglia, in funzione della sua capacità.

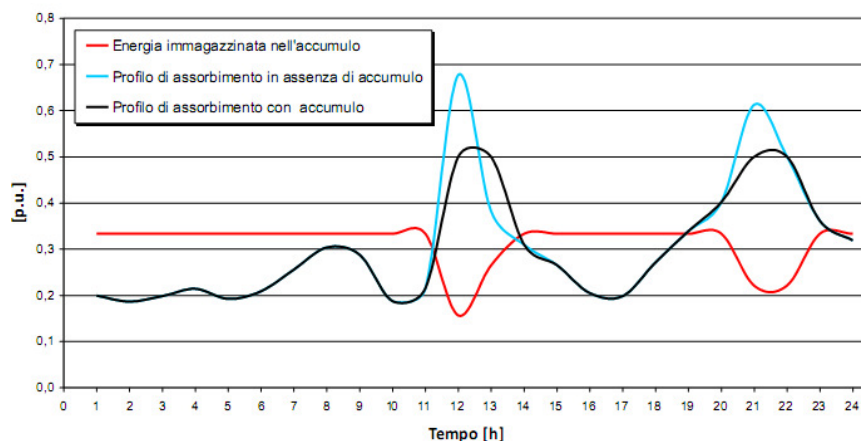


Giorni annui di superamento della potenza di soglia, in funzione della capacità dell'accumulo (varie utenze domestiche da 3 kW, $P_s=1,5$ kW) (Figura 91)

Analisi dei diagrammi di carico

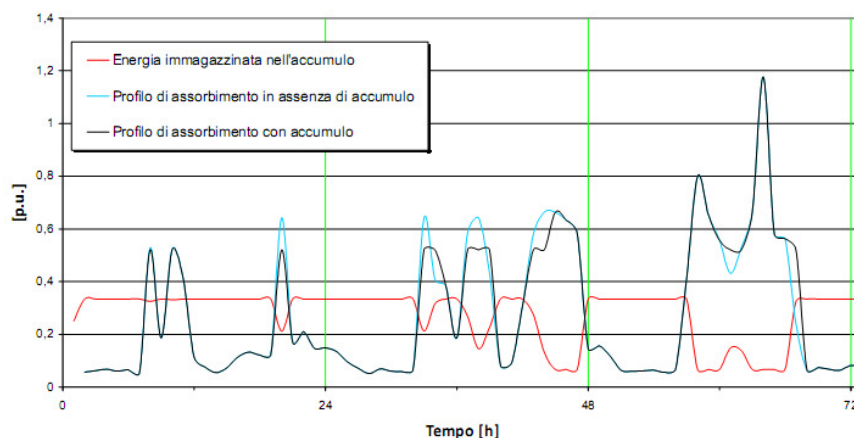
Un altro metodo utilizzabile per dimensionare l'accumulo è basato sull'analisi temporale dei diagrammi di carico, ad esempio supponendo che la ricarica del dispositivo di stoccaggio avvenga non appena è disponibile potenza, ovvero non appena l'assorbimento dell'utenza torna sotto la P_s .

In questo modo, definendo un rendimento di ricarica e un livello minimo di carica, è possibile simulare come si modifica il diagramma di carico del consumatore:



Simulazione dell'effetto di un accumulo sul diagramma di carico di un'utenza (Figura 92)

L'esempio seguente fa riferimento ad un'utenza domestica da 3 kW:



Simulazione dell'andamento del diagramma di carico di un'utenza domestica da 3 kW, in presenza di accumulo (Figura 93)

Si noti che:

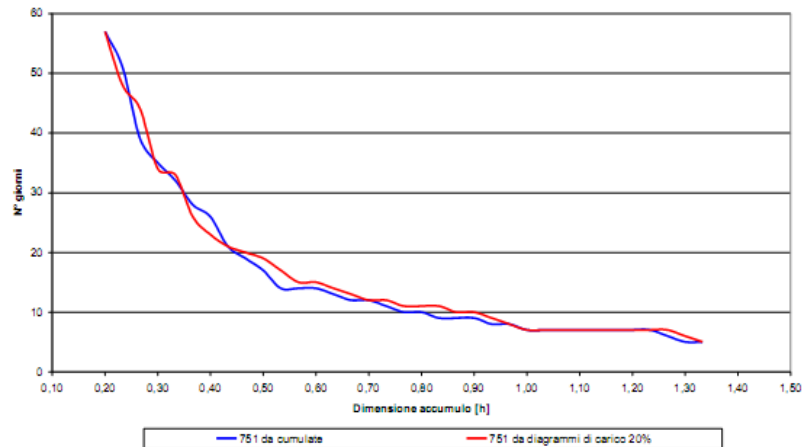
- si è scelto di far partire la simulazione con un livello di carica del 75%, come se non si fosse ricaricato completamente nei giorni feriali precedenti;
- i tratti in cui il profilo di assorbimento con accumulo coincide con quello senza accumulo indicano il raggiungimento del livello di carica minimo e quindi la rialimentazione del carico interamente da parte della rete.

Dati: (Figura 94)

Utente	Domestico
Potenza di base [kW]	3
Capacità dell'accumulo [kWh]	1
Capacità accumulo [h]	0,33
Soglia di potenza P_s [p.u.]	0,5
Carica iniziale [%]	75
Rendimento di carica	0,92
Limite minimo carica [%]	20

Analogamente a quanto svolto con la tecnica di analisi delle cumulate, è possibile stimare il numero dei giorni in cui l'accumulo è insufficiente a limitare al di sotto della P_s la potenza prelevata, andando a contare i giorni in cui l'accumulo raggiunge il livello minimo ammesso di carica.

La tecnica di dimensionamento basata sulle cumulate appare comunque molto più rapida e più semplice da adottare, permettendo al contempo un dimensionamento del tutto in linea con quello risultante dalla simulazione temporale; come si può notare nel grafico successivo.



Giorni annui in cui l'accumulo non è in grado di mantenere la potenza sotto la P_s (Figura 95)

Confronto fra gli esiti delle due tecniche di dimensionamento

Come nota finale, va detto che il numero di giorni in cui l'accumulo non è sufficiente a mantenere la potenza sotto alla P_s assume una diversa importanza a seconda dell'utenza considerata. Infatti, come già detto, in presenza del limitatore di potenza il superamento della P_s porta a una temporanea interruzione della fornitura, risolta da un load shedding manuale da parte dell'utente e da un successivo riarmo; in assenza di limitatore, l'unico effetto è un piccolo aumento della componente tariffaria di remunerazione della potenza impegnata.

Analisi della curva interpolante dei diagrammi di durata

Precedentemente si è ipotizzato di analizzare le singole curve cumulate giornaliere, desunte da un profilo annuo di carico. E' ovviamente possibile, avendo ottenuto un modello esponenziale di tali cumulate, svolgere la stessa analisi sul modello interpolante anziché sulle misure grezze.

Assunto $n=1$ e avendo calibrato il parametro k (funzione dell'espressione che regola il fenomeno) in base ai diagrammi giornalieri di durata del carico, l'area sottesa dalla curva interpolante fra l'inizio della giornata e l'istante t^* può essere così calcolata:

$$A = \int_0^{t^*} \frac{k}{(t+k)} dt = k \cdot \ln(t+k) \Big|_0^{t^*} = k \left(\ln(t^* + k) - \ln(k) \right)$$

In particolare, è d'interesse fissare t^* pari all'istante in cui la cumulata passa per la potenza di soglia, P_s :

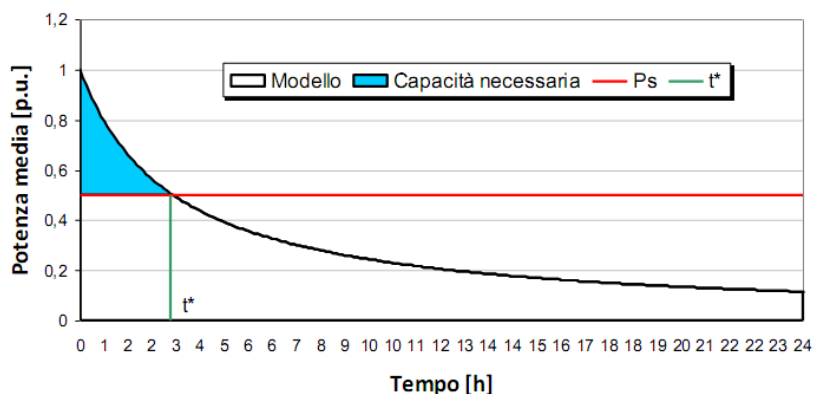
$$P(t^*) = \frac{k}{t^* + k} = P_s \Rightarrow t^* = \frac{k}{P_s} - k$$

da cui:

$$A = k \left(\ln\left(\frac{k}{P_s} + k\right) - \ln(k) \right) = k \left(\ln\left(\frac{k}{P_s}\right) - \ln(k) \right)$$

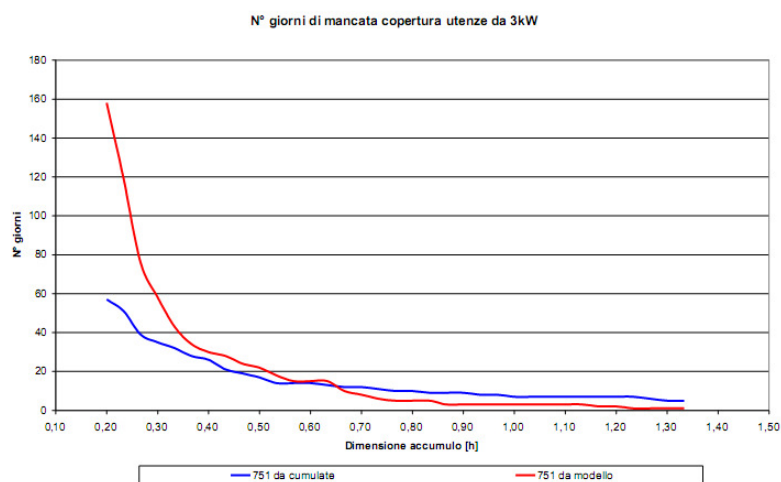
Per dimensionare l'accumulo occorre determinare l'energia W compresa tra la cumulata e la potenza di soglia P_s , perciò:

$$W = A - P_s t^* = k \left(\ln\left(\frac{k}{P_s}\right) - \ln(k) \right) - P_s \left(\frac{k}{P_s} - k \right)$$



Applicazione del modello esponenziale delle cumulate per dimensionare la capacità dell'accumulo (Figura 96)

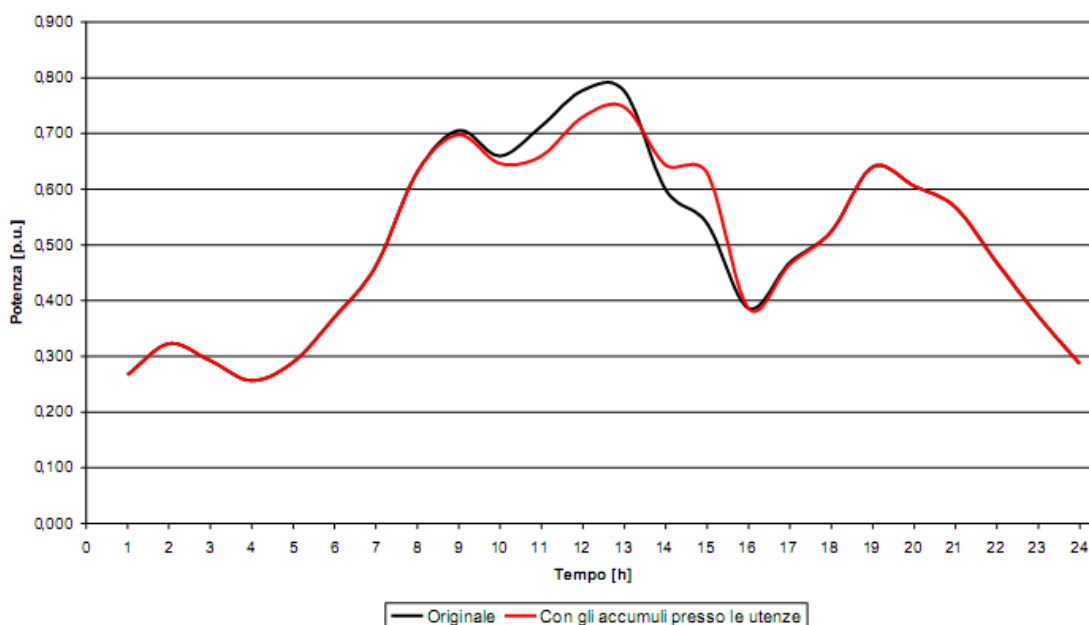
L'analisi svolta su un'utenza da 3 kW mostra che il modello esponenziale dà ottimi risultati per accumuli oltre la mezzora, mentre sottodimensiona la capacità quando questa è particolarmente piccola:



Numero di giorni di cui l'accumulo non mantiene potenza sotto la soglia P_s . (Figura 97)
 Confronto fra cumulate giornaliere effettive e loro modello esponenziale

Effetti dell'accumulo domestico sul diagramma di carico della cabina

Sfruttando gli algoritmi descritti, si sono determinati gli effetti di un'installazione diffusa di piccoli sistemi di accumulo presso le utenze domestiche, in termini di diagrammi di carico della cabina secondaria. Di seguito è riportato l'esito di una di queste simulazioni.



Modifica del diagramma di carico di una cabina secondaria per effetto dell'installazione di piccoli accumuli presso le utenze domestiche. (Figura 98)

Dall'analisi di questo diagramma si può notare come gli accumuli riducano significativamente il picco di carico della cabina.

Valutazione e scelta della tecnologia

Dall'analisi svolta nei precedenti capitoli, appare chiaro che il dimensionamento del sistema di accumulo deve essere effettuato in stretta correlazione con le modalità di prelievo dell'utenza. In particolare:

- la potenza P_A dell'accumulo è strettamente legata alla soglia di prelievo di potenza (P_S) che si è scelto di non superare; infatti P_A è pari alla differenza fra l'attuale picco di carico (tipicamente: la potenza contrattuale più la franchigia ammessa dal distributore) e P_S ;
- la capacità C_A dell'accumulo va dimensionata in base all'energia che esso deve fornire per evitare un superamento di P_S ; tale energia è funzione del diagramma di carico e della potenza di soglia scelta.

Chiarito che il dimensionamento dell'accumulo è funzione della potenza di soglia oltre la quale si vuole far intervenire l'accumulo, è necessario definire un metodo per calcolare la P_S ottimale di ogni singola applicazione, sulla base del vantaggio economico che l'installazione del sistema di accumulo apporta all'utenza.

La tecnologia dell'accumulo va scelta in base al legame che sussiste, una volta note le esigenze del carico, fra ogni possibile potenza (P_A) e la corrispondente capacità in ore (C_A) richiesta all'accumulo stesso.

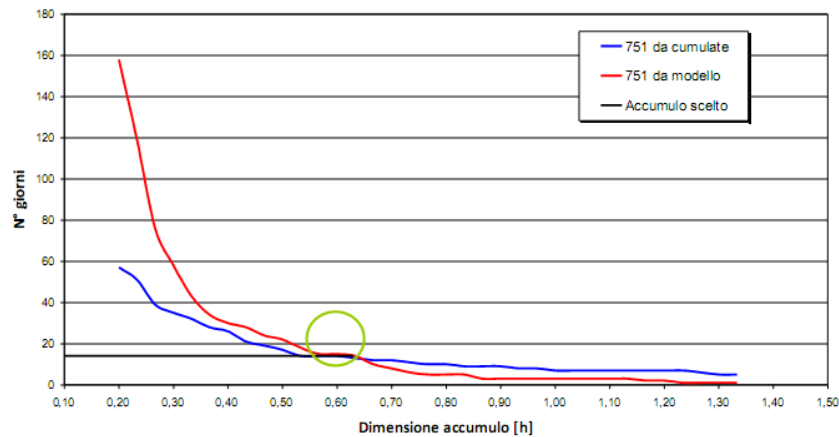
Fissata la potenza di soglia P_S , e quindi la potenza P_A dell'accumulo, C_A va dimensionata in base al numero dei giorni annui in cui il superamento di P_S (con temporanea interruzione della fornitura) è ritenuto tollerabile per quell'utenza.

Questa scelta dovrà essere concordata in fase progettuale con l'utente.

Di seguito sono riportate alcune considerazioni su un'utenza domestica tipo ($P_{Contr}=3kW$) ipotizzando un valore di 15 superi di potenza all'anno.

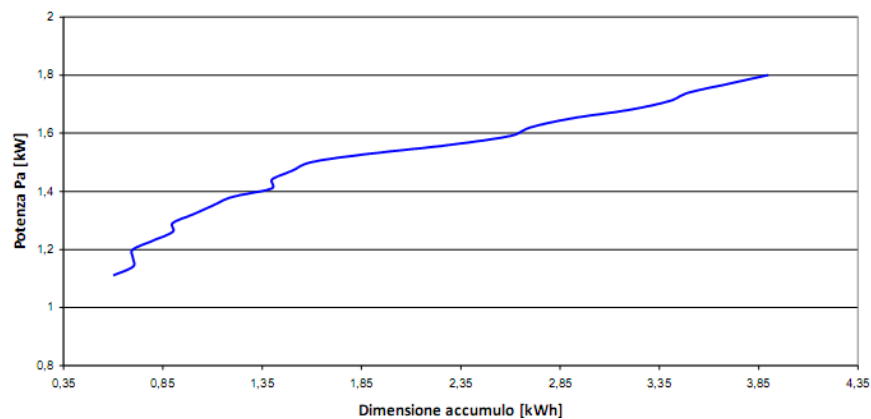
Sia utilizzando la tecnica di dimensionamento basata sulle cumulate giornaliere effettive, sia il modello esponenziale delle cumulate stesse, si giunge a una C_A di circa 0,6h alla potenza contrattuale di 3kW (1,8 kWh).

La seguente figura è relativa al caso $P_S=P_A=1,5 kW$.



Scelta della capacità dell'accumulo, in funzione dei giorni annui di incompleta fornitura, usando le cumulate giornaliere (da misura e da modello), $P_S=1,5 kW$. (Figura 99)

Mantenendo fisso a 15 il numero di giorni di supero di potenza tollerabili, il dimensionamento della capacità per vari valori di P_S (e quindi di P_A), è quello ottenuto nel grafico C_A-P_A .



Dimensionamento potenza-energia del sistema di accumulo da installare presso un'utenza domestica da 3 kW, a pari rischio di supero di potenza (15 giorni all'anno). (Figura 100)

Definito quindi il legame richiesto tra potenza ed energia, si può scegliere la tecnologia che più soddisfa tali requisiti.

A tal fine, risulta molto utile il “diagramma di Ragone”, che rappresenta la densità di potenza in funzione della densità di energia per le varie tecnologie di accumulo.

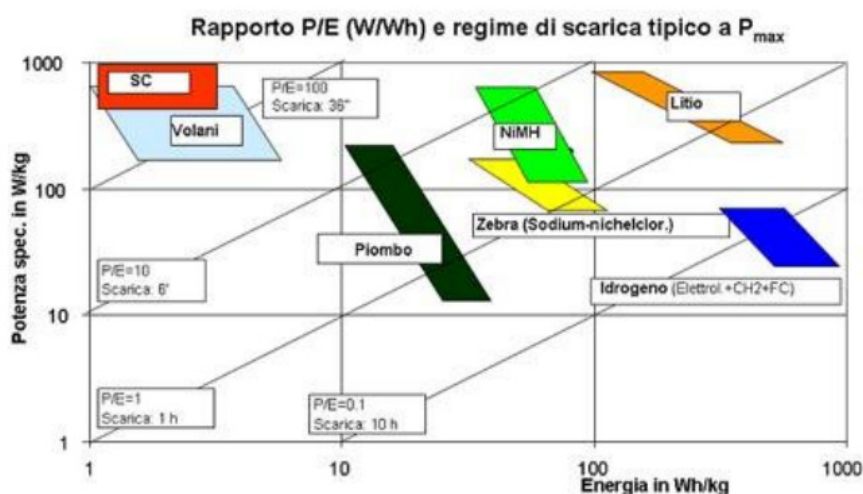


Diagramma di Ragone (Figura 101)

Analizzando una serie di utenze domestiche monitorate dal DESE, si è constatato che il rapporto potenza-energia necessario degli accumuli richiesti per questo tipo di applicazioni oscilla tra 0,5 e 1,8 [h⁻¹].

Analizzando il diagramma di Ragone, si nota che le batterie elettrochimiche sono quelle che più si avvicinano a questo rapporto.

In particolare, le batterie agli ioni di litio sono quelle che attualmente presentano maggiori prestazioni in termini di profondità di carica e scarica, densità di energia e mantenimento della capacità nel tempo.

(Fonte elaborazione [7][8][21])

5. Analisi economica

Fotovoltaico & Accumulo

Aspetti tariffari

Per effettuare un'analisi economica dell'investimento derivante all'installazione di un sistema di accumulo agli ioni di litio, si devono innanzitutto definire i costi e i possibili ricavi che sono legati a questa soluzione progettuale.

Per quanto riguarda le voci di costo:

-costo dell'accumulatore, stimabile intorno ai 600-800€/kWh;

-costo dell'inverter e dell'interfaccia con la rete di alimentazione dell'utente, stimabile intorno ai 100 €/kW;

-costo dei dispositivi che devono essere installati in ausilio al sistema di accumulo per la sua protezione e gestione, stimabili intorno al 40 % del costo totale del sistema, ma possono variare molto in base alle funzioni che devono svolgere.

Le voci di ricavo sono legate al tipo di gestione che viene fatta dell'accumulo.

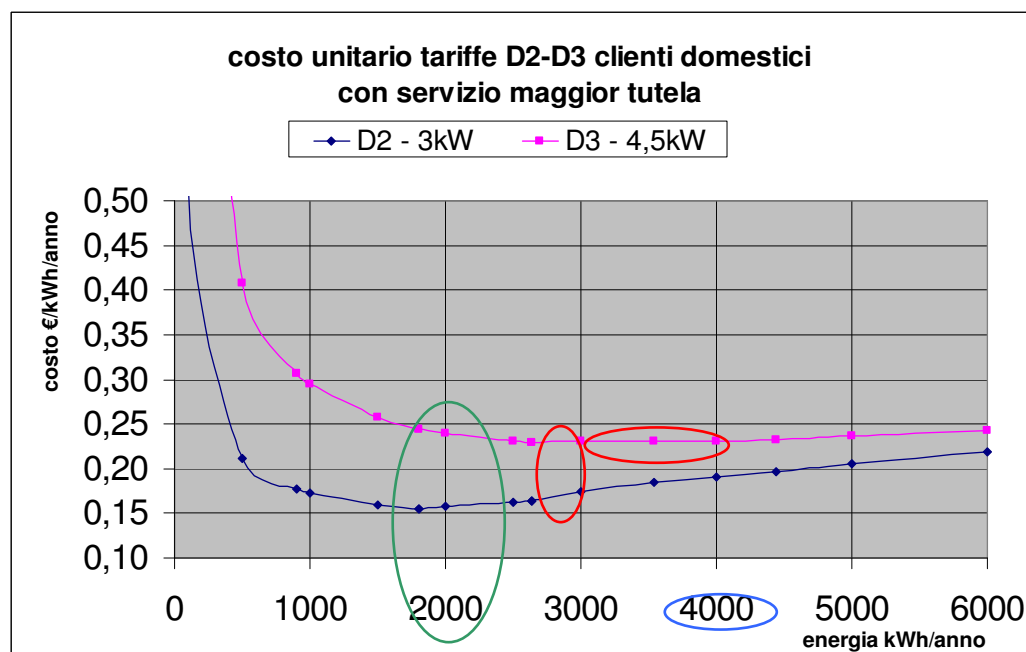
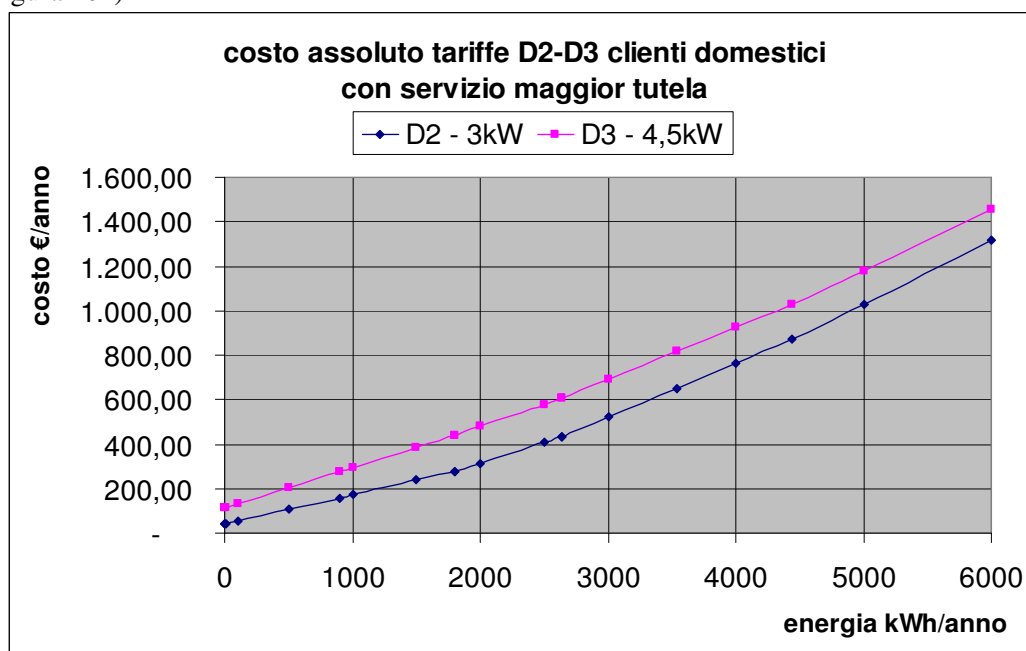
Se si predilige, ad esempio, l'aspetto della potenza disponibile, si deve considerare la riduzione del corrispettivo che remunera la potenza nella tariffa di distribuzione, che attualmente vale:

> 5,6397 €/kW/anno (servizi di rete e oneri generali) per utenze domestiche con potenza contrattuale fino a 3 kW (tariffa D2);

> 15,2397 €/kW/anno (servizi di rete e oneri generali) per utenze domestiche con potenza contrattuale oltre 3 kW (tariffa D3);

Analizzando infatti le seguenti curve, si può notare il lieve miglioramento, per quanto riguarda l'aggravio dei costi, che sarebbe dato per esempio da una riduzione dei consumi in certe fasce orarie dovuti all'introduzione del fotovoltaico, e il più marcato risparmio dovuto proprio al passaggio di tariffa grazie alla minor richiesta in fornitura di potenza e energia compensate dal sistema di accumulo.

Notiamo inoltre che il valore di spesa minimo si raggiunge per la tariffa D2 (cerchio verde), poco prima dei 2000kWh annui, considerati come soglia afferente al consumo di una famiglia in difficili condizioni economiche che viene quindi agevolata nella spesa. (Figura 102)



Calcoli effettuati con dati forniti da tabella dell'AEEG riguardante le condizioni economiche per i clienti domestici del servizio maggior tutela, ipotizzando un consumo medio delle famiglie italiane del 65% del fabbisogno annuo di energia nella fascia23 e il rimanente 35% in fascia1; valori al netto delle imposte, in vigore dal 1 luglio 2012. (Figura 103)

Un'altra conseguenza derivante dall'installazione dell'accumulo è lo spostamento dei consumi dell'utenza dalle ore piene alle ore vuote. Nell'ipotesi di prediligere gli aspetti di potenza, il trasferimento di energia non è un obiettivo primario della gestione, ma è una conseguenza della gestione improntata alla limitazione delle punte di prelievo.

Per stimare i ricavi derivanti dallo spostamento di parte dei consumi dalla fascia F1 a quella F23, si può prendere in considerazione il divario, di circa 30 €/MWh, attualmente esistente tra i prezzi di fornitura in tali fasce, nelle tariffe applicate ai clienti in Maggior Tutela.

Si ricordi che le fasce F1 e F23 sono le seguenti:

- F1 = dalle 8 alle 19 nei giorni feriali;
- F23 = tutte le altre ore.

Altro aspetto che incide sull'eventuale guadagno derivante dall'installazione dell'accumulo è la variazione del corrispettivo fisso, qualora l'utenza domestica passasse dalla tariffa D3 alla tariffa D2 si avrebbe tale variazione:

- Quota fissa tariffa D2 = 22,4725 €/anno (servizi di vendita e servizi di rete)
- Quota fissa tariffa D3 = 44,5622 €/anno (servizi di vendita e servizi di rete)

Complessivamente, supponendo che l'installazione del dispositivo di accumulo consenta di evitare il passaggio dalla tariffa D2 a quella D3, si avrà:

CORRISPETTIVO FISSO:

$$R_F = C_{FD3} - C_{FD2}$$

R_F = ricavo (costo evitato) da corrispettivo fisso

C_{FD3} = corrispettivo fisso tariffa D3

C_{FD2} = corrispettivo fisso tariffa D2

CORRISPETTIVO DI POTENZA:

-per passaggio da una potenza contrattuale maggiore di 3 kW a una minore o uguale a 3 kW:

$$R_P = C_{PD3} P_{CSA} - C_{PD2} P_{CCA}$$

R_P = ricavo (costo evitato) in termini di corrispettivo di potenza

C_{PD3} = corrispettivo unitario di potenza in tariffa D3

P_{CSA} = potenza contrattuale senza il sistema di accumulo

C_{PD2} = corrispettivo unitario di potenza in tariffa D2

P_{CCA} = potenza contrattuale con il sistema di accumulo

-se la potenza contrattuale era e rimane minore o uguale a 3 kW:

$$R_P = C_{PD2} P_A$$

P_A = potenza del sistema di accumulo

CORRISPETTIVO DI ENERGIA:

-trasferimento di energia da F1 a F23:

$$R_E = \Delta E \cdot \Delta P$$

R_E = ricavo (costo evitato) da corrispettivo di energia

ΔE = energia annua trasferita dalla fascia F1 a quella F23

ΔP = differenza media di prezzo dell'energia fra le due fasce

(Fonte elaborazione [autore][g][d][10])

Criteria di valutazione della convenienza dell'investimento

Ai fini della valutazione della fattibilità di un investimento derivante dall'installazione di un sistema di accumulo, si deve utilizzare un indice che tenga conto sia dei flussi di cassa conseguenti all'investimento, sia della loro collocazione temporale.

Tra gli indici più comuni, si può usare il Net Present Value (NPV), che corrisponde alla cumulata dei flussi di cassa attualizzati alla data dell'investimento:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{E_t - U_t}{(1+i)^t}$$

dove "n" rappresenta il periodo di tempo su cui viene svolta l'analisi economica dell'investimento, E_t è il flusso di cassa in ingresso all'istante t, U_t è il flusso di cassa in uscita all'istante t e "i" rappresenta il tasso di attualizzazione, ovvero il rendimento di riferimento garantito da un progetto alternativo, avente lo stesso livello di rischio e la stessa durata rispetto all'investimento che si sta valutando.

Se il valore individuato risulta essere positivo ($NPV > 0$), l'investimento è conveniente rispetto a quello alternativo di riferimento.

Nel caso specifico in esame:

- E_t corrisponde al costo evitato permesso dall'installazione dell'accumulo;
- $U_t = U_0$ corrisponde al costo iniziale del sistema di accumulo;
- "i" verrà considerato pari al 4 %;
- "n" è pari alla vita tecnica utile del sistema di accumulo, stimabile in 10 anni;

Applicazioni

Vediamo ora come è possibile schematizzare l'analisi dei benefici che si potrebbero conseguire:

- prendiamo come riferimento la potenza da contratto di 3kW per confrontare la tariffa D2 e 4,5kW per la tariffa D3, inoltre ipotizziamo un consumo annuo di 4000 kWh (consumo medio in ambito residenziale di una famiglia di 4 persone in Italia): il 65% di esso in fascia 23 più conveniente e il 35% che graverà nelle ore di punta e quindi con tariffa corrispondente alla fascia 1.

(Fonte elaborazione [autore][g][d][8])

Senza impianto fotovoltaico

Caso tariffa D2, contratto 3kW (Figure 104-105)

Servizio di vendita	435,64
Servizi di rete (distribuzione, trasporto e misura)	167,99
Oneri generali di sistema	160,29
Imposte di consumo	80,81
Somma	844,74
Spesa annua stimata esclusa Iva	844,74
Iva	84,47
Spesa annua stimata inclusa Iva	929,21



Caso tariffa D3, contratto 4.5kW (Figure 106-107)

Servizio di vendita	426,06
Servizi di rete (distribuzione, trasporto e misura)	269,78
Oneri generali di sistema	229,30
Imposte di consumo	90,80
Somma	1.015,95
Spesa annua stimata esclusa Iva	1.015,95
Iva	101,59
Spesa annua stimata inclusa Iva	1.117,54



Nell'esempio notiamo che senza il beneficio del fotovoltaico una famiglia media italiana verrebbe a spendere in queste condizioni circa €930 con contratto di erogazione di energia alla tariffa D2 e circa €1120 con tariffa D3 all'anno.

Nel primo caso l'incidenza di costo più rilevante sul totale è data dai servizi di vendita, le altre voci sono al di sotto del 25% mentre nel secondo caso si può notare una riduzione del costo per il servizio di vendita e un leggero aumento percentuale per oneri generali e servizi di rete rispetto al totale.

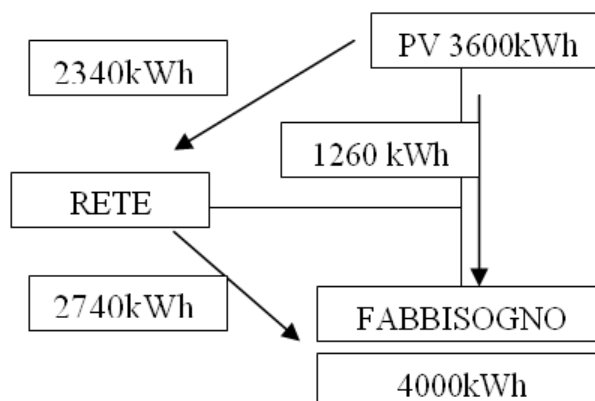
Con impianto fotovoltaico

inserendo un impianto fotovoltaico che riesca a fornire per esempio una quota del fabbisogno energetico annuo allora ecco che la spesa annua sarà inferiore per entrambe le tariffe e, oltre a passare allo scaglione inferiore per la tariffa di energia, anche la quota attribuita alla fascia 1 e alla fascia 23 varierà, in particolar modo la fascia 1 che di fatto è quella in cui il fotovoltaico funziona maggiormente, donando i propri benefici.

Ipotizziamo dunque un autoconsumo del 35% dovuto all'introduzione dell'impianto fotovoltaico.

Avremo quindi, per soddisfare il nostro fabbisogno di 4000 kWh annui, un totale di energia prelevata dalla rete di:

- nel caso di impianto PV da 3kWp di 2740 kWh (Figura 108)



Caso tariffa D2, contratto 3kW (Figure 109-110)

Servizio di vendita	298,24
Servizi di rete (distribuzione, trasporto e misura)	71,35
Oneri generali di sistema	88,30
Imposte di consumo	23,61
Somma	481,50
Spesa annua stimata esclusa Iva	481,50
Iva	48,15
Spesa annua stimata inclusa Iva	529,65

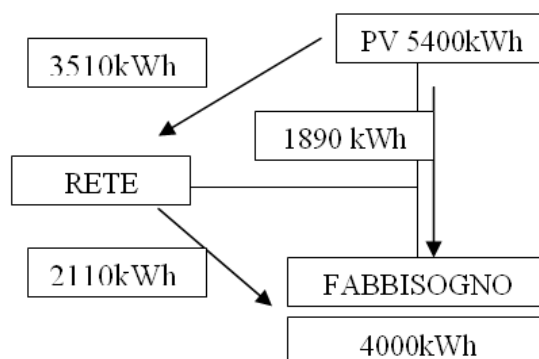


Caso tariffa D3, contratto 4.5kW (Figure 111-112)

Servizio di vendita	298,87
Servizi di rete (distribuzione, trasporto e misura)	173,14
Oneri generali di sistema	157,31
Imposte di consumo	62,20
Somma	691,52
Spesa annua stimata esclusa Iva	691,52
Iva	69,15
Spesa annua stimata inclusa Iva	760,67



-e nel caso di impianto PV da 4,5 kWp, per confronto, di 2110 kWh (Figura 113)



Caso tariffa D2, contratto 3kW (Figure 114-115)

Servizio di vendita	231,64
Servizi di rete (distribuzione, trasporto e misura)	42,88
Oneri generali di sistema	61,47
Imposte di consumo	7,04
Somma	343,03
Spesa annua stimata esclusa Iva	343,03
Iva	34,30
Spesa annua stimata inclusa Iva	377,33



Caso tariffa D3, contratto 4.5kW (Figure 116-117)

Servizio di vendita	235,28
Servizi di rete (distribuzione, trasporto e misura)	144,66
Oneri generali di sistema	121,32
Imposte di consumo	47,90
Somma	549,16
Spesa annua stimata esclusa Iva	549,16
Iva	54,92
Spesa annua stimata inclusa Iva	604,07



In questo caso le tariffe si sono abbassate essendo variato lo scaglione e il prelievo di energia dalla rete facendo rilevare in queste condizioni, nel primo caso circa €530 con contratto di erogazione di energia alla tariffa D2, qui l'incidenza di costo più rilevante sul totale è data dai servizi di vendita che supera il 50% della spesa, mentre le altre voci sono ben al di sotto del 25% e circa €760 con tariffa D3 dove si può notare una riduzione del costo per il servizio di vendita e un aumento percentuale per oneri generali e servizi di rete.

Nella seconda casistica considerata notiamo un esborso di €377 con contratto di erogazione di energia alla tariffa D2, qui l'incidenza di costo più rilevante sul totale è data dai servizi di vendita che supera il 50% della spesa, mentre le altre voci sono ben al di sotto del 25% e circa €605 con tariffa D3 dove si può notare una riduzione del costo per il servizio di vendita e un aumento percentuale per oneri generali e servizi di rete.

I miglioramenti maggiori però, si avrebbero se la potenza fotovoltaica installata fosse sufficiente per passare dalla tariffa D3 alla D2, così facendo il risparmio in bolletta sarebbe maggiore grazie al minor costo per l'acquisto dell'energia; è necessario tener presente però i costi del fotovoltaico e i relativi ricavi.

Appurato ciò, è da tener presente però che con l'aggiunta del fotovoltaico, grazie al conto energia è possibile guadagnare ancora sul kWh:

Ipotizziamo l'installazione di un impianto fotovoltaico di potenza 3kWp o 4,5kWp supponendo impianto su edificio e entrato in esercizio entro il primo semestre ognuno rispettivamente con le proprie tariffe incentivanti derivate dal V conto energia e tenendo conto delle ipotesi iniziali, consideriamo inoltre un risparmio in bolletta dato dal minor acquisto stimato in 0.05€/kWh derivante dall'autoconsumo e ricordando le assunzioni precedentemente fatte sulle percentuali di energia osserviamo l'esempio:

per impianto da 3kWp	tariffa onni	0,208 €/kWh	tariffa autoconsumo	0,126 €/kWh
produzione l'anno	3600 kWh			
totale ricavi	558,48 €			
ricavi-spese		con D2 € 100,59	con D3 -€ 70,84	
per impianto da 4,5kWp	tariffa onni	0,196 €/kWh	tariffa autoconsumo	0,114 €/kWh
produzione l'anno	5400 kWh			
totale ricavi	772,92 €			
ricavi-spese		con D2 € 436,93	con D3 € 271,66	

NB: gli importi sono considerati al netto delle imposte. (Figura 118)

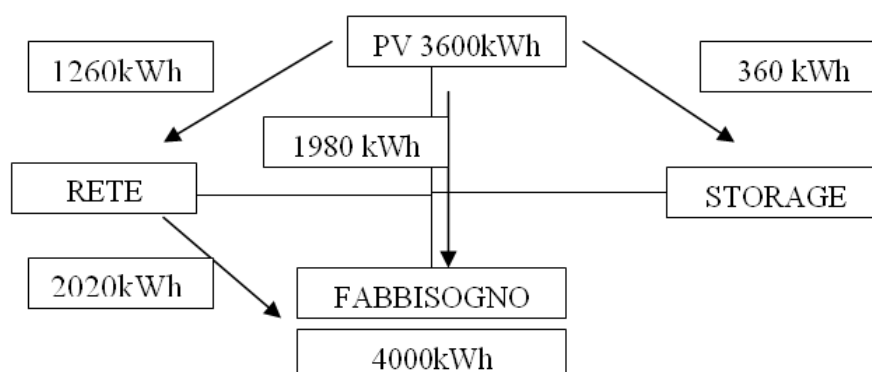
Notiamo quindi che oltre ad un minor costo in bolletta grazie alla modifica dello scaglione di energia, di fascia di prelievo e soprattutto di tariffa, la spesa verrà addirittura azzerata e grazie al conto energia si produrrà un guadagno che è stimabile dopo il primo anno di produzione in circa €100.59 in caso di installazione di un impianto fotovoltaico da 3kWp e circa €436.93 in caso di impianto da 4,5kWp per la tariffa D2, mentre per la tariffa D3 avremo una perdita, ovvero una spesa in bollette, di circa €70 in caso di installazione di un impianto fotovoltaico da 3kWp e un guadagno di circa €272 in caso di impianto da 4,5kWp.

Tali osservazioni ci portano a dover necessariamente poter passare alla tariffa D2 per ottenere un guadagno solido considerando un risparmio in bolletta dato dal minor acquisto stimato in 0,20€/kWh derivante dall'autoconsumo oltre che il beneficio economico dato dall'investimento fotovoltaico e proprio per questo è necessario analizzare il sistema di accumulo. In assenza di un sistema di accumulo infatti, la sovrapproduzione legata alla non contemporaneità consumi-produzione verrà di fatto perduta e quindi non remunerata.

Il nuovo conto energia spinge proprio in questa direzione incentivando l'autoconsumo che verrà così ricompensato, inserendo un adeguato sistema di accumulo (dimensionato per servizi in potenza in tale caso), che oltre tale considerazione porterà tutti gli altri benefici che l'accumulo possiede come visto in precedenza.

Con impianto fotovoltaico e accumulo

Si è supposto, oltre alle scelte viste prima che l'autoconsumo con l'accoppiamento fotovoltaico e accumulo arrivi al 65% della produzione incrementando così ulteriormente i ricavi, inoltre con tale sistema è di fatto possibile passare alla tariffa D2 in quanto vengono bilanciate le punte di carico e quindi è sufficiente un contratto di erogazione dell'energia di 3kW. Teniamo per confronto il caso con impianto fotovoltaico da 3 e 4.5kWp e consideriamo come dato sperimentale un 10% di energia perduta a causa dei processi del sistema di accumulo; tutto ciò induce ad un acquisto di energia elettrica di 2020kWh nel caso di PV da 3kWp e di 1030kWh nel caso di PV da 4.5kWp. (Figura 119)

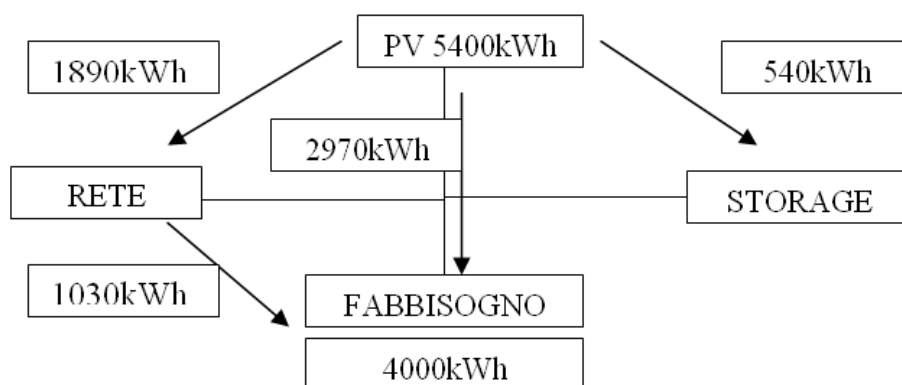


Caso tariffa D2, contratto 3kW, 2020kWh PV da 3kWp (e sistema di accumulo)
(Figure 120-121)

Servizio di vendita	222,18
Servizi di rete (distribuzione, trasporto e misura)	39,34
Oneri generali di sistema	57,88
Imposte di consumo	4,99
Somma	324,40
Spesa annua stimata esclusa Iva	324,40
Iva	32,44
Spesa annua stimata inclusa Iva	356,84



(Figura 122)



Caso tariffa D2, contratto 3kW, 1030kWh PV da 4.5kWp (e sistema di accumulo)
(Figure 123-124)

Servizio di vendita	120,95
Servizi di rete (distribuzione, trasporto e misura)	27,16
Oneri generali di sistema	28,32
Imposte di consumo	0,00
Somma	176,43
Spesa annua stimata esclusa Iva	176,43
Iva	17,64
Spesa annua stimata inclusa Iva	194,07



In questo caso le tariffe si sono abbassate essendo variato lo scaglione e il prelievo di energia dalla rete facendo rilevare in queste condizioni, nel primo caso circa €355 con contratto di erogazione di energia alla tariffa D2, con impianto PV da 3kWp, qui l'incidenza di costo più rilevante sul totale è data dai servizi di vendita che supera il 60% della spesa, mentre le altre voci sono ben al di sotto del 25%. Nella seconda casistica considerata notiamo un esborso di circa €194 con contratto di erogazione di energia alla tariffa D2, con impianto PV da 4.5kWp, anche qui l'incidenza di costo più rilevante sul totale è data dai servizi di vendita che supera il 60% della spesa, mentre le altre voci sono ben al di sotto del 25% del totale.

Possiamo osservare quindi:

per impianto da 3kWp	tariffa onni	0,208 €/kWh	tariffa autoconsumo	0,126 €/kWh
produzione l'anno	3600 kWh			
totale ricavi	874,92 €			
ricavi-spese		con D2 € 555,51		
per impianto da 4,5kWp	tariffa onni	0,196 €/kWh	tariffa autoconsumo	0,114 €/kWh
produzione l'anno	5400 kWh			
totale ricavi	1.247,58 €			
ricavi-spese		con D2 € 1.071,15		

NB: gli importi sono considerati al netto delle imposte. (Figura 125)

Come in precedenza si nota che si produrrà un guadagno che è stimabile dopo il primo anno di produzione in circa €555,50 in caso di installazione di un impianto fotovoltaico da 3kWp e circa €1070 in caso di impianto da 4,5kWp per la tariffa D2.

Arrivati a questo punto dell'analisi possiamo notare che il sistema fotovoltaico e storage permette di risparmiare rispetto al solo fotovoltaico in termini di bolletta grazie al passaggio alla tariffa D2, inoltre grazie all'accumulo è aumentato l'autoconsumo e di conseguenza il guadagno derivante dalle tariffe incentivanti e infine è diminuita la quota di energia acquistata per soddisfare il fabbisogno domestico.

Possiamo affermare quindi che tali combinazioni giovano all'economia e al mercato fotovoltaico in quanto rendono più remunerativo l'investimento anche se inizialmente l'esborso sarà maggiore. Il nuovo conto energia, si prevede quindi, avrà un effetto benefico nello sviluppo ad hoc della tecnologia di accumulo per questo tipo di applicazioni e grazie ad esso il fotovoltaico potrà espandere ulteriormente il proprio mercato.

Caso di un'utenza domestica

Di seguito si riportano i risultati dell'analisi economica relativa ad un'utenza domestica di potenza contrattuale di 4,5 kW, in quanto caratterizzata da punte di prelievo di 4 kW.

In tal caso è stata ipotizzata l'installazione di un sistema di accumulo basato su batterie agli ioni di litio ($P/E=5$).

Fissata la potenza di soglia P_S oltre la quale interviene il sistema di stoccaggio (e quindi la potenza P_A dell'accumulo in base alla relazione $P_A=P_{max}-P_S$), il dimensionamento della capacità C_A dell'accumulo è stato svolto utilizzando la tecnica delle cumulate giornaliere.

Per questa utenza risulta particolarmente interessante l'ipotesi di installare un accumulo in servizio di potenza, facendo così passare il cliente da una potenza impegnata di 4,5 kW ad una inferiore a 3 kW.

Infatti, tale riduzione di potenza permetterebbe il passaggio dalla più onerosa tariffa D3 a quella più economica D2. (Fonte elaborazione [autore][10])

La seguente tabella mostra, per diversi valori di P_S :

- la potenza P_A dell'accumulo;
- la capacità C_A derivante dal metodo delle cumulate giornaliere, nell'ipotesi di non accettare alcun superamento della P_S nel corso dell'anno;
- la capacità dell'accumulo corrispondente alla P_A , in base al rapporto $P_A/C_A = 5$ (batterie agli ioni di litio). (Figura 126)

P_S [kW]	P_A [kW]	C_A richiesta [kWh]	C_A litio ($P_A/C_A=5$) [kWh]
2,44	1,56	0,68	0,31
2,48	1,52	0,64	0,30
2,52	1,48	0,60	0,30
2,56	1,44	0,56	0,29
2,6	1,4	0,53	0,28
2,64	1,36	0,49	0,27
2,68	1,32	0,46	0,26
2,72	1,28	0,43	0,26
2,76	1,24	0,40	0,25
2,8	1,2	0,37	0,24
2,84	1,16	0,34	0,23
2,88	1,12	0,32	0,22
2,92	1,08	0,29	0,22
2,96	1,04	0,27	0,21
3	1	0,24	0,20

Ipotesi di dimensionamento dell'accumulo, per diversi valori della potenza di soglia P_S

Come si vede, a prima vista la capacità derivante dalle prestazioni delle batterie agli ioni litio ($P/E=5$) sembrerebbe insufficiente a mantenere costantemente la potenza assorbita dall'utenza al di sotto della P_S , soprattutto nel caso di basse potenze di soglia.

Tuttavia:

- il dimensionamento mostrato fa riferimento al giorno più a rischio, cioè a quello di maggior richiesta di potenza; se si analizzano puntualmente le cumulate giornaliere rese disponibili dalle misurazioni a 30'', si evince che:

- nel caso di una P_S da 3 kW (accumulo da 1 kW), la capacità di 0,20 kWh associata alle batterie al litio soddisfa le esigenze del carico nel 95% dei giorni;

- nel caso, di una P_S da 2,44 kW (accumulo da 1,56 kW), la capacità di 0,31 kWh associata alle batterie al litio soddisfa le esigenze del carico nel 70% dei giorni;

- la tecnica di dimensionamento utilizzata non tiene conto di eventuali ricariche infragiornaliere, quindi la reale prestazione energetica richiesta all'accumulo è inferiore a quanto calcolato, permettendo un dimensionamento cautelativo.

In sostanza, si conclude che il rapporto P/E associato alle batterie agli ioni litio è sufficiente a limitare il rischio di superamento della soglia di potenza a pochi punti percentuali.

Ciò detto, è possibile determinare il valore di potenza di soglia (e quindi la potenza dell'accumulo) che ottimizza l'investimento da un punto di vista economico, massimizzandone il Net Present Value.

Le componenti in €/anno e €/kW/anno associate ai diversi regimi tariffari sono quelle descritte precedentemente. Per quanto riguarda il risparmio economico legato al trasferimento di energia dalle ore di punta a quelle di basso carico, il volume energetico annuo trasferito dalla fascia F1 a quella F23 è stato stimato valutando l'energia sovrastante la P_S nei vari diagrammi giornalieri di durata del carico.

Di seguito si riepilogano i costi e i ricavi associati a varie potenze di soglia P_S .

Poiché il risparmio annuo (non attualizzato) è costante per tutta la vita utile, la soluzione progettuale che massimizza il Net Present Value (VAN) è la stessa che minimizza il Pay Back Time (PBT): (Figura 127)

P_S [kW]	P_A [kW]	C_A [kWh]	Investimento [€]
2,44	1,56	0,31	1.092,00
2,48	1,52	0,30	1.064,00
2,52	1,48	0,30	1.036,00
2,56	1,44	0,29	1.008,00
2,60	1,40	0,28	980,00

2,64	1,36	0,27	952,00
2,68	1,32	0,26	924,00
2,72	1,28	0,26	896,00
2,76	1,24	0,25	868,00
2,80	1,20	0,24	840,00
2,84	1,16	0,23	812,00
2,88	1,12	0,22	784,00
2,92	1,08	0,22	756,00
2,96	1,04	0,21	728,00
3,00	1,00	0,20	700,00

Si vede che l'investimento è conveniente per ogni valore di P_S e che il dimensionamento ottimale è quello in rosso, corrispondente ad una potenza di soglia di 3 kW (accumulo da 1 kW e 0,20 kWh, per un investimento stimato in circa 700€).

Essendo il contributo di trasferimento di energia molto esiguo, i diversi investimenti sono caratterizzati pressoché dallo stesso costo evitato, quindi il più conveniente di loro è quello che minimizza il dimensionamento e il costo dell'accumulo, permettendo al contempo il passaggio di tariffa ($P_S=3$ kW, $P_A=1$ kW).

La differenza in bolletta che è data dal passaggio alla tariffa D2 e dal minor acquisto di energia dalla rete legata all'introduzione del sistema di accumulo rispetto al caso del solo fotovoltaico è: (Figura 128)

energia acquistata con PV da 3kWp senza accumulo	2740 kWh		con un risparmio di:
spesa in bolletta stimata all'anno, imposte escluse	457,89 €		
			138,48 €
energia acquistata con PV da 3kWp e accumulo	2020 kWh		
spesa in bolletta stimata all'anno, imposte escluse	319,41 €		
energia acquistata con PV da 4,5kWp senza accumulo	2110 kWh		con un risparmio di:
spesa in bolletta stimata all'anno, imposte escluse	335,99 €		
			159,56 €
energia acquistata con PV da 4,5kWp e accumulo	1030 kWh		
spesa in bolletta stimata all'anno, imposte escluse	176,43 €		

Grazie al fotovoltaico da 3kWp e l'accumulo, il risparmio rispetto al caso senza accumulo è stimato in circa 140€ in meno in bolletta, imposte escluse, conseguenza del decremento di energia acquistata dalla rete stimato in circa 720kWh. Per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico da 4.5kWp e l'accumulo, il risparmio rispetto al caso senza accumulo è stimato in circa 160€ in meno in bolletta, imposte escluse, conseguenza del decremento maggiore di energia acquistata dalla rete stimato in circa 1080kWh.

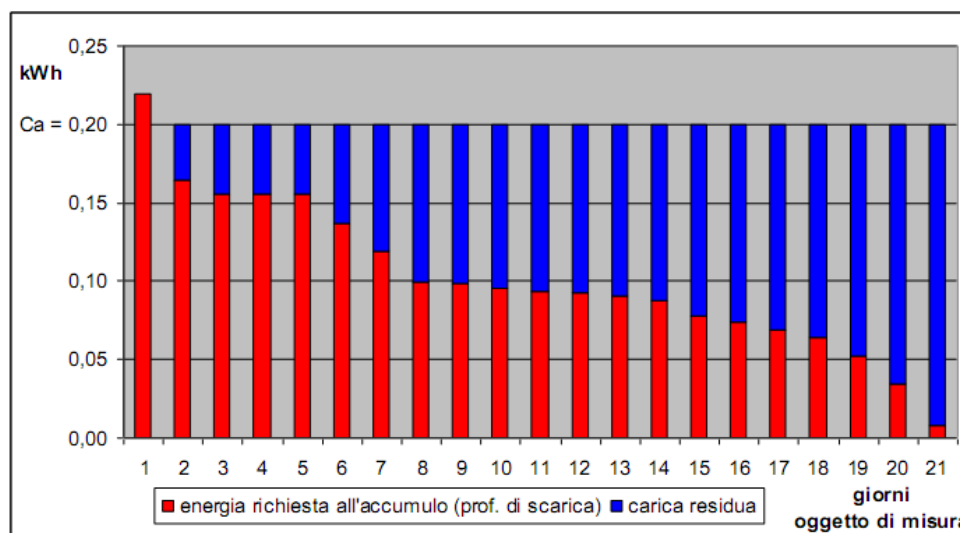
Per quanto riguarda il sistema di accumulo notiamo, considerando come visto una potenza contrattuale di fornitura dell'energia di 3kW, un sistema di accumulo di 1kW e per redditività, come vedremo meglio in seguito, un impianto fotovoltaico da 3kWp:

P_S Pcontratto [kW]	= P_A Pacc [kW]	= C_A Cap. acc. [kWh]	Investimento accumulo [€]	costo evitato grazie a introduzione sistema di accumulo [€/anno]	PBT attualizzato Tasso 4% (anni)	NPV 10anni attualizzato [€]
3	1	0,20	700,00	138,48	5,8	423,20

Si noti anche il calcolo del Net Present Value per $P_S = 3$ kW (accumulo da 1 kW e 0,2 kWh: investimento da circa 700 € e il PBT attualizzato pari a 5,8 anni) (Figura 129)

Per quanto riguarda la vita utile di un accumulo da 1 kW e 0,2 kWh, l'analisi delle cumulate di carico mostra che, nel 95% dei giorni in cui l'accumulo è sufficiente a mantenere la potenza richiesta alla rete al di sotto di P_S (3 kW), la profondità di scarica è in genere molto bassa, come si può vedere in figura.

Avendo ordinato i giorni sotto misura dal più a rischio a quello con minimo intervento dell'accumulo, evidenziando così una sorta di curva cumulata della profondità di scarica e quindi del rischio:



Verifica delle profondità di scarica dell'accumulo da 1 kW e 0,20 kWh, nei giorni oggetto di misura. (Figura 130)

Confronto finanziario

Con lo studio effettuato è stato possibile analizzare e confrontare i vari aspetti economici che caratterizzano l'investimento fotovoltaico e successivamente l'accoppiamento di un sistema di accumulo andando a verificarne oltre che al beneficio l'effettiva rendita in termini monetari sulla base delle seguenti ipotesi:

prendiamo come periodo di osservazione 20 anni successivi all'installazione dell'impianto che di fatto ne rappresentano la vita utile in termini, se non di produttività, sicuramente di obsolescenza tecnologica e fattore più discriminante, il termine alla fine di tale periodo dell'erogazione degli incentivi statali; consideriamo quindi come visto in precedenza un impianto fotovoltaico da 3kWp (con investimento di 2420€/kWp) installato su edificio e entrato in esercizio nel primo semestre di applicazione del V conto energia, un funzionamento annuo per circa 1200 ore equivalenti con diminuzione del rendimento annuo stimato in 0,5%.

Per il confronto a fronte di un eventuale finanziamento, della metà dell'importo (dato l'esborso non eccessivo per tale investimento), ipotizzato per 15 anni, si è supposto inoltre un tasso di interesse del 4%. Le tariffe incentivanti corrisposte dal conto energia per questo tipo di impianti ricordiamo che sono così suddivise: tariffa onnicomprensiva: 0,208€/kWh e bonus per l'autoconsumo di 0,126€/kWh. E' necessario inoltre considerare il risparmio ottenuto in bolletta, nel tal caso stimato in 0,05€/kWh.

Con impianto fotovoltaico

(Figura 131)

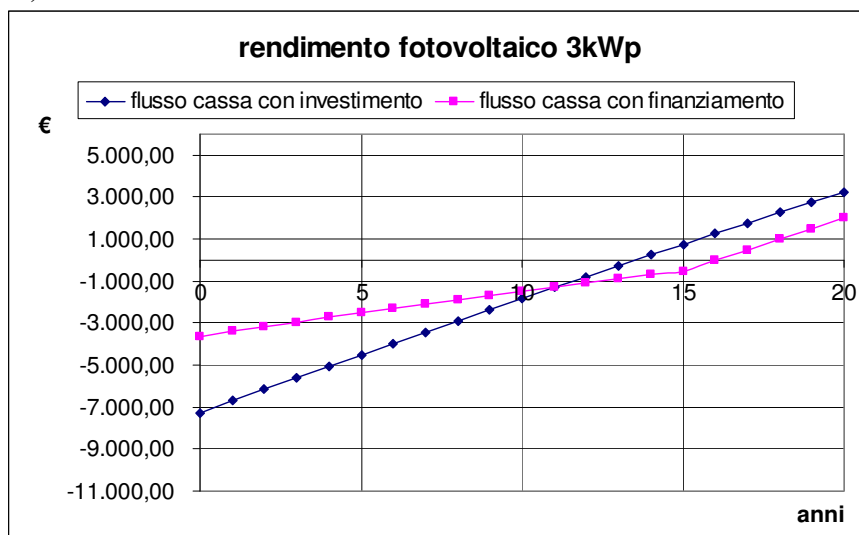
anno	kWh	€ ricavo tariffa onnicomprensiva	€ autoconsumo e risparmio in bolletta	€ costi	€ cassa	€ rata	€ cassa finanziamento metà investimento	€ netto annuo con finanziamento
0	0	0	0,00	0	- 7.260,00	0	-€ 3.630,00	-€ 3.630,00
1	3.600	486,72	221,76	-150	- 6.701,52	-€ 326,49	-€ 3.398,01	€ 231,99
2	3.582	484,29	220,65	-150	- 6.146,58	-€ 326,49	-€ 3.169,55	€ 228,45
3	3.564	481,86	219,55	-150	- 5.595,17	-€ 326,49	-€ 2.944,63	€ 224,93
4	3.546	479,46	218,45	-150	- 5.047,26	-€ 326,49	-€ 2.723,21	€ 221,42
5	3.529	477,06	217,36	-150	- 4.502,85	-€ 326,49	-€ 2.505,28	€ 217,93
6	3.511	474,67	216,27	-150	- 3.961,90	-€ 326,49	-€ 2.290,82	€ 214,46
7	3.493	472,30	215,19	-150	- 3.424,41	-€ 326,49	-€ 2.079,82	€ 211,00
8	3.476	469,94	214,11	-150	- 2.890,36	-€ 326,49	-€ 1.872,25	€ 207,57
9	3.458	467,59	213,04	-150	- 2.359,73	-€ 326,49	-€ 1.668,11	€ 204,15
10	3.441	465,25	211,98	-150	- 1.832,50	-€ 326,49	-€ 1.467,36	€ 200,74
11	3.424	462,92	210,92	-150	- 1.308,66	-€ 326,49	-€ 1.270,01	€ 197,36
12	3.407	460,61	209,86	-150	- 788,19	-€ 326,49	-€ 1.076,02	€ 193,99
13	3.390	458,31	208,81	-150	- 271,06	-€ 326,49	-€ 885,38	€ 190,63
14	3.373	456,02	207,77	-150	242,72	-€ 326,49	-€ 698,09	€ 187,30
15	3.356	453,74	206,73	-150	753,19	-€ 326,49	-€ 514,11	€ 183,98
16	3.339	451,47	205,70	-150	1.260,35		-€ 6,94	€ 507,16
17	3.323	449,21	204,67	-150	1.764,23		€ 496,94	€ 503,88
18	3.306	446,96	203,65	-150	2.264,84		€ 997,55	€ 500,61
19	3.289	444,73	202,63	-150	2.762,19		€ 1.494,90	€ 497,36
20	3.273	442,50	201,61	-150	3.256,31		€ 1.989,02	€ 494,12
tot	68.680,45	€ 9.285,60	€ 4.230,72	-€ 3.000,00	€ 3.256,31	-€ 4.897,29		€ 1.989,02

Dalla tabella possiamo notare che l'impianto alla fine dei 20 anni avrà prodotto energia per circa 68 MWh con una stima di ricavo derivante dalla tariffa onnicomprensiva di circa €9200 e di circa €4200 per la quota relativa al bonus per l'autoconsumo (considerando autoconsumo al 35%) e il risparmio in bolletta.

Le spese accessorie sono stimate in circa €3000 complessivi.

Il guadagno che ne deriva quindi è calcolabile in circa €3300, questo nel caso in cui l'utente investa il capitale proprio in tale tecnologia e quindi non si appoggi a finanziamenti di terzi che in tale caso, finanziando metà importo secondo le ipotesi considerate, ridurrebbero a €1990 circa il guadagno nei 20 anni compreso l'esborso iniziale di metà del costo dell'impianto; ovviamente a parità di benefici. Nel caso della richiesta di finanziamento quindi, l'ammontare complessivo pagato al finanziatore, al tasso ipotizzato, sarebbe di €4900 circa derivante dal pagamento delle rate.

Vediamo ora dal grafico come potrebbe risultare l'andamento di tale investimento:
(Figura 132)



Come si può notare, l'andamento fucsia, che identifica il flusso di cassa con l'opzione di richiesta di finanziamento per metà dell'importo, evidenzia comunque infatti un esborso iniziale e presenta successivamente un trend in leggera salita fino al quindicesimo anno, anno in cui si estingue il finanziamento, ciò è dovuto nell'ipotesi di rate costanti, alla diminuzione della produttività dell'impianto e quindi per quel certo periodo le entrate risultano più basse rispetto ai 5 anni successivi in cui gli introiti netti sono maggiori e fanno crescere il guadagno.

Per l'opzione con investimento di capitale proprio si ha il maggior esborso iniziale dato dalla spesa sostenuta per la totalità dell'impianto e successivamente si ha un costante trend in salita fino a superare al 12° anno gli introiti del caso con finanziamento e raggiungere un gap considerevole al 20° anno, notiamo inoltre che il PBT è circa 13 anni, mentre nel caso di utilizzo di capitale di terzi, il PBT aumenta a circa 16 anni; tale indice risulta quindi elevato per questo investimento, date le ipotesi fatte, ma data la cifra abbastanza accessibile per un'installazione di tale taglia, si può pensare che l'utente non faccia ricorso a finanziamenti così da massimizzare il profitto.

Con impianto fotovoltaico e accumulato

Vediamo il caso dell'impianto fotovoltaico accoppiato ad un sistema di accumulo di 1kWp come visto in precedenza, per soddisfare i bisogni di potenza (ipotesi stima autoconsumo del 65%), nel tal caso il risparmio in bolletta è maggiore e stimato in 0,20€/kWh; anche per questa rappresentazione l'investimento si intende finanziato per metà dell'importo totale.

(Figura 133)

anno	kWh	€ ricavo tariffa onnicomprensiva	€ autoconsumo e risparmio in bolletta	€ costi	€ accumulo	€ cassa	€ rata	€ cassa finanziamento	€ netto annuo
0	0	0	0,00	0	-700	- 7.960,00	0	-€ 3.980,00	3.980,00
1	3.600	262,08	762,84	-150		- 7.085,08	-€ 357,97	-€ 3.463,05	516,95
2	3.582	260,77	759,03	-150		- 6.215,28	-€ 357,97	-€ 2.951,22	511,83
3	3.564	259,47	755,23	-150		- 5.350,59	-€ 357,97	-€ 2.444,48	506,73
4	3.546	258,17	751,45	-150		- 4.490,97	-€ 357,97	-€ 1.942,83	501,66
5	3.529	256,88	747,70	-150		- 3.636,39	-€ 357,97	-€ 1.446,22	496,61
6	3.511	255,59	743,96	-150		- 2.786,84	-€ 357,97	-€ 954,63	491,59
7	3.493	254,32	740,24	-150		- 1.942,28	-€ 357,97	-€ 468,04	486,59
8	3.476	253,04	736,54	-150		- 1.102,70	-€ 357,97	€ 13,57	481,62
9	3.458	251,78	732,86	-150		- 268,07	-€ 357,97	€ 490,24	476,67
10	3.441	250,52	729,19	-150		561,64	-€ 357,97	€ 961,99	471,74
11	3.424	249,27	725,54	-150	-700	686,45	-€ 357,97	€ 728,83	233,15
12	3.407	248,02	721,92	-150		1.506,39	-€ 357,97	€ 1.190,80	461,97
13	3.390	246,78	718,31	-150		2.321,48	-€ 357,97	€ 1.647,93	457,12
14	3.373	245,55	714,72	-150		3.131,74	-€ 357,97	€ 2.100,22	452,30
15	3.356	244,32	711,14	-150		3.937,20	-€ 357,97	€ 2.547,72	447,50
16	3.339	243,10	707,59	-150		4.737,89	0	€ 3.348,40	800,88
17	3.323	241,88	704,05	-150		5.533,82	0	€ 4.144,33	795,93
18	3.306	240,67	700,53	-150		6.325,02	0	€ 4.935,53	791,20
19	3.289	239,47	697,03	-150		7.111,51	0	€ 5.722,03	786,49
20	3.273	238,27	693,54	-150		7.893,33	0	€ 6.503,84	781,81
tot	68.680,45	€ 4.999,94	€ 14.553,39	-€ 3.000,00		€ 7.893,33	-€ 5.369,48		6.503,84

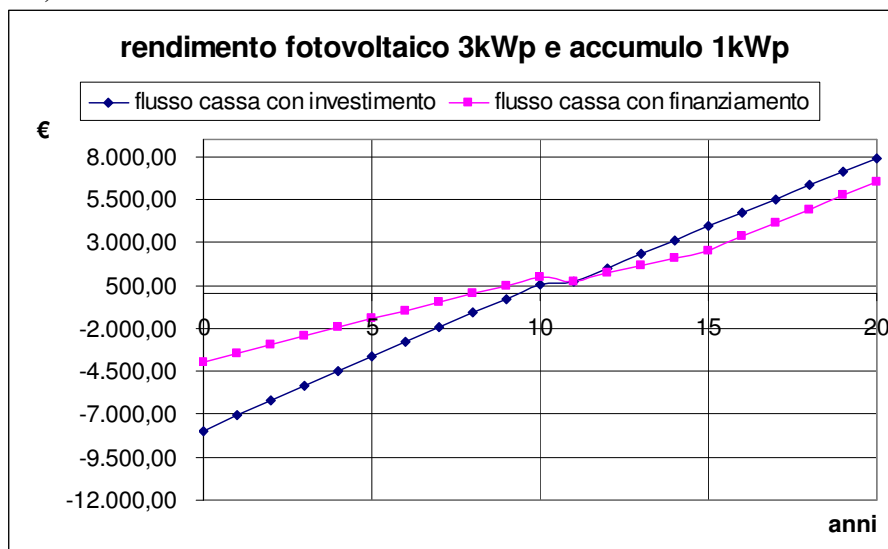
Dalla tabella possiamo notare che l'impianto complessivamente alla fine dei 20 anni darà una stima di ricavo derivante dalla tariffa onnicomprensiva di circa €5000 (a differenza dei €9200 circa visti in precedenza) e per quanto riguarda il bonus per l'autoconsumo e il risparmio in bolletta di circa €14500 (a differenza dei €4200 circa visti in precedenza), quote dovute all'incremento dell'autoconsumo fino al 65% dell'energia prodotta e questo grazie all'accumulo (batterie agli ioni di litio in questo caso).

Altro ricavo è dato, come già detto, dal beneficio prodotto dal sistema di accumulo che permette di risparmiare grazie al passaggio di contratto dalla tariffa D3 a tariffa D2.

Le spese accessorie saranno incrementate del costo del sistema di accumulo (700€ per la tecnologia considerata in tale caso) e della sua sostituzione nell'anno programmato (valutata nell'11° anno).

Il guadagno che ne deriva quindi è calcolabile in circa €7800, questo nel caso in cui l'utente investa il capitale proprio in tali tecnologie e quindi non si appoggi a finanziamenti di terzi che in tale caso ridurrebbero a €6500 circa il guadagno nei 20 anni (finanziando metà del progetto), ovviamente a parità di benefici. Nel caso della richiesta di finanziamento di metà dell'investimento quindi, l'ammontare complessivo pagato al finanziatore, al tasso ipotizzato, sarebbe di €5300 circa, (maggiore rispetto al caso precedente per via del sistema di accumulo aggiuntivo) derivante dal pagamento delle rate.

Vediamo ora dal grafico come potrebbe risultare l'andamento di tale investimento:
(Figura 134)



Come si può notare, l'andamento fucsia, che identifica il flusso di cassa con l'opzione di richiesta di finanziamento per metà dell'importo, evidenzia comunque infatti un esborso iniziale e presenta successivamente un trend in leggera salita fino al decimo anno; all'11° anno si vede un "gradino" in discesa che è di fatto causato all'uscita di cassa relativa alla sostituzione del gruppo di accumulo come programmato.

Al quindicesimo anno si estingue il finanziamento e nei 5 anni successivi gli introiti saranno maggiori e faranno crescere il guadagno.

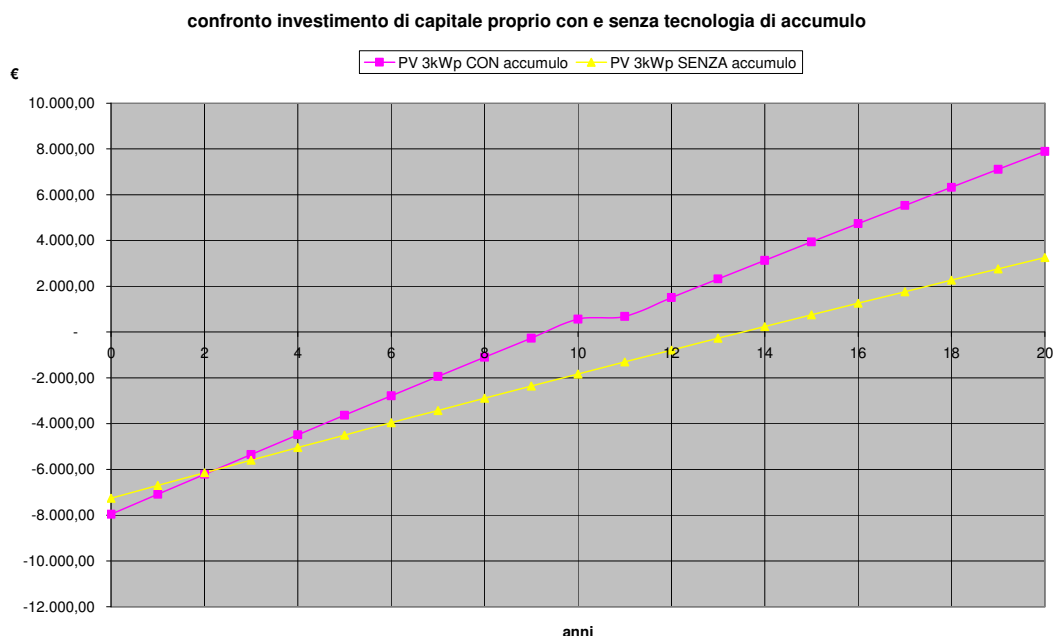
Per l'opzione con investimento di capitale proprio si ha il maggior esborso iniziale dato dalla spesa sostenuta per la totalità dell'impianto e successivamente si ha un costante trend in salita fino a superare al 12° anno gli introiti del caso con finanziamento e raggiungere un gap considerevole al 20° anno, notiamo inoltre che il PBT è circa 9 anni, mentre nel caso di utilizzo di capitale di terzi, il PBT è circa 8 anni, avendo finanziato solo metà dell'importo.

Date le suddette ipotesi, vista la cifra abbastanza accessibile per un'installazione di tali taglie di impianti, si può pensare che l'utente non faccia comunque ricorso a finanziamenti da terzi così da massimizzare il profitto nei 20 anni.

Grazie alla combinazione fotovoltaico-accumulo, quindi, l'investimento risulta più redditizio e ciò è confermato dall'analisi del VAN che è valutato in circa €2900 (al tasso considerato) con un evidente miglioramento rispetto al solo impianto fotovoltaico alle condizioni disposte dal nuovo conto energia che premia di fatto l'autoconsumo e questo accoppiamento oltre ai benefici visti in precedenza permette di sfruttare queste condizioni favorevoli incrementando la remuneratività dell'investimento. A riprova di quanto esposto, analizzando il tasso di rendimento interno si può vedere che tutto il sistema fornisce un buon ritorno economico essendo il TIR pari a circa il 8% e quindi doppio rispetto alle analisi fatte per i casi precedenti.

Comparazione

Uno schema riassuntivo di quanto esposto in precedenza, nell'ipotesi di impiego di capitale proprio, può così esser definito:
(Figura 135)



A fronte quindi di un impiego di risorse monetarie maggiori nell'anno di "costruzione" per l'impianto con accumulo (fucsia), le redditività si incrociano verso il terzo anno, all'undicesimo si nota il gradino dovuto alla sostituzione del sistema di accumulo, come visto, ma con il trend in continuo aumento è possibile registrare un surplus economico a 20 anni della tecnologia con accumulo stimata in circa €4600 fermo restando il tempo di ritorno dell'investimento per le due tecnologie, come visto in precedenza.

6. Interfaccia e gestione del sistema

I dispositivi di conversione della potenza (PCS) hanno la funzione di connettere le diverse tecnologie di accumulo alla rete elettrica ed al carico, sia nel funzionamento grid-connected che stand-alone.

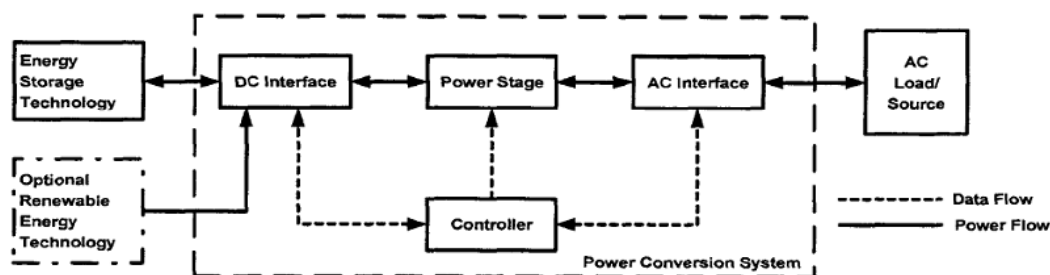
Se il sistema presenta anche sorgenti di energia rinnovabile, i PCS hanno anche la funzione di connettere tali sorgenti alla rete elettrica.

(Fonte elaborazione [21][23][28][29])

Dispositivi di conversione della potenza utilizzati per i sistemi di accumulo

In un sistema di accumulo dell'energia è possibile individuare quattro componenti principali: la sorgente di accumulo, il PCS, la rete elettrica ed il carico da alimentare.

Il PCS può a sua volta essere scomposto in quattro componenti fondamentali, che sono il circuito di potenza, l'interfaccia lato continua e lato alternata ed il sistema di controllo. L'interfaccia lato continua ed alternata ed i componenti magnetici (trasformatori, filtri, induttori nel DC-link, ecc) prendono il nome di "Sistema di bilanciamento" (BOS).



In figura è rappresentato lo schema a blocchi di un sistema di accumulo connesso alla rete attraverso un PCS. (Figura 136)

Il PCS è stato inoltre scomposto nelle sue componenti fondamentali:

Lo stadio di potenza

Lo stadio di potenza è il cuore del PCS ed è costituito dai dispositivi di conversione statici (SCR, IGBT, GTO) la cui funzione è quella di convertire la potenza da continua ad alternata (funzionamento da inverter) o da alternata a continua (funzionamento da raddrizzatore).

Nel primo caso il sistema di accumulo cede energia alla rete, nel secondo caso avviene il processo di ricarica della batteria. Per questo motivo i PCS utilizzati per l'interfacciamento dei sistemi di accumulo sono sempre bidirezionali.

La complessità dello stadio di potenza dipende dai requisiti di progetto del sistema, che dipendono dall'applicazione per la quale il PCS è stato progettato.

Per le potenze più elevate si devono necessariamente utilizzare dispositivi di commutazione più lenti quali SCR e GTO. Per basse potenze è possibile utilizzare dispositivi più veloci, quali IGBT.

Il sistema di controllo

Il sistema di controllo ha la funzione di confrontare le grandezze in uscita da un PCS con una grandezza di riferimento e minimizzare il segnale errore. Il sistema di controllo può essere analogico, digitale o una combinazione dei due. In genere è costituito da tre anelli di controllo: un anello interno, uno esterno ed un anello di controllo funzionale (functional control loop). Tipicamente l'anello interno controlla il valore della corrente ceduta alla rete o al dispositivo di accumulo (a seconda del verso del flusso di potenza) confrontando il valore della corrente di riferimento con il segnale campionato della corrente sul carico.

L'anello esterno ha la funzione di controllare le altre grandezze sul carico (tensione, potenza attiva, reattiva, frequenza, ecc.), confrontando i valori di riferimento con i segnali campionati sul carico. Dal confronto tra i valori in ingresso viene derivato il valore della corrente di riferimento. Infine, l'anello di controllo funzionale regola le relazioni tra il PCS e gli altri componenti del sistema, ad esempio determinando gli intervalli di carica e scarica della batteria.

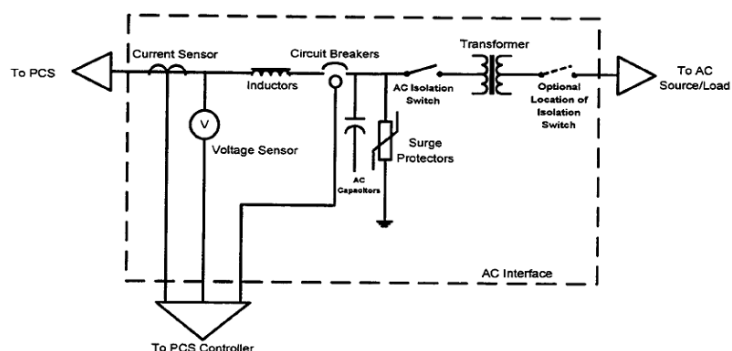
Le principali funzioni del sistema di controllo sono le seguenti:

- inviare i segnali di controllo ai dispositivi di commutazione a semiconduttori;
- generare la forma d'onda desiderata;
- controllare la corrente fornita al carico attraverso l'anello di controllo interno;
- gestire le altre grandezze del carico attraverso l'anello di controllo esterno;
- controllare il funzionamento del PCS nel suo complesso (intervalli di carica e scarica) attraverso l'anello di controllo funzionale.

Interfaccia

L'interfaccia lato alternata, come si può vedere in figura, è costituita da sensori di corrente e di tensione, induttori, dispositivi di interruzione e fusibili, scaricatori, un sezionatore per isolare il sistema ed un trasformatore.

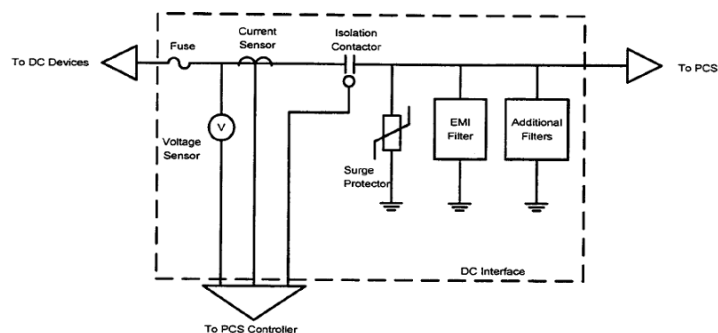
(Figura 137)



I sensori di corrente e di tensione servono per misurare i rispettivi valori della grandezze sul lato c.a. del PCS, gli induttori per smorzare le variazioni rapide di corrente, i dispositivi di interruzione ed i fusibili sono usati per la protezione dalle sovracorrenti e nel caso in cui il PCS necessita di essere disconnesso immediatamente dal sistema elettrico, gli scaricatori hanno la funzione di ridurre le sovratensioni (ad esempio dovute a fulminazioni); infine il sezionatore ha la funzione di isolare il PCS dalla rete elettrica. Il trasformatore è spesso necessario per innalzare il livello di tensione in uscita al PCS ai valori richiesti dal sistema elettrico. Infine il banco di condensatori ha la funzione di filtro.

L'interfaccia lato continua, invece, come si può vedere in figura, è costituita da sensori di corrente e di tensione, fusibili, un sezionatore, uno scaricatore, un filtro elettromagnetico (EMI) ed un filtro addizionale.

(Figura 138)



Il fusibile ha la funzione di disconnettere il circuito lato continua in presenza di sovracorrenti. I sensori di corrente e di tensione servono, anche in questo caso, per misurare i rispettivi valori della grandezze sul lato c.c. del PCS, il sezionatore ha la funzione di disconnettere, sul lato DC, il PCS dalla rete elettrica, infine lo scaricatore ha la funzione di proteggere i dispositivi statici di commutazione da sovratensioni che potrebbero nascere lato continua.

Configurazioni dei sistemi di conversione utilizzati per i sistemi di accumulo

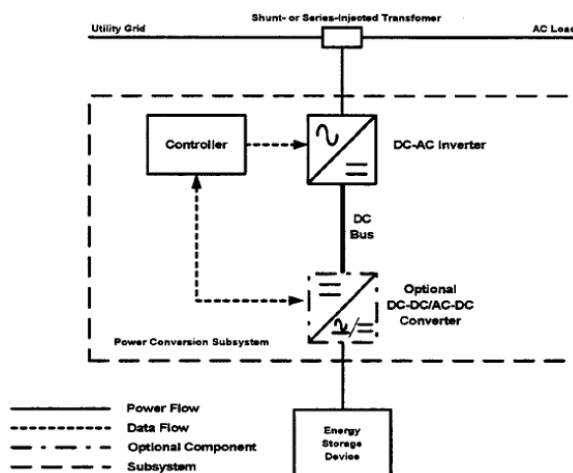
In relazione alle modalità di connessione alla rete, i sistemi di conversione possono essere distinti in:

- Grid-connected parallel configuration;
- Grid-connected series configuration;
- Grid-independent parallel hybrid configuration;
- Grid-independent series hybrid configuration.

I primi due si riferiscono a sistemi grid-connected, gli ultimi due a sistemi stand-alone.

Sistemi grid-connected – configurazione parallelo

In questo caso, il sistema di accumulo viene collegato in parallelo al carico interponendo il dispositivo di conversione, come si nota dallo schema riportato in figura. (Figura 139)



Schema di connessione in parallelo per un sistema di tipo grid-connected

Il sistema d'interfacciamento è costituito da un inverter DC/AC, un convertitore opzionale (tratteggiato in figura) DC/DC o AC/DC, un sistema di controllo ed un trasformatore.

Il convertitore opzionale DC/DC o AC/DC viene spesso utilizzato sia per controllare i processi di carica/scarica sia per ottimizzare le condizioni di funzionamento dell'inverter. Il convertitore opzionale DC/DC è tipico dei sistemi di accumulo a batteria e degli SMES (in alcuni casi le batterie possono essere connesse direttamente al bus in c.c. senza l'interposizione del convertitore DC/DC).

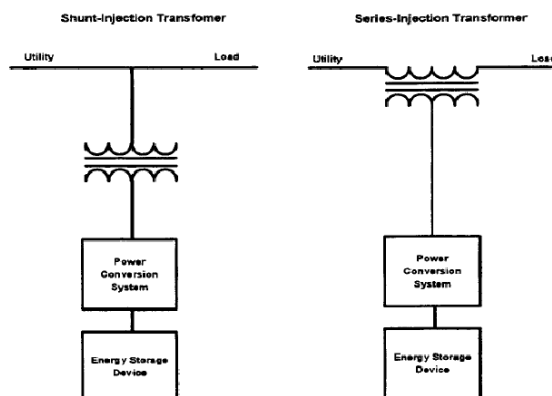
Il convertitore AC/DC si utilizza per l'interfacciamento alla rete di volani.

Il convertitore DC/AC (inverter bidirezionale) ha due distinte modalità di funzionamento, da raddrizzatore o da inverter. Nel funzionamento da raddrizzatore il convertitore controlla la tensione e la corrente di carica, accendendo e spegnendo gli interruttori statici.

I valori della tensione e della corrente sono regolati in modo da garantire la ricarica del sistema di accumulo nei tempi prefissati. Nella modalità inverter, il convertitore ricostruisce la forma d'onda della tensione alternata di rete.

Il sistema di accumulo ed il PCS sono connessi alla rete attraverso un trasformatore, che può essere del tipo shunt o in serie.

(Figura 140)



Esempi di connessione shunt/serie del trasformatore di interfacciamento tra dispositivi di accumulo e sistema elettrico.

Nel caso di connessione shunt il sistema è in grado di scambiare con la rete sia potenza attiva che reattiva variando l'ampiezza e la fase della tensione in uscita dall'inverter rispetto alla tensione di rete. Il risultato è un'iniezione di corrente sul sistema elettrico che può essere utilizzata, ad esempio, in applicazioni di regolazione della tensione.

In presenza di un guasto sul sistema elettrico, il PCS ed il carico possono essere disconnessi dalla rete per l'intervento di un dispositivo d'interruzione.

Nel frattempo il sistema di accumulo continua ad alimentare il carico attraverso il PCS.

Nel momento in cui il valore della tensione di rete si ristabilisce, il dispositivo di interruzione riattiva la connessione tra la rete elettrica ed il carico ed il PCS attiva la funzione di ricarica della batteria.

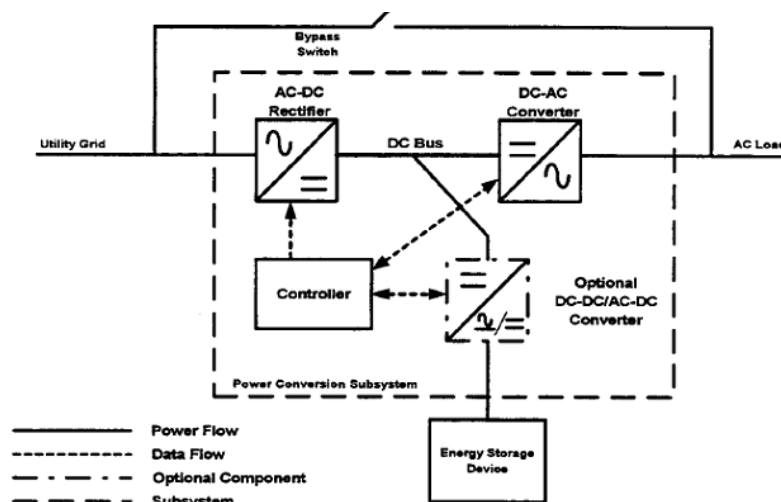
Nel caso di un sistema grid-connected con connessione serie del trasformatore, il trasferimento di potenza attiva e reattiva dal sistema di accumulo al carico o viceversa avviene in modo del tutto indipendente: il flusso di potenza attiva è cioè del tutto svincolato dal flusso di potenza reattiva. Infatti, in questo caso il PCS inietta delle tensioni in serie e sincronizzate con la tensione di rete. L'ampiezza e la fase della tensione prodotta dal PCS possono essere variate, permettendo così uno scambio di potenza attiva e reattiva con il sistema elettrico. La potenza reattiva scambiata viene generata internamente al PCS senza la necessità di utilizzare componenti induttivi o capacitivi. Lo scambio di potenza attiva può essere realizzato se è presente una sorgente di accumulo. Ad esempio, se il sistema è progettato per proteggere dai buchi di tensione, in presenza di un tale evento il PCS inietta sulla rete un valore di tensione tale da compensare il buco di tensione.

Non appena la tensione viene ristabilita, il dispositivo di conversione commuta il sistema di accumulo nella modalità di ricarica.

Sistemi grid-connected – configurazione serie

I sistemi grid-connected in configurazione serie vengono anche indicati con il termine "sistemi di conversione on-line" o "sistemi a doppia conversione" (double-conversion systems). La prima terminologia indica che tali sistemi sono tenuti costantemente on line sul carico da alimentare, la seconda sta ad indicare la caratteristica di tali sistemi di convertire la potenza due volte: una volta da alternata a continua (AC/DC) una seconda volta da continua ad alternata (DC/AC).

(Figura 141)



La figura mostra un schema di configurazione serie. Come si può notare esso è costituito da un raddrizzatore, un inverter, un convertitore opzionale DC/DC o AC/DC, un sistema di controllo ed un interruttore di bypass.

Inoltre può essere presente un filtro ed uno scaricatore lato rete.

Il raddrizzatore AC/DC converte la corrente alternata della rete elettrica in continua (DC bus), l'inverter DC/AC trasforma la corrente continua del DC bus nella corrente alternata che confluisce sul carico. Il convertitore opzionale DC/DC o AC/DC viene spesso utilizzato sia per controllare i processi di carica scarica sia per ottimizzare le condizioni di funzionamento dell'inverter. Il convertitore opzionale AC/DC è tipico dei sistemi di accumulo quali volani. Il sistema di controllo ha la funzione di regolare il flusso di energia dalla rete al carico, dalla rete al sistema di accumulo e dal sistema di accumulo al carico. L'interruttore di bypass serve per garantire il trasferimento della potenza al carico in caso di guasto del PCS o per isolare il PCS per operazioni di manutenzione. Il filtro opzionale lato rete ha la funzione di bloccare le correnti armoniche prodotte dal PCS che potrebbero riversarsi in rete.

Sistemi stand-alone – configurazione ibrido parallelo/serie

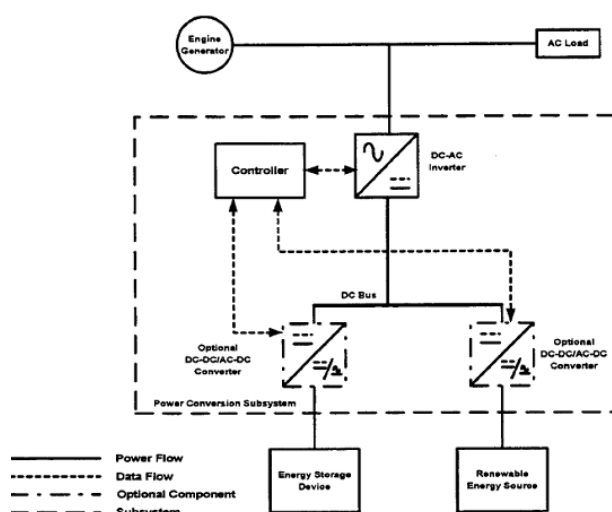
Un sistema ibrido in genere è costituito da diverse sorgenti di energia, in modo tale che il carico possa essere alimentato, indifferentemente, da una qualsiasi o da tutte le sorgenti di generazione presenti.

Considereremo un sistema costituito da una sorgente di accumulo, un generatore elettrico (engine generator), una sorgente di energia rinnovabile (fotovoltaica o eolica) ed il carico.

La distinzione tra configurazione parallelo/serie in un sistema ibrido dipende essenzialmente dalle modalità di connessione del generatore elettrico al sistema.

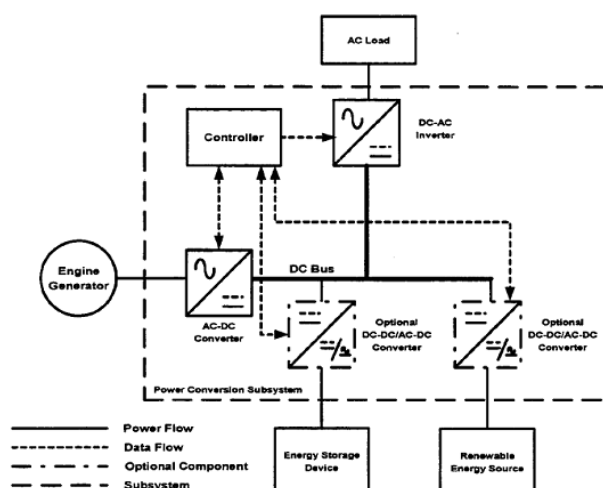
Infatti, nella configurazione parallelo, il generatore è connesso direttamente al carico in corrente alternata. Nella configurazione serie, invece, il generatore viene collegato al bus in corrente continua attraverso un raddrizzatore (AC/DC converter).

In termini di prestazioni, la configurazione parallelo per sistemi stand-alone necessita di un inverter dimensionato per l'effettiva potenza trasmessa dal sistema di accumulo.



Schema di connessione parallelo per un sistema isolato dalla rete (Figura 142)

Al contrario, nella configurazione serie il raddrizzatore e l'invertitore sono attraversati anche dalla potenza prodotta dal generatore, per cui dovranno essere sovradimensionati rispetto alla configurazione parallelo.



Schema di connessione serie per un sistema isolato dalla rete (Figura 143)

Schema di connessione parallelo per un sistema isolato dalla rete

Come si nota dallo schema riportato in figura, il sistema è costituito da un inverter DC/AC, un convertitore opzionale DC/DC o AC/DC, un sistema di controllo, una sorgente di generazione, un carico in c.a., un dispositivo di accumulo dell'energia ed una sorgente di energia rinnovabile.

Una siffatta configurazione ha tre diverse modalità di funzionamento:

- Stand-alone,
- Ricarica della batteria,
- Funzionamento parallelo.

-Nella modalità di funzionamento stand-alone il generatore elettrico non eroga energia al carico in c.a. e quest'ultimo viene alimentato direttamente dalla sorgente di energia rinnovabile e dal sistema di accumulo attraverso il PCS. La sorgente variabile di energia eroga sul carico tutta la potenza variabile prodotta, istante per istante, mentre il sistema di accumulo fornisce la parte di energia residua, richiesta dal carico.

In questa modalità di funzionamento il convertitore DC/AC funziona da inverter, convertendo la potenza da continua ad alternata.

-Nella modalità di funzionamento "ricarica della batteria" il generatore elettrico alimenta il carico in c.a. mentre l'eccesso di potenza prodotto dallo stesso viene utilizzato per la ricarica del sistema di accumulo, attraverso il PCS. Pertanto, in questa modalità di funzionamento il convertitore DC/AC funziona da raddrizzatore, convertendo la potenza da alternata a continua per ricaricare la batteria. Una parte dell'energia richiesta per la ricarica del sistema di accumulo può essere fornita direttamente dalla sorgente di energia rinnovabile.

-Nella modalità di funzionamento parallelo la richiesta di energia del carico viene soddisfatta contemporaneamente da tutte le sorgenti di energia presenti (generatore elettrico, sorgente di energia rinnovabile e sistema di accumulo). In particolare il generatore elettrico viene fatto funzionare alla sua potenza nominale mentre il sistema di accumulo e la sorgente variabile erogano la potenza supplementare al carico. In questa modalità di funzionamento il convertitore DC/AC funziona da inverter, convertendo la potenza da continua ad alternata.

E' importante notare che per la ricarica della batteria è possibile utilizzare sia lo stesso inverter bidirezionale (DC/AC inverter) come precedentemente ipotizzato, sia un dispositivo di controllo della carica opzionale (tipicamente un convertitore DC/DC che ha la funzione di controllare la velocità di ricarica del pacco batterie).

Schema di connessione serie per un sistema isolato dalla rete

Come si nota dallo schema riportato in figura, il sistema è costituito da un inverter DC/AC, un convertitore opzionale DC/DC o AC/DC, un sistema di controllo, una sorgente di generazione, un convertitore AC/DC per l'interfacciamento del generatore elettrico al bus in c.c., un carico in c.a., un dispositivo di accumulo dell'energia ed una sorgente di energia rinnovabile.

In questo schema il carico in c.a. viene alimentato prioritariamente dalla batteria e dalla sorgente di energia rinnovabile. Il generatore normalmente è disconnesso dalla rete. In questa fase, se la sorgente di energia rinnovabile eroga una quantità di energia sufficiente, essa provvede sia ad erogare potenza al carico, sia alla ricarica della batteria, attraverso il convertitore DC/DC o AC/DC opzionale. Nel momento in cui lo stato di carica della batteria scende al di sotto di un livello prefissato, il generatore elettrico viene avviato fornendo rapidamente l'energia richiesta per la ricarica della batteria, attraverso un raddrizzatore (convertitore AC/DC).

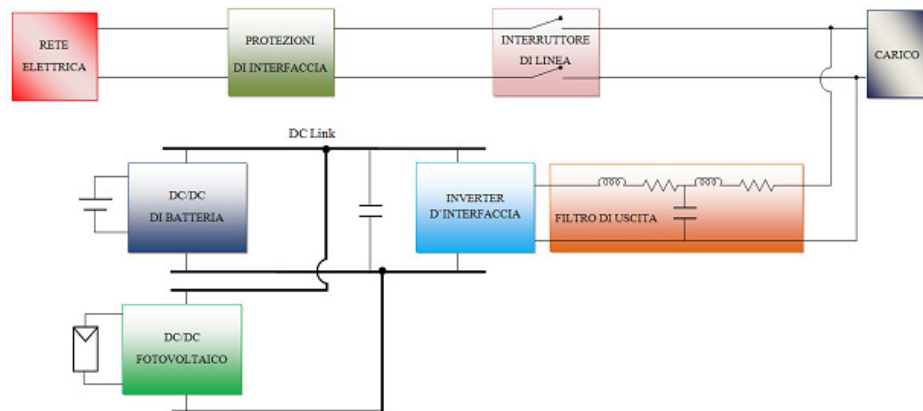
In termini di prestazioni, la configurazione parallelo per sistemi ibridi stand-alone presenta le seguenti caratteristiche, rispetto alla configurazione serie:

- è caratterizzata da un'elettronica di potenza più complessa rispetto alla configurazione serie;
- l'attivazione del generatore può facilmente provocare disturbi sul carico (nella configurazione serie i disturbi trasmessi sul carico sono nulli, dato che il generatore viene connesso sul bus DC);
- necessita di un inverter bidirezionale, al contrario della configurazione serie in cui è possibile utilizzare inverter unidirezionali, dal momento che il sistema di accumulo viene caricato direttamente dal generatore collegato sul bus DC a monte dell'inverter;
- la configurazione parallelo presenta una maggiore affidabilità rispetto alla configurazione serie, dato che un guasto dell'inverter non determina, necessariamente, un'interruzione del trasferimento di energia sul carico (dato che il generatore può continuare ad alimentare il carico in corrente alternata);
- la configurazione parallelo necessita di un sistema di supervisione e controllo più complesso rispetto alla configurazione serie.

Esempio di connessione con sistema ibrido batteria-fotovoltaico

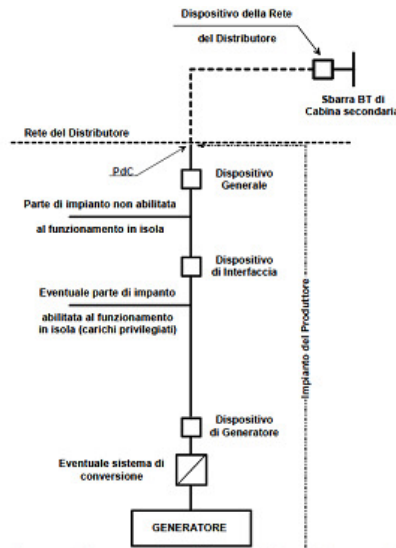
Il sistema costituito da batteria e impianto fotovoltaico può essere realizzato per diverse taglie e diversi livelli di tensione. Considerando un sistema di piccola dimensione per ottimizzare gli aspetti tecnico-economici del controllo si è considerato un dispositivo da applicare a un'utenza domestica da 3 kW. Dato il minor numero di stadi necessari alla realizzazione della soluzione con accoppiamento in continua il prospetto sarà basato su tale configurazione, garantendo inoltre la possibilità del funzionamento in isola del carico domestico. Data la taglia (<100kW) e la tipologia di carico, la connessione del sistema ibrido batteria-fotovoltaico avviene sulla rete in bassa tensione ed è monofase.

Lo schema a blocchi del sistema è pensabile come il seguente:



Schema a blocchi del sistema ibrido batteria-fotovoltaico con connessione monofase alla rete elettrica in bassa tensione ed accoppiamento in continua (Figura 144)

L'accoppiamento in continua di batteria e impianto fotovoltaico avviene mediante due convertitori statici DC/DC che servono a portare la tensione dei due sistemi al livello di un bus comune in continua, mentre l'inverter d'interfaccia permette di regolare il flusso di potenza da e verso la rete elettrica. Tale inverter è connesso alla rete elettrica mediante un filtro di uscita che permette di attenuare le distorsioni armoniche prodotte da quest'ultimo. Per il funzionamento in isola, che avviene qualora vi sia uno scostamento dei valori di frequenza e di tensione di rete dai valori forniti dalla norma CEI EN 50160, l'inverter deve permettere il funzionamento in isola del carico domestico previa apertura di un interruttore di linea. Il collegamento in rete del dispositivo necessita inoltre della presenza di ulteriori protezioni di interfaccia come indicato dalla norma CEI 0-21 e mostrato in figura. (Figura 145)



Configurazione di sistema di produzione in parallelo alla rete del distributore con la possibilità di alimentare in isola carichi privilegiati, Norma CEI 0-21.

Il dispositivo di interfaccia che permette di sezionare la rete del distributore dall'impianto di generazione che sostiene l'isola intenzionale su carichi privilegiati e indicato nella norma CEI 0-21 ha lo scopo di consentire all'utente di alimentare la rete stessa in caso di guasto o di valori anomali di tensione e frequenza e di evitare, nel caso di richiuse automatiche di interruttori sulla rete di distribuzione, che il generatore possa subire danneggiamenti nel caso di richiuse con discordanza di fase.

Nel caso di generatori interfacciati alla rete con dispositivi statici il collegamento alla rete e la riconnessione, a seguito dell'intervento della protezione di interfaccia, può avvenire qualora la frequenza e la tensione di rete si mantengano all'interno di un intervallo prefissato per una durata minima di 300 secondi. La potenza erogata dal generatore in parallelo alla rete durante il collegamento deve partire da 0 e aumentare con un incremento graduale pari al massimo al 20% al minuto della potenza massima.

I valori tipici della tensione e della frequenza di rete in bassa tensione risultano:

- $V_{rete} = 230 \text{ V}_{rms} +10\%/-15\%$ (e cioè con tensione efficace compresa tra 195.5V e 253V);

- $f_{rete} = 50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (e cioè con frequenza compresa tra 49.5 Hz e 50.5 Hz).

Durante il funzionamento in isola intenzionale i parametri di qualità del servizio devono essere inoltre contenuti entro i seguenti limiti:

- $V_{rete} = 230 \text{ V}_{rms} +10\%/-15\%$ (e cioè con tensione efficace compresa tra 195.5V e 253V);

- $f_{rete} = 50 \text{ Hz} \pm 2\%$ (e cioè con frequenza compresa tra 49 Hz e 51 Hz).

L'inverter connesso in parallelo alla rete elettrica, oltre a dover rispettare le normative concernenti la sicurezza elettrica e i disturbi elettromagnetici irradiati e condotti, deve sottostare a specifiche normative per la connessione in rete.

Gli impianti di produzione fotovoltaici possono infatti essere fonte di possibile disturbo per le altre utenze e tal volta compromettere il regolare funzionamento delle apparecchiature elettriche collegate alla stessa rete di bassa tensione. Il contenuto armonico della corrente immessa in rete dai convertitori con potenza nominale minore di 20kW devono rispettare le prescrizioni della norma internazionale IEC 61727 per cui la distorsione armonica totale "THD" della corrente in uscita non deve superare il 5% della fondamentale con limiti specifici per le singole armoniche.

Per poter rispettare i limiti di distorsione si deve agire sia sul sistema di controllo sia sulla progettazione del filtro di uscita del convertitore. In particolare le armoniche di ordine basso (armoniche con frequenza interna alla banda passate del controllo) possono essere compensate con un'adeguata retroazione, mentre le armoniche di ordine più elevato (esempio quelle dovute alla frequenza di commutazione della modulazione PWM) devono essere attenuate "fisicamente" con un'adeguata progettazione del filtro d'uscita.

Il convertitore statico deve inoltre limitare la componente continua della corrente immessa in rete ad un valore pari allo 0.5% del valore nominale così come riportato nella norma CEI 0-21. Per limitare questa componente continua è possibile inserire un trasformatore che lavora alla frequenza di rete o una funzione di protezione sensibile a tale componente continua. Per impianti con potenze nominali inferiori ai 20kW l'uso del trasformatore non è necessario e determinerebbe solo un aumento del peso, dell'ingombro e del costo dell'inverter.

Una protezione risulta una soluzione ottimale e può essere inoltre implementata all'interno dell'algoritmo di controllo dell'inverter determinando ovvi vantaggi.

La protezione deve avere soglie di intervento di 200 ms se la componente continua eccede 1A o entro 1 secondo se la componente supera lo 0.5% della corrente nominale dell'inverter.

Tali limiti sono facilmente raggiungibili dalle logiche di controllo dell'inverter.

Per impianti connessi in parallelo alla rete elettrica con potenza superiore a 3 kW secondo la vigente normativa italiana, il generatore deve partecipare alla regolazione di tensione erogando o assorbendo anche potenza reattiva. L'erogazione di potenza reattiva da parte di un convertitore statico è demandata all'azione del sistema di controllo che, sulla base di un'accurata misura della tensione di rete, dovrà generare un riferimento per la corrente erogata dall'inverter tale da garantire un fattore di potenza pari o superiore a 0.8 quando la potenza attiva è compresa tra il 20% e il 100% della potenza totale installata.

Conclusioni

Dallo studio effettuato con le ipotesi assunte, si è potuto constatare che la tecnologia di accumulo, qualunque essa sia, a seconda delle applicazioni, permette un Energy Saving che va a beneficio dell'investitore che punta in questa applicazione oltre a tutti i vantaggi analizzati in precedenza.

La richiesta di energia nel territorio italiano come abbiamo visto, non può essere soddisfatta dalla sola produzione interna ma per ridurre le importazioni allo stretto necessario e migliorare la distribuzione di energia nel territorio, è conveniente adottare sistemi di accumulo che come identificato hanno buone potenzialità in tal senso e producono un risparmio che incentiva soprattutto l'utente residenziale.

Ad oggi la tecnologia fotovoltaica risulta molto diffusa e impiegata nelle più svariate applicazioni in Italia ma l'autosostenibilità di tale risorsa sembra ancora lontana per via dei costi ancora elevati, rispetto agli introiti generati, se non fossero presenti gli incentivi statali che comunque hanno spinto verso un rapido sviluppo di tale utilizzo di energia rinnovabile. I vari prospetti basati su taglie domestiche, evidenziano il beneficio del fotovoltaico alla luce del nuovo conto energia, ma tale miglioramento risulta irrisorio oggi; ecco perché infatti anche il nuovo conto energia incentiva l'autoconsumo e il piccolo utente residenziale che si vede nella figura di investitore è spinto ad impiegare le proprie risorse finanziarie per migliorare il sistema applicativo in vista di un maggior ritorno economico nel più breve tempo possibile.

L'aumento del costo in bolletta che si fa sempre più pressante può trovare così una riduzione o addirittura essere annullato grazie al passaggio di tariffa, il profitto inoltre è maggiore anche grazie all'aumento di energia auto consumata che viene remunerata maggiormente aumentando il beneficio economico relativo all'adozione di tali sistemi RESS.

Lo sfruttamento delle energie rinnovabili è senza dubbio un insieme di azioni che permettono di guadagnare sul capitale investito, ciò permette inoltre il miglioramento della qualità della vita anche sotto il profilo della salute con la riduzione del consumo di petrolio e derivati e quindi di agenti inquinanti immessi nell'atmosfera.

Il connubio di fonti rinnovabili e sistemi di accumulo risulta quindi in fine un metodo intelligente di sfruttamento delle risorse attualmente disponibili e in futuro ciò si potrà integrare facilmente e in maniera efficiente con la concezione di smart grid, a vantaggio di una rete economica, sostenibile e facilmente gestibile.

Bibliografia

Bibliografia consultata

- [1] “Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits”. EPRI, Palo Alto, CA, 2010, 1020676.
- [2] “Handbook of Energy Storage for transmission or Distribution Applications”, EPRI, Palo Alto, CA: 2002, 1007189.
- [3] “Photovoltaic Observatory”, EPIA 2011.
- [4] “Evaluation of the Potential Electricity Savings in the Residential Sector”, Progetto Urenco.
- [5] “Importance of battery energy storage for renewable energy supply”, Eurobat, 2011.
- [6] “INTPOW Solar Day 2012”, 7th February Oslo.
- [7] “Smart Grid Executive Report”, Politecnico di Milano, Marzo 2012.
- [8] “Solar Energy Report”, Politecnico di Milano, Aprile 2012.
- [9] S.Fitzpatrick, M.Murray, “Community Energy Storage Report”, Advanced Energy, January, 2011.
- [10] S. Barsali, P. Di Marco, S. Filippeschi, A. Franco, R. Giglioli, D. Poli, “Dimostratore di casa attiva”, ENEA 2011.
- [11] “Accumulo Energia. Usi Finali; Sistemi elettrochimici per l’accumulo dell’energia”, CNR-MSE.
- [12] “Esame dello stato dell’arte e della disponibilità commerciale dei sistemi di accumulo (elettrico, meccanico) per usi finali. Definizione preliminare delle loro prospettive tecnico-economiche”, CESI.
- [13] Claudio Bossi, “L’accumulo di energia: tecnologie, applicazioni e attività di ricerca”, RSE, 2011.
- [14] E. Micolano R. Lazzari, “Sperimentazione di batterie al litio in applicazioni di generazione distribuita”, RSE, 2011.
- [15] “Costi e benefici del fotovoltaico”, Confindustria, 2012.
- [16] S. Guastella, M. Marzoli, F. Paletta, O. Perego, M. Benini, “Fotovoltaico, andamento del mercato nel 2010, calcolo del costo del kWh prodotto e del ritorno d’investimento, meccanismi incentivanti in alcuni Paesi”, RSE.
- [17] “Decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell’ambiente, della tutela del territorio e del mare: DM 5 luglio 2012”.
- [18] Norma CEI 0-21: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”.
- [19] F. Alessandrini, G. Appetecchi, M. Conte, “Studio di fattibilità tecnica sull’applicabilità delle batterie al litio nelle reti elettriche – Stato dell’arte e limiti scientifici e tecnologici”, ENEA, Settembre 2010.
- [20] Domenico Casadei, Gabriele Grandi, Claudio Rossi, Mario Paolone, “Impianto sperimentale per la produzione di energia elettrica fotovoltaica con sistema di accumulo ad idrogeno”, Università di Bologna.
- [21] M. Conte, M.L. Di Silvestre, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo, “Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate”, ENEA, 2011.
- [22] C. Bossi, S. Grillo, R. Lazzari, E. Micolano, E. Tironi, “Contributo degli accumuli di energia e potenza al miglioramento della qualità e dell’efficienza delle reti di distribuzione”, RSE, 2012.

- [23] Rocco Cicoria, Sergio Corti, Gianni Celli, Fabrizio Pilo, Gian Giuseppe Soma, “Pianificazione di reti attive includenti dispositivi di accumulo”, RSE, 2012.
- [24] R. Lazzari, E. Micolano, “Applicazioni dei sistemi di accumulo elettrico a supporto della rete: analisi di casi studio. Progetto di un sistema di accumulo per il controllo del profilo di immissione in rete della potenza prodotta da un campo fotovoltaico”, RSE, 2012.
- [25] A.Barbato, A. Capone, G. Carello, M. Delfanti, M. Merlo, “BEE Project: un Sistema di Gestione dell’Energia in Ambito Domestico per le Future Smart Grid”, Politecnico di Milano.
- [26] M.Ceraolo, S.Di Fraia, P.Pelacchi, “Sistemi di accumulo elettrochimico per applicazioni stazionarie”, AEIT, giugno 2011.
- [27] A.Cagnano, E.De Tuglie, M.Liserre, R.A.Mastromauro, “Il controllo degli impianti fotovoltaici nelle reti di distribuzione”, AEIT, maggio 2011.
- [28] M.Simonov, F.Grimaccia, R.E.Zich, M.Mussetta, “Modello di gestione real-time dell’energia solare nelle smart cities”, AEIT, gennaio/febbraio 2011.
- [29] M.Simonov, F.Grimaccia, R.E.Zich, M.Mussetta, A.Gandelli, “Modelli predittivi di produzione fotovoltaica mediante soft computing”, AEIT, gennaio/febbraio 2011.
- [30] F.Santi, D.Ghezzi, R.Acri, “CAES: un’opzione per il bilanciamento delle rinnovabili e per le smart grid”, L’Energia Elettrica, gennaio-febbraio 2012.
- [31] L.Mazzocchi, M.Meghella, E.Micolano, “Studi e sperimentazioni sulle tecnologie di accumulo elettrico”, L’Energia Elettrica, settembre-ottobre 2011.
- [32] “Regole applicative per l’iscrizione ai registri e per l’accesso alle tariffe incentivanti DM 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia)”, GSE, agosto 2012.

Siti web consultati

- [a] www.gse.it
- [b] www.electricitystorage.org
- [c] www.futureenergy.it
- [d] www.enel.it
- [e] www.epri.com
- [f] www.enea.it
- [g] www.autorita.energia.it
- [h] www.qualenergia.it
- [i] www.rse-web.it
- [j] www.terna.it
- [k] www.cesi.it
- [l] www.sciencedirect.com
- [m] www.gifi-fv.it
- [n] www.anie.it
- [o] www.elettronet.it
- [p] www.iea.org
- [q] www.fiamm.com
- [r] www.saftbatteries.com
- [s] www.energystrategy.it
- [t] www.fotovoltaicoenergiadolare.it
- [u] www.sviluppoeconomico.gov.it
- [v] www.istat.it
- [w] www.dirittoitalia.it
- [x] www.energieinnovabiliitalia.it
- [y] www.photon-online.it
- [z] www.advancedenergy.org
- [aa] www.zeroemission.eu
- [bb] www.pv-tech.org
- [cc] www.mercatoelettrico.org
- [dd] www.ilportaledelsole.it
- [ee] www.fonti-rinnovabili.it
- [ff] www.enerpoint.it
- [gg] www.energiazero.it
- [hh] www.energiyalab.it
- [ii] www.tecnologieefficienti.it
- [jj] www.energystorage.it

Appendici

Grandezze caratteristiche per valutare le prestazioni di un accumulatore

Calcolo della capacità

La capacità di una batteria è la carica che può essere estratta durante la scarica completa.

La misura della capacità di una batteria si ottiene integrando la corrente registrata durante la scarica, tra il tempo di inizio e di fine scarica espressi entrambi in ore, secondo la seguente formula:

$$C_{dch} = \int_{t_{in}}^{t_{fin}} i_{dch}(t) dt$$

Calcolo dell'energia

Analogamente alla misura di capacità, la misura dell'energia accumulata in una batteria, espressa in Wh, si effettua integrando la potenza di scarica tra il tempo di inizio e di fine scarica, esprimendo entrambi in ore:

$$E_{scarica} = \int_{t_{in}}^{t_{fin}} P_{scarica}(t) dt = \int_{t_{in}}^{t_{fin}} V_{batteria}(t) \cdot i_{scarica}(t) dt$$

Calcolo della potenza media

La misura della potenza media erogata durante ciascuna prova dalla batteria, espressa in W, è effettuata calcolando la media della potenza istantanea di scarica tra il tempo di inizio e di fine scarica:

$$\bar{P} = \frac{1}{t_{fin} - t_{in}} \int_{t_{in}}^{t_{fin}} P_{dch}(t) dt = \frac{1}{t_{fin} - t_{in}} \int_{t_{in}}^{t_{fin}} V_{batteria}(t) \cdot i_{dch}(t) dt$$

Misura del rendimento amperometrico

Il valore del rendimento amperometrico è ottenuto dal rapporto tra la carica estratta dalla batteria durante la scarica e quella ripristinata durante la successiva ricarica, secondo la seguente formula:

$$\eta_{amp} = \frac{C_{dch}}{C_{ch}} \cdot 100$$

Dove C_{dch} si ottiene integrando la corrente di scarica e C_{ch} si ottiene integrando la corrente registrata durante la successiva ricarica a fondo tra il tempo di inizio e fine carica.

Il rendimento diminuisce quando la scarica viene fatta rapidamente.

Perché la misura sia corretta è necessario che lo stato di carica della batteria alla fine della prova sia uguale a quello iniziale; per questo motivo la prova ha inizio e si conclude con batteria pienamente carica.

Misura del rendimento energetico

Il rendimento energetico della batteria è ottenuto dal rapporto tra l'energia scaricata durante la prova di scarica e l'energia caricata durante la ricarica seguente, secondo la seguente formula:

$$\eta_e = \frac{E_{dch}}{E_{ch}} \cdot 100$$

dove E_{dch} si ottiene integrando la potenza di scarica e E_{ch} si ottiene integrando la potenza registrata durante la successiva ricarica tra il tempo di inizio e fine carica.

Il rendimento energetico è più basso del rendimento amperometrico per la presenza della resistenza interna dell'accumulatore che dissipa energia.

Perché la misura sia corretta è necessario che il contenuto energetico della batteria alla fine della prova sia uguale a quello iniziale; per questo motivo la prova ha inizio e si conclude con batteria pienamente carica.

Calcolo della densità di energia

La densità di energia di una batteria si ottiene dividendo il valore dell'energia scaricata per il volume della batteria espresso in litri.

Calcolo dell'energia specifica

L'energia specifica di una batteria si ottiene dividendo il valore dell'energia scaricata per il peso della batteria espresso in kg.

Calcolo della densità di potenza

La densità di potenza di una batteria si ottiene dividendo il valore di potenza di scarica per il volume della batteria espresso in litri.

Calcolo della potenza specifica

L'energia specifica di una batteria si ottiene dividendo il valore di potenza di scarica per il peso della batteria espresso in kg.

Stato di carica SOC

Lo SOC è la capacità residua in Ah che si ha dopo un processo di scarica a partire dalla condizione di piena carica:

$$SOC(t) = Q - \int_0^t i(t) dt$$

Stato di scarica SOD

Lo SOD è la capacità fornita in Ah che si ha dopo un processo di scarica a partire dalla condizione di piena carica:

$$SOD(t) = \int_0^t i(t) dt$$

esiste la relazione:

$$SOC(t) + SOD(t) = Q$$

Il grado o profondità di carica DOC

Il DOC è la capacità acquisita dopo un processo di carica espressa in percento della capacità:

$$DOC(t) = \frac{SOC(t)}{Q} \cdot 100$$

Il grado o profondità di scarica DOD

Il DOC è la capacità fornita dopo un processo di scarica, a partire dalla condizione di piena carica, espressa in percento della capacità:

$$DOD(t) = \frac{SOD(t)}{Q} \cdot 100 = \frac{Q - SOC(t)}{Q} \cdot 100$$

In generale si ritiene che una scarica sia profonda quando il DOD_{reale} è 100% (che potrebbe corrispondere a un $DOD_{teorico}$ dell'80%).

Calcolo della resistenza interna

La stima della resistenza interna di una batteria si ottiene dividendo la variazione di tensione, che si verifica a seguito di una variazione della corrente assorbita/erogata dalla batteria, per la variazione stessa della corrente, misurata tra due istanti temporali T_K e T_I :

$$R = \frac{|V(T_K) - V(T_I)|}{|I(T_K) - I(T_I)|}$$

Calcolo della potenza di picco in scarica

La potenza di picco in scarica si ottiene attraverso la seguente formula:

$$P_{dch} = V_{min} \cdot \frac{(OCV - V_{min})}{R_{dch}}$$

dove V_{min} è la tensione minima della batteria, il cui valore è riportato nel datasheet di ciascuna tecnologia, OCV è la tensione a circuito aperto della batteria misurata a corrente nulla e dipendente dal SOC, e R_{dch} rappresenta la resistenza interna in scarica calcolata con la formula precedente.

Calcolo della potenza di picco in carica

La potenza di picco in carica si ottiene attraverso la seguente formula:

$$P_{ch} = V_{max} \cdot \frac{(V_{max} - OCV)}{R_{ch}}$$

Dove V_{max} è la tensione massima della batteria, il cui valore è riportato nel datasheet di ciascuna tecnologia, OCV è la tensione a circuito aperto della batteria misurata a corrente nulla e dipendente dal SOC, e R_{ch} rappresenta la resistenza interna in carica calcolata con la formula precedente.

Tabella principali produttori di batterie attivi sul mercato italiano dello storage per il fotovoltaico
(Figura 146)

Impresa	Prodotti per fotovoltaico	Nazione	Stato dell'arte
FIAMM	Batterie al piombo Batterie al Sodio-Nichel	Italia	Pilota - progetto da 180 kW Commerciale - sistemi on-grid e off-grid
FAAMM	Batterie al Piombo per sistemi off-grid	Italia	Commerciale - sistemi off-grid
Vipiemme	Batterie al Piombo	Italia	Commerciale - sistemi off-grid
Modular Energy Devices	Batterie al Litio	Stati Uniti	Commerciale - sistemi di rete on-grid
NGK	Batterie al Sodio - Zolfo	Giappone	Commerciale - sistemi di rete on-grid
NEC	Batterie al Litio Batteria al Piombo per sistemi off-grid Batterie al Nichel-Cadmio	Giappone	Commerciale - sistemi di rete on-grid
SAFT	Batterie al Nichel-Cadmio Batterie al Litio (tecnologie al Nichel-Cobalto-Alluminio)	Francia	Pilota - progetti pilota Commerciale - sistemi residenziali on-grid
Sanyo	Batterie al Litio	Giappone	Pilota - progetti pilota Commerciale - sistemi residenziali on-grid
BYD	Batterie al Piombo	Cina	Pilota - progetti pilota Commerciale - centrali on-grid
Dispatch Energy	Batterie ai polimeri di Litio (titanato di ferro)	Germania	Commerciale - impianti residenziali on-grid e off-grid
Moll	Batterie al Piombo gel	Germania	Commerciale - impianti residenziali on-grid e off-grid
Energia Enersys	Batterie al Piombo gel	Svizzera	Commerciale - impianti residenziali on-grid e off-grid
Hoppecke	Batterie al Piombo gel	Germania	Commerciale - impianti residenziali on-grid e off-grid

Tabella principali produttori di sistemi integrati attivi sul mercato italiano
(Figura 147)

Impresa	Nazione	Prodotto
Helios Technology	Italia	Sistemi integrati con batterie al Piombo per applicazioni off-grid
Solon	Germania	Sistemi integrati (con inverter e modulo) con batterie al Piombo in gel per sistemi residenziali on-grid
Western Co	Italia	Sistemi integrati (con inverter e modulo) con batterie al Piombo per applicazioni off-grid
Solar World	Germania	Sistemi integrati (senza inverter) con batterie al Piombo gel per sistemi residenziali on-grid e off-grid
Conergy	Germania	Sistemi integrati (con inverter e modulo) con batterie al Litio per sistemi residenziali on-grid
IBC Solar	Germania	Sistemi integrati con batterie al Piombo gel e polimeri di litio per sistemi residenziali on-grid