UNIONE EUROPEA
Fondo Sociale Europeo
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale

Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca

PON RICERCA E INNOVAZIONE 2014 - 2020

Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR

Progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 Aree di Specializzazione individuate dal PNR 2015-2020

Criticità dello sviluppo di nuove tecnologie per l'accumulo distribuito. SWOT Analysis

Rapporto tecnico di ricerca industriale D1.4

Avviso	Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR
Codice progetto	ARS01_01259
Nome del progetto	Community Energy Storage Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell'Energia in Power Cloud
Acronimo	ComESto
Documento	D1.4
Tipologia	Rapporto tecnico
Timing Pianificato	
Timing Modificato	
Data di Rilascio	18/05/2020
Versione	1.0
Obiettivo Realizzativo	OR1/RI
Attività Realizzativa	AR.1.4
Soggetti Beneficiari Proponenti	GREENENERGY SPA, UNICAL, EVOLVERE
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	GREENENERGY SPA: Ilaria Gemelli, Giuseppe Lucchese UNICAL: Anna Pinnarelli EVOLVERE: Alessandro Burgio
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	GREENENERGY SPA: Ilaria Gemelli, Giuseppe Lucchese
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	PEB

TABELLA DELLE REVISIONI

Versione	Data di Rilascio	Contenuti aggiunti e variazioni
1.0	18/05/2020	
2.0	25/09/2020	

3.0	07/10/2020	Ricezione commenti
4.0	04/12/2020	Modifiche richieste
5.0	08/01/2021	Modifiche richieste
6.0	21/01/2021	Ultime modifiche

INDICE

Executive summary 10

Introduzione 14

1. Sistema ibrido NANOGRID 15

1.1 Descrizione attività e stato dell'arte 15

1.2 Descrizione del sistema 16

1.3 Analisi delle Criticità e punti di forza 21

1.4 SWOT analysis 29

2. BIODIESEL 34

2.1 Descrizione attività e stato dell'arte 34

2.2 Descrizione del sistema 36

2.3 Analisi delle criticità e punti di forza 40

2.4 SWOT analysis 45

3. Sistema di accumulo sottoforma di idrogeno 47

3.1 Descrizione attività e stato dell'arte 47

3.2 Descrizione del sistema 49

3.3 Analisi delle criticità e punti di forza 52

3.4 SWOT analysis 62

4. ACCUMULO TERMICO 63

4.1 Descrizione attività e stato dell'arte 63

4.2 Descrizione del sistema 64

4.3 Analisi delle criticità e punti di forza 66

4.4 SWOT analysis 69

5. ACCUMULO IDRICO 72

5.1 Descrizione attività e stato dell'arte 72
5.2 Descrizione del sistema 73
5.3 Analisi delle criticità e punti di forza 74
5.4 SWOT analysis 77
6. BATTERIE AGLI IONI DI LITIO 78
6.1 Descrizione attività e stato dell'arte 78
6.2 Descrizione del sistema 79
6.3 Analisi delle criticità e punti di forza 81
6.4 SWOT analysis 91
7. BATTERIE A FLUSSO 94
7.1 Descrizione attività e stato dell'arte 94
7.2 Analisi delle criticità e punti di forza 95
7.3 SWOT analysis 99
8. SUPERCAPACITORI 100
8.1 Descrizione attività e stato dell'arte 100
8.2 Descrizione del sistema 101
8.3 Analisi delle criticità e punti di forza 103
8.4 SWOT analysis 113
CONCLUSIONI 115
Bibliografia 122

INDICE FIGURE

FIGURA 1 SCHEMA GENERALE DELLA NANOGRID (CAPITOLATO TECNICO) 16
FIGURA 2 FASI DEL PRODUTTORE PER MARCATURA CE 24
FIGURA 3 SOGGETTI INTERESSATI ALLA VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ 27
FIGURA 4 FASI DEL PRODUTTORE 28
FIGURA 5 ANALISI SWOT DELLA NANOGRID 30
FIGURA 6 CICLO DI PRODUZIONE DEL BIODIESEL – FONTE [6] 35
FIGURA 7 SCHEMA DEL SISTEMA [13]) 39
FIGURA 8 SCHEMA DEL SISTEMA DI PRODUZIONE DEL BIODIESEL [13] 41
FIGURA 9 SCHEMA DEL SISTEMA ENERGETICO H2PEM AD ACCUMULO DI IDROGENO [15] 47
FIGURA 10 CONFRONTO TRA LE CELLE A COMBUSTIBILE E I SISTEMI TRADIZIONALI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA [13] 48
FIGURA 11 CONFRONTO DELLE EFFICIENZE DI DIFFERENTI IMPIANTI (CELLE A COMBUSTIBILE E GENERATORI CONVENZIONALI) IN RELAZIONE ALLA POTENZA DELL'IMPIANTO - [13] 50
FIGURA 12 COMBUSTIBILI POTENZIALMENTE UTILIZZABILI IN UNA CELLA A COMBUSTIBILE - [13] 51
FIGURA 13 CONFRONTO DELLE EMISSIONI DI IMPIANTI A CELLE A COMBUSTIBILE CON IMPIANTI DI GENERAZIONE DI POTENZA TRADIZIONALI [13] 52
FIGURA 14 AREE DI APPLICAZIONE – [13] 58
FIGURA 15 CARATTERISTICHE E APPLICAZIONI CELLE A COMBUSTIBILE – [13] 59
FIGURA 16 SCHEMA DI PROGETTO RELATIVO ALL'ACCUMULO TERMICO [26] 65
FIGURA 17 SCHEMA ESEMPLIFICATIVO DELL'ATTIVITÀ PREVISTA DI PROGETTO [30] 73
FIGURA 18 SCHEMA FUNZIONALE CON DETTAGLIO COMPONENTI DI PROGETTO [30] 74
FIGURA 19 CADUTA DEL PREZZO DELLE BATTERIE AGLI IONI DI LITIO DAL 2010 A 2018 - FONTE [56] 84
FIGURA 20 OFFERTA DI SISTEMI DI ACCUMULO RESIDENZIALI IN GERMANIA DAL 2014 AL 2017 – [43] 84
FIGURA 21 CRESCITA DELLA DOMANDA DI BATTERIE AL LITIO PER MACRO ZONE – [50] 87
FIGURA 22 CRESCITA DELLA DOMANDA DI BATTERIE AL LITIO PER MACRO SETTORI –[50] 87
FIGURA 23 MAGGIORI PRODUTTORI AL MONDO DI BATTERIE AL LITIO AL 2017 – [50] 88
FIGURA 24 ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ PRODUTTIVA DI BATTERIE AL LITIO PER MACRO AREE – [50] 88
FIGURA 25 CRESCITA DELLA CAPACITÀ PRODUTTIVA DI BATTERIE AL LITIO PER ALCUNE CORPORATE: INSTALLATA, COMMISSIONATA, ANNUNCIATA - [50] 88
FIGURA 26 SCHEMA DI UNA TIPICA BATTERIA A FLUSSO – FONTE [79] 95
FIGURA 27 SCOMPOSIZIONE DEL PREZZO DI BATTERIE A FLUSSO DEL TIPO REDOX VANADIO – FONTE [86] 96
FIGURA 28 SISTEMA DI ACCUMULO DI 100WH REALIZZATO CON A) 26 LATTINE DI SUPERCAPACITORI, B) 1.44 LATTINE DI LFP NELLA PEGGIORE DELLE IPOTESI E C) 0.51 LATTINE DI LFP NELLA MIGLIORE DELLE IPOTESI 101
FIGURA 29 PUBBLICAZIONI PER PAROLA CHIAVE "SUPERCAPACITORS"- FONTE [109] 103

FIGURA 30 TECNOLOGIE DI ACCUMULO NEL RAPPORTO TRA DENSITÀ DI POTENZE E DENSITÀ DI ENERGIA. FONTE [115] 105
FIGURA 31 TECNOLOGIE DI ACCUMULO NEL RAPPORTO TRA EFFICIENZA E VITA UTILE FONTE [131] 106
FIGURA 32 PERDITE E CORRENTE EROGATA – FONTE [133] 108
FIGURA 33 RAPPORTO R/R0 E CC0 IN FUNZIONE DELLE ORE DI ESERCIZIO A TEMPERATURA CONTROLLATA – [126] ... 108

INDICE TABELLE

TABELLA 1 ANALISI SWOT PER LA NANOGRID 33
TABELLA 2 CARATTERIZZAZIONE DEL BIODIESEL SECONDO LA NORMA UNI EN ISO 14214 37
TABELLA 3 CONFRONTO METANOLO/ETANOLO – (OR3: DERIVERABLE 3. 3- ANALISI E SPERIMENTAZIONE IN SCALA DI LABORATORIO DI UN SISTEMA DI STOCCAGGIO DI ENERGIA DA IMPIANTO A FONTE RINNOVABILE SOTTO FORMA DI BIODIESEL OTTENUTO DA OLIO ESAUSTO, ED INDIVIDUAZIONE DELLA SOLUZIONE DI INTERFACCIA) 40
TABELLA 4 ANALISI SWOT PER IL BIODIESEL) 46
TABELLA 5 CARATTERISTICHE E TIPOLOGIE DI STOCCAGGIO IDROGENO 61
TABELLA 6 ANALISI SWOT PER CELLE A COMBUSTIBILE 63
TABELLA 7 ANALISI SWOT PER L'ACCUMULO TERMICO 71
TABELLA 8 ANALISI SWOT PER L'ACCUMULO IDRICO 77
TABELLA 9 PRINCIPALI PRESTAZIONI PER LE BATTERIE AGLI IONI DI LITIO. – FONTE [43] 81
TABELLA 10 BATTERIE LI-ION: ANALISI SWOT 93
TABELLA 11 PRINCIPALI PARAMETRI TECNICI PER BATTERIE A FLUSSO E AGLI IONI DI LITIO: VANTAGGI – [FONTE] 96
TABELLA 12 PRINCIPALI PARAMETRI TECNICI PER BATTERIE A FLUSSO E AGLI IONI DI LITIO: SVANTAGGI – [FONTE] 98
TABELLA 13 ANALISI SWOT PER LE BATTERIE A FLUSSO 100
TABELLA 14 CONFRONTO DELLE PERFORMANCE TRA SUPERCAPACITORI E BATTERIE AGLI IONI DI LITIO 104
TABELLA 15 ANALISI SWOT PER I SUPERCAPACITORI 114
TABELLA 16 CRITICITÀ SISTEMI DI ACCUMULO DISTRIBUITO E SISTEMA IBRIDO 121

Abbreviazioni ed acronimi

ACRONIMI ABBREVIAZIONI	TESTO ESTESO
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ARERA	Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente
ASTM	American Society for Testing and Materials
BOP	Balance of Plant
CHP	Sistemi energetici cogenerativi
CONOE	Consorzio nazionale raccolta e trattamento oli e grassi vegetali ed animali esausti
DBS	Banca Dati Dinamica
DR	Demand Response
DSM	Demand-Side Mamagement
DSO	Distribution System Operators
EMI	ElectroMagnetic Interference
ESR	Equivalent series resistor
FACTS	Flexible Alternate Current Transmission System
FAEE	Fatty acid ethyl esters
FAME	Fatty acid methyl esters
FER	Fonte di Energie Rinnovabili
GSE	Gestore Servizi energetici
IRENA	International Renewable Energy Agency
MCI	Motore a combustione interna
MG	MacroGrid
NG	NanoGrid
O&M	Operation & Maintenance
PCI	Potere calorifico inferiore
PEFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell
PEI	Interfaccia elettronica di potenza
PEM	Proton Exchange Membrane o Polymer Electrolyte Membrane
PGM	Platinum Group Metals
PWM	Pulse-width modulation

RDM	Regioni del Meridione
SEE	Spazio Economico Europeo
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
TES	Thermal Energy Storage

EXECUTIVE SUMMARY

Il presente documento, deliverable del progetto ComESto, sintetizza i risultati delle attività condotte nell'ambito dell'attività 1.4 ("***Analisi delle criticità connesse allo sviluppo di produzione di tecnologie per la realizzazione di sistemi di accumulo distribuito e di sistemi ibridi nel contesto locale: SWOT analysis***") dell'Obiettivo Realizzativo 1 (OR1).

Le attività di studio e di ricerca condotte hanno avuto l'obiettivo di elencare ed analizzare le tipologie di accumulo di energia in base ad applicazioni di sistemi distribuiti termici e/o elettrici ed ibridi ai fini di evincerne criticità e punti di forza, per costituire la matrice SWOT per ciascuna di esse.

L'analisi SWOT consente un'indagine approfondita del contesto di riferimento, tenendo simultaneamente conto delle variabili interne ed esterne, e permette di definire delle strategie in funzione dell'obiettivo che si vuole raggiungere.

Il punto centrale del progetto è la nanogrid, ovvero un sistema ibrido di alimentazione realizzato per alimentare i carichi dell'utenza/unità immobiliare a cui è asservita con sistemi di generazione di energia elettrica e sistemi di accumulo di vario tipo, nonché con energia scambiata con la rete, attraverso opportune interfacce elettroniche di potenza bidirezionale.

Le principali tecnologie analizzate sono distinte in *convenzionali* e *non convenzionali*; le prime consistono in: accumulo tramite batterie al litio, batterie a flusso, supercapacitori. Diversamente, per quelle non convenzionali sono state esaminate soluzioni quali il biodiesel, l'accumulo termico, l'accumulo sotto forma di idrogeno, l'accumulo idrico dell'energia elettrica che si servono di vettori distribuiti quali il gas, l'acqua e il calore.

Per quanto riguarda la nanogrid, l'approccio al problema è partito dal quadro normativo di riferimento, per cui tali sistemi dovranno essere in grado di gestire flussi bidirezionali di energia elettrica e quindi di abilitare nuove funzionalità nelle fasi di generazione, trasmissione, distribuzione e utilizzo. Le reti elettriche di un sistema siffatto dovranno essere reti attive e intelligenti, le smart grid, dotate di smart meters (contatori installati presso ciascuna utenza e capaci di comunicazioni bidirezionali), sensori, attuatori, nodi di concentrazione e smistamento delle informazioni al fine di garantire in maniera efficiente il continuo bilanciamento tra generazione e consumi di elettricità secondo il 'punto di ottimo economico', dinamicamente variabile nel tempo, per tutti gli attori del sistema.

I punti di debolezza e le minacce, parti della matrice SWOT insieme ai punti di forza e alle opportunità del sistema ibrido a nanogrid, consistono in: tempi lunghi, complessa quantificazione dei costi di produzione, complesso processo di costruzione del Business Model, quadro normativo regolatorio instabile, presenza di

competitor importanti, resistenza dei consumer a dotarsi di tecnologie innovative; al contrario, le opportunità evidenziano un'evoluzione della normativa italiana ed europea, un'espansione del mercato Smart grid e Smart home ed una propensione degli utenti a divenire prosumer energetici, caratteristiche sottolineate anche dai diversi punti di forza che caratterizzano le nanogrid: innovatività (fattore connesso alla funzionalità, al grado di centralizzazione, al grado di maturità tecnologica), integrazione con l'IoT, architettura innovativa, scalabilità, affidabilità, convenienza economica, efficienza energetica, etc..

Il biodiesel è il risultato di un processo chimico di trans-esterificazione di oli vegetali con alcol e quindi si tratta di un combustibile ottenuto da fonti rinnovabili. Sono stati esaminati gli impieghi del potenziale contenuto energetico degli oli residuali scartati, che diventano ora risorsa energetica e possono soddisfare ad esempio le esigenze di piccole comunità. I punti di forza di tale tecnologia consistono nella notevole riduzione delle emissioni, nell'utilizzo di risorse non esauribili, nella promozione della raccolta tramite la propaganda dei comuni che ne illustri i vantaggi economici; pertanto, le opportunità sono legate a vantaggi economici ambientali e sociali. Per quanto riguarda i punti di debolezza e le minacce, si ha: scarsa informazione sull'importanza degli oli esausti e quindi cittadini non sensibilizzati in tal senso, onerosità dei processi e dei trattamenti da eseguire, difficoltà nel reperimento delle materie prime, discontinuità nel processo di produzione, ricorso a combustibili fossili, sicurezza, competitività sul mercato, aumento dei prezzi delle materie prime.

In seguito è stata verificata la risoluzione delle criticitià connesse allo svuiluppo e alla produzione di tecnologie utili alla realizzazione di sistemi ad idrogeno con celle combustibili (di tipo SOFC e PEM), costituiti da elettrolita, serbatoio di stoccaggio dell'idrogeno e cella combustibile. È necessario che siano messi a punto prodotti in grado di comptere sul mercato, poiché la normativa attuale non ne garantisce la diffusione e l'immissione in quanto deve esservi un contesto favorevole alla generazione/cogenerazione distribuita. Il principale ostacolo è il costo, il quale diminuirà in proprozione al grado di diffusione di questi sistemi; le celle a combustibile non hanno ancora dimostrato un livello di durata paragonabile alle tecnologie esistenti; criticità sono legate alla sicurezza, correlate alla circolazione dell'idrogeno (produzione, stoccaggio e converione in energia), ai suoi infragilimento e corrosione, al rischio di incendio ed agli effetti sull'uomo. Grazie all'utilizzo di tali sistemi si ha: miglioramento dell'efficienza e del risparmio energetico, diversificazione delle fonti energetiche, contenimento delle emssioni in atmosfera, flessibilità nel gas di alimentazione, rendimento elettrico elevato, accoppiamento di celle a combustibile ad impianti eolici, accumulo stazionario di idrogeno.

Si è passati poi alla tecnologia dell'accumulo termico, di sistemi che forniscono la possibilità di regolazione del sistema elettrico, permettendo l'attivazione della produzione di calore, quando necessario, ad

integrazione di sorgenti tradizionali. Il sistema considerato è collegato ad un impianto fotovoltaico che alimenta la pompa di calore, la quale a sua volta alimenta il serbatoio di accumulo termico. Si è scelto di analizzare anche i sistemi di accumulo termico a lungo termine o stagionale, di interesse in ambito di Demand Responde in Real Time. Per quanto concerne i punti di forza, in questo caso si ha la possibilità di produrre energia in un periodo di scarsa domanda, stoccarla e poi offrirla quando la richiesta è maggiore e di spostare l'acquisto di energia nelle fasce in cui questa costa meno; inoltre si ha riduzione del costo dell'energia e dei costi di esercizio degli impianti, dei consumi (risparmio energetico), riduzione dei consumi derivante dall'uso dei combustibili fossili, maggiore efficienza ed efficacia degli impianti. I punti di debolezza sono invece caratterizzati dalla differenza temporale tra generazione e consumo di energia termica, dalla differenza nel costo di energia termica tra le ore di picco e non di punta della giornata, da un'efficienza inversamente proporzionale alla distanza tra la fonte di energia termica e il luogo di consumo; i sistemi basati su accumuli termici sono generalmente più complessi e richiedono opportune logiche di controllo. Infine, il materiale va scelto in funzione di diversi aspetti: tossicità, sicurezza, ingombri, manutenzione.

Si è dato seguito all'indagine del sistema di accumulo idrico, dalla quale è emersa la possibilità di impiegare sistemi già esistenti, eventualmente potenziandoli, al fine di realizzare un sistema di produzione e di accumulo distribuito di energia elettrica di comunità. Il sistema ibrido di accumulo idro-elettrico considerato è costituito da serbatoi idropotabili dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici situati nei siti stessi, ed è alimentato da due acquedotti. Le criticità possono essere riassunte nei seguenti punti: costo dei serbatoi e delle condotte ed organizzazione del sistema di valle, possibilità di intergrare sollevamento ed accumulo in impianti esistenti, posizionamento dell'accumulo (date le dimensioni dovrebbe essere situato in lontananza e perciò sarebbe di proprietà comunale anziché condominiale), criticità di installazione e di gestione alla base degli edifici condominiali, possibili criticità tecniche nell'installazione dovute a carichi piezometrici non uniformi. I punti di forza e le opportunità sono relativi a: grande risparmio di energia elettrica, costo compensato dall'autoconsumo, sistemi che lavorano in ampia gamma di condizioni e di flusso, controllo della sovrapressione, componenti con maggiore vita di servizio, costi di manutenzione esigui negli anni, possibilità di impiegare tali sistemi in comuni industrie e realtà agricole di irrigazione.

L'attività di analisi è proseguita con l'accumulo convenzionale, con le batterie agli ioni di litio del tipo nickel-manganese-cobalto, idonee sia per applicazioni stazionarie che mobili e caratterizzate da molteplici punti di forza. Si tratta di una tecnologia matura e nota, con range di applicazioni molto ampio e vasta diffusione nel mercato. L'analisi SWOT per questa tecnologia è stata approfondita fino a poter suddividere i risultati per tre aree di interesse: tecnologia, mercato, sviluppo. Il principale punto di forza è l'alta densità di energia, seguita dai prezzi in forte calo; è una tecnologia utile per fluttuazioni e intermittenza delle FER, gode di ampia

esperienza pratica, e porta a diverse opportunità: diversificazione per le aziende del settore, nuovi posti di lavoro, nuovi materiali riciclabili ed ecosostenibili, batterie ricaricabili, nuovo business e nuovi investitori, crescita economica e finanziaria per le comunità. Le batterie agli ioni di litio hanno, tuttavia, un impatto ambientale negativo e sono minacciate da tecnologie simili (batterie allo stato solido), inoltre vi è il problema del riciclaggio, riuso e smaltimento, oltre all'elevato costo per applicazioni a piccola scala.

Le batterie a flusso (redox, vanadio) rappresentano una tecnologia utile e scalabile per l'accumulo dell'energia elettrica, sono caratterizzate da semplici strutture ovvero da due serbatoi e da uno stack di celle posto tra essi e sono ritenute idonee e convenienti in applicazioni fisse e di media potenza, presentano abbondante disponibilità di materiale a basso costo; altri vantaggi sono il numero elevato dei cicli di vita, la profonda scarica, il costo competitivo, la capacità di operare anche a basse temperature. Le batterie a flusso hanno punti di debolezza che si manifestano come svantaggi di interesse marginale o rilevante, a seconda delle applicazioni: costi elevati per riparazione o manutenzione, impiego di pompe e di sensori, rischio di perdite di liquidi acidi, densità di potenza e di energia, efficienza nei cicli di lavoro. Il fattore più critico dal punto di vista tecnologico riguarda la stabilità chimica, poiché la stabilità a lungo termine dell'elettrolita è la chiave per una elevata longevità, che a sua volta compensa il costo iniziale e i costi di investimento.

Infine, è stato dato spazio ai supercapacitori, la cui principale performance è rappresentata dalla densità di potenza; i supercapacitori presentano elettrodi con superficie maggiore rispetto a quella dei condensatori e la distanza tra essi è molto ristretta. La particolare struttura a doppio strato del supercapacitore contribuisce alla sua ricarica ultrarapida rispetto alla tradizionale batteria al litio, grazie al minore valore di resistenza del resistore serie equivalente. Allo stesso modo i supercapacitori vengono criticati per la scarsa densità di energia, mentre posseggono eccellente efficienza (98%), elevati cicli e velocità di carica-scarica, scarsa necessità di manutenzione. Una criticità che li contraddistingue è che sono assenti codici e standard per la disciplina dei requisiti produttivi e prestazionali, oltre alla poca notorietà e al costo elevato dei materiali e di produzione.

Le analisi condotte sono utili alla pianificazione strategica e consentono di evidenziare quali siano i fabbisogni e le strategie da adottare nello sviluppo di nuove tecnologie per l'accumulo distribuito.

INTRODUZIONE

In linea con gli obiettivi progettuali, le attività condotte sono state finalizzate all'analisi, la verifica e la risoluzione delle criticità connesse allo sviluppo ed alla produzione di tecnologie utili alla realizzazione di sistemi di accumulo distribuito, convenzionali e non convenzionali, e sistemi ibridi quali le nanogrid.

In particolare, l'attività affronta le criticità insite nella diffusione e utilizzo dei sistemi di accumulo distribuito e dei sistemi ibridi, come ad esempio le criticità nel processo produttivo che a sua volta può comportare un aumento del costo oppure le criticità nell'installazione presso un utente residenziale e quindi il rispetto della normativa vigente ed altro ancora.

Inoltre, nel presente rapporto, partendo da quanto già affrontato nell'attività 1.3 "*Classificazione dei sistemi di accumulo in base all'applicazione ed al contesto"* dove viene svolta un'analisi sulle diverse applicazioni dei sistemi di accumulo distribuito mediante l'utilizzo della tecnologia abilitante quali i sistemi ibridi, ossia le nanogrid, si sono individuate le criticità nei diversi processi, quali i processi produttivi, di installazione, di certificazione e di utilizzo nei diversi scenari che si presentano (Producer, Consumer, Prosumer, Consumager, Prosumager ...).

Infine, per il sistema ibrido e per tutti i sistemi di accumulo distribuito è stata effettuata un'analisi SWOT come strumento di pianificazione per valutare i punti di forza, le debolezze, le opportunità e le minacce per il raggiungimento dell'obiettivo ovvero l'analisi e la verifica dello sviluppo e produzione di tecnologie utili alla realizzazione di sistemi di accumulo distribuito e sistemi ibridi nel contesto locale.

1. SISTEMA IBRIDO NANOGRID

1.1 Descrizione attività e stato dell'arte

L'attività è centrata sull'analisi, la verifica e la risoluzione delle criticità connesse allo sviluppo ed alla produzione di tecnologie utili alla realizzazione di sistemi di accumulo distribuito e sistemi ibridi, quali le nanogrid. L'attività si estende ai sistemi di accumulo e ai sistemi ibridi per applicazioni stazionarie e non stazionarie. L'attività affronta le criticità da una prospettiva locale e per uno sviluppo locale; ciò vuole significare che il superamento delle criticità deve includere il coinvolgimento e lo stimolo del territorio delle RDM. L'analisi, la verifica e la risoluzione delle criticità porterà a soluzioni con caratteristiche tecniche ed economiche migliori rispetto a quelle attualmente disponibili sul mercato e/o maggiormente impiegate. Dette nuove soluzioni saranno il risultato di un approccio sistemico che integra le FER e la rete di distribuzione.

L'attività in carico ad UNICAL riguarda in dettaglio i sistemi ibridi ed in particolare la nanogrid.

L'attività di analisi è stata articolata in tre fasi: in una prima fase è stata analizzata la configurazione circuitale della nanogrid per come verrà sperimentata nel progetto e di cui se ne riporta lo schema generale nella Figura 1, evidenziandone le caratteristiche a confronto di quanto proposto in letteratura. Nella seconda fase si è proceduto ad indagare le criticità tecnico economiche rilevate in realizzazioni di sistemi ibridi riconducibili ad una nanogrid anche legate alla fase di certificazione del sistema, per poi nella terza fase procedere ad un'analisi SWOT propedeutica per la definizione di un modello di business.

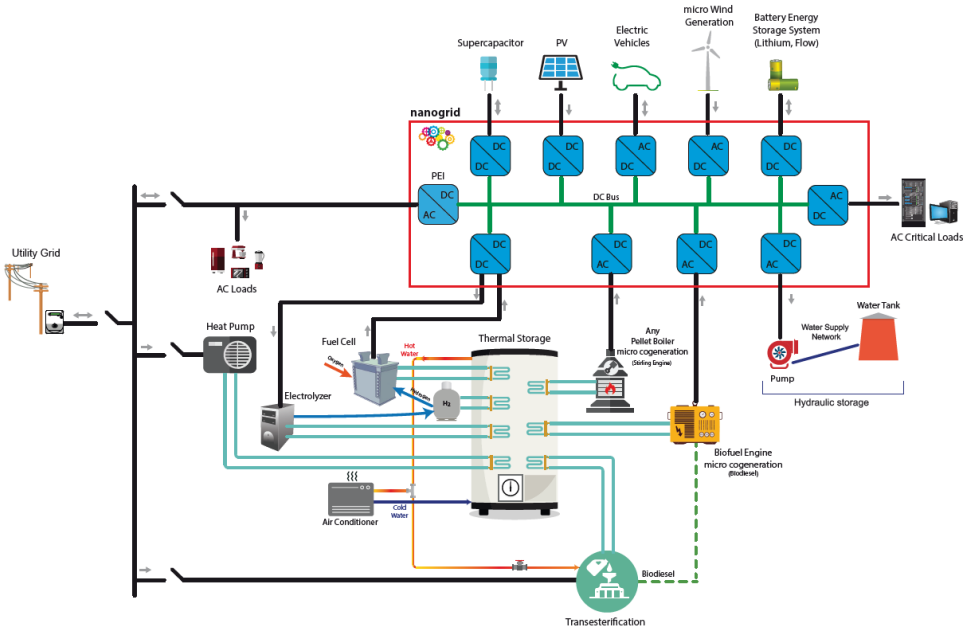

Figura 1 Schema generale della Nanogrid (Capitolato tecnico)

1.2 Descrizione del sistema

Per iniziare ad approcciare al problema è necessario conoscere il quadro normativo di riferimento e lo sviluppo delle nanogrid.

a) Il quadro normativo di riferimento

L'ineludibile esigenza di ridurre l'impatto ambientale, correlato alla domanda di energia, determina la necessità di aumentare l'efficienza dei sistemi di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, tenuto conto del tasso di sviluppo di tale vettore energetico (circa doppio di quello dei consumi energetici in generale) e della circostanza che oltre il 40% delle emissioni di CO_2 sia riconducibile alla produzione di energia. Per le reti elettriche in particolare trattasi di ridurre le perdite di trasmissione e distribuzione attraverso l'adozione di materiali innovativi di costruzione (per trasformatori, cavi, interruttori), metodi di trasmissione e distribuzione più flessibili per bilanciare le fluttuazioni dei carichi, sistemi in grado di aumentare in misura significativa la capacità di trasporto (quali i FACTS-Flexible Alternate Current Transmission System).

L'incremento, fortemente voluto dall'Unione Europea, di una crescita della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e le emissioni inquinanti in coerenza con il 'Pacchetto 20-20-20' hanno ulteriormente reso critico il sistema elettrico, sostanzialmente caratterizzato da un flusso di energia monodirezionale da ben localizzate centrali di generazione a tanti punti

di consumo. In alcuni paesi europei, tra cui Germania e l'Italia, generose campagne di incentivazione hanno determinato un forte aumento della produzione di energia da fonte rinnovabile, in particolare eolica e solare fotovoltaica, tale da comportare problemi di non immediata soluzione per il sistema elettrico.

In ambito nazionale, dove l'85% del fabbisogno dell'energia primaria proveniva dall'estero (rispetto a una media europea di poco superiore al 50%) e l'energia elettrica veniva importata per il 13% dei consumi, l'incremento quasi esponenziale di generazione distribuita da fonte rinnovabile trova una ben precisa motivazione, ma la sua caratteristica intrinseca di intermittenza può determinare squilibri e complessità gestionali per il sistema elettrico.

Un sistema elettrico deve essere in grado di gestire flussi bidirezionali di energia elettrica e quindi di abilitare nuove funzionalità nelle fasi di generazione, trasmissione, distribuzione e utilizzo che sono viste come la soluzione ai problemi sopra delineati e quindi in grado di conseguire i benefici attesi in termini di efficienza ed efficacia del sistema elettrico. Questa visione è ormai comune a tutti i Paesi, europei e non.

In tale sistema elettrico:

- è necessario ottimizzare l'esercizio delle diverse fonti di generazione, sia concentrate che distribuite, in relazione alle condizioni della rete (qualità del servizio, interrompibilità, ecc) e alle caratteristiche dei consumi (smart generation);
- per garantire l'affidabilità, la qualità e la sicurezza delle reti di trasmissione e distribuzione occorre adottare meccanismi di azione-reazione che necessariamente devono coinvolgere il versante generazione e quello dei consumi (smart network);
- il consumatore finale deve assumere un ruolo attivo nell'adeguare il proprio profilo di consumo alle condizioni del mercato dell'energia (active demand).

Le reti elettriche di un sistema siffatto dovranno essere reti attive e intelligenti, le smart grid, dotate di smart meters (contatori installati presso ciascuna utenza e capaci di comunicazioni bidirezionali), sensori, attuatori, nodi di concentrazione e smistamento delle informazioni al fine di garantire in maniera efficiente il continuo bilanciamento tra generazione e consumi di elettricità secondo il 'punto di ottimo economico', dinamicamente variabile nel tempo, per tutti gli attori del sistema. In questa prospettiva le microgrid sono in grado di rivoluzionare il mercato dell'energia elettrica nel medio-lungo termine: anche i piccoli utenti, e non solo i grandi distributori, potranno acquistare energia a prezzi variabili nell'arco della giornata. Ad esempio, nel settore domestico attraverso logiche price-to-device i contatori potranno determinare un profilo di consumo (ritardando ad esempio l'avvio di un elettrodomestico) tale da minimizzare il costo in base al prezzo del momento (e non predefinito contrattualmente su lungo periodo) dell'energia elettrica. Impatti ancora maggiori sono facilmente intuibili nei settori del terziario, industriale e agricolo: spostare i consumi

da fasce orarie ad alto costo dell'energia a quelle a minor costo può avere un impatto molto significativo. La borsa anglo-olandese APX ha stimato che la dinamica dei prezzi nel corso di un anno può raggiungere fattori 1:50.000, mentre le tipiche variazioni di prezzo ribaltate ai consumatori oggi non superano un fattore 1:2. Uno studio relativo agli Stati Uniti stima che una riduzione del 5% del picco di potenza giornaliero di potenza impegnata, senza ridurre i consumi totali, ma soltanto differendoli di poco temporalmente, consentirebbe un risparmio di 3 miliardi di dollari l'anno. L'Unione Europea attraverso la Direttiva 2009/72/CE "sollecita l'introduzione di smart grid in modo da favorire la generazione decentrata e l'efficienza energetica". L'ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators, che raggruppa dal 2003 i regolatori nazionali, tra cui l'ARERA, ha tradotto questa sollecitazione in specifici indirizzi, tra i quali viene sottolineata la necessità di coinvolgimento dei consumatori finali verso una posizione attiva all'interno del settore elettrico.

b) Lo sviluppo delle microgrid come risorsa tecnologica

Le microgrid sono reti locali che interconnettono carichi e risorse di generazione locale (anche di tipo convenzionale o preferibilmente cogenerative) che operano come un'unica entità controllabile rispetto alla macrorete. Le microreti possono funzionare 'in isola' o 'in parallelo alla macrorete ma in ogni caso esse sono viste dalla macrorete come un unico utente. Nel funzionamento in parallelo la microrete interagisce con la macrorete:

- per gli scambi di energia, sia per la quota di energia prodotta eccedente i fabbisogni della microrete sia per quella necessaria a integrare l'insufficiente generazione locale; ovviamente tali scambi di energia avvengono sul mercato dell'energia utilizzando la macrorete per il transito dei vettori elettrici nelle due direzioni;
- per la possibile offerta di alcuni servizi di regolazione alla macrorete, quali il controllo in frequenza e in tensione (ad esempio cessione di energia reattiva generata mediante un opportuno esercizio dei generatori locali).

Attraverso sistemi che controllano le unità di generazione, i carichi passivi e gli scambi di energia con la macrorete, la microrete integra 'intelligentemente' il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi: produttori, prosumers (produttori-consumatori), consumatori.

I vantaggi di una microrete rispetto a una rete elettrica passiva in cui sono presenti unità di generazione si sintetizzano in:

- riduzione delle necessità di vettoriamento dell'energia elettrica e quindi delle perdite nelle reti di trasmissione e di distribuzione stante la prossimità tra utilizzatori e micro generatori;
- riduzione degli investimenti nelle infrastrutture (linee, stazioni elettriche) di trasporto dell'energia elettrica;

- ottimizzazione della domanda e dell'offerta di energia;
- ruolo attivo dei consumatori che nell'ambito della microrete possono scegliere un proprio profilo di consumo e un proprio livello di qualità del servizio (non per forza uguali agli standard definiti dalle norme, che devono essere necessariamente rispettati a livello di macrorete), avendone in cambio benefici in termini di prezzo della fornitura.

È necessario porre in evidenza come nella microrete i vantaggi conseguibili in termini economici ricadano anche sugli utenti consumatori proprio per la possibilità della microrete di approvvigionarsi di energia elettrica alle migliori condizioni del mercato elettrico e per le concrete possibilità di active demand. In forza di questo ruolo attivo assunto dagli utenti, nel determinare l'assetto energetico (cioè quanta energia produrre localmente e quanta approvvigionare sul mercato) e le modalità di sviluppo della microrete sulla base di scelte autonome, gli utenti diventano i maggiori beneficiari.

c) Dalla micro alla nanogrid: configurazioni e analogie

A prosecuzione dell'analisi, basandosi su quanto riportato in letteratura, sono state studiate le possibili configurazioni di una microGrid; sulla base di ciò, considerando che la nanoGrid ha un'architettura simile a quella di una microGrid ma con dimensioni e potenze ridotte e che può prevedere l'integrazione dei sistemi di produzione e di accumulo (come riportati nello schema generale di figura 1), la configurazione più conveniente è emersa essere quella effettuata mediante interfacciamento su bus DC, poiché si riescono ad integrare meglio le sorgenti di generazione, come carichi ed accumuli. [1] [2]

La struttura base di una NG consiste nella presenza di:

- un impianto di produzione locale di energia, sia essa rinnovabile, come l'energia solare o eolica, o non rinnovabile, come nel caso di generatori diesel;
- carichi locali, elettrodomestici e/o elementi presenti in un'abitazione che necessitano dell'alimentazione elettrica per poter funzionare;
- un sistema di accumulo, la cui presenza è considerata opzionale ma, genericamente, è parte integrante della NG poiché le fornisce una maggiore stabilità;
- un controllore, il quale rappresenta la "mente" del sistema: verifica il comportamento della NG in base all'obiettivo specificato; selezionando la modalità operativa di ciascun convertitore (dispositivo che interfaccia le fonti di produzione di energia, i sistemi di accumulo e i carichi al comune bus dc o ac della NG), permette il coordinamento dei diversi sistemi ottimizzando la produzione, l'accumulo e il consumo di energia elettrica;

- un gateway, ossia una connessione bidirezionale che permette la trasmissione dei dati di misura e informazioni con altre NG, MG o con la rete nazionale; in aggiunta consente alla NG di disconnettersi dalla rete e lavorare in isola.

In sostanza, la NG è un sistema la cui architettura è simile a quella della MG: entrambe possono lavorare in configurazione AC, DC o come struttura ibrida di potenza, sebbene in letteratura, per quanto riguarda le NG, venga favorita la configurazione DC; la differenza tra i due sistemi è legata alle dimensioni, poiché la NG presenta potenze generalmente non superiori ai 5 kW, tranne per le NG esercite in modalità grid-connected, per le quali la potenza nominale può essere massimo pari a 100 kW. La NG tipicamente viene progettata affinché le fonti rinnovabili soddisfino la domanda media di carico, mentre l'accumulo e la generazione non rinnovabile vengono utilizzati al fine di garantire ai carichi una fornitura continua di energia a seguito della caratteristica stocastica delle fonti rinnovabili. Si tenga conto che, sebbene le denominazioni NG e MG di per sé diano già un'idea della loro differenza, in letteratura le NG sono comunemente inquadrate in un'ottica secondo la quale la loro applicazione sia ristretta ad una singola abitazione o ad un piccolo edificio, nonostante nella definizione di MG non vi sia nulla che affermi la sua non applicabilità ad un simile contesto. In genere, ciò che definisce la distinzione tra le due è rappresentato da quanto segue:

- le NG giocano un ruolo diverso rispetto alle MG nella gerarchia energetica: più NG interconnesse tra loro possono formare una MG; ciò porta ad un approccio alternativo rispetto alla tradizionale concezione delle MG;
- il mercato delle NG è più competitivo rispetto a quello delle MG: consente di ottenere strutture di potenza ad un costo piuttosto inferiore rispetto a quello delle MG, avvantaggiando i piccoli imprenditori rispetto ai grandi investitori;
- giacché la NG è limitata ad una singola abitazione o edificio, gli obiettivi tecnici, hardware e software sono differenti rispetto a quelli delle MG.

Un altro aspetto da prendere in considerazione è che con le NG cambia completamente il modo di concepire l'utente che, da passivo, diventa sia produttore che consumatore di energia (e quindi attivo). Si noti che le abitazioni residenziali rappresentano i principali soggetti energivori, soprattutto per la quota energetica associata al riscaldamento; per tale motivo risulta fondamentale coinvolgere attivamente l'utente al fine di garantire uno sviluppo energetico sostenibile e compatibile con le risorse disponibili.

La distribuzione, in genere, è realizzata in DC [3]: cioè le microsorgenti, i sistemi di accumulo, i veicoli elettrici e i carichi elettrici/termici sono interconnessi ad un bus DC attraverso opportuni convertitori di potenza DC/AC o DC/DC. La scelta di tale configurazione è dettata dai vantaggi che è possibile riscontrare utilizzando la corrente continua, ossia:

- nella configurazione in DC il controllo dei convertitori risulta semplificato. Esso viene normalmente eseguito utilizzando una programmazione del bus DC nella quale il convertitore di ciascun elemento collegato a quest'ultimo contribuisce alla regolazione della tensione del bus (DC bus signaling);
- è richiesto l'uso di un numero di inverter minore e ciascun inverter risulta meglio sfruttato;
- diminuendo il numero di inverter diminuisce la distorsione armonica che l'inverter di interfaccia alla rete immette in rete;
- molte delle sorgenti di generazione utilizzate, come fotovoltaico, eolico e celle a combustibile, producono energia in DC;
- una distribuzione in DC consente un controllo molto preciso della qualità dell'alimentazione, caratteristica che rientra nelle richieste degli utenti;
- si ha una maggiore efficienza e una riduzione delle perdite per la presenza, in numero ridotto, dei convertitori DC/AC (si stima che la conversione di corrente unita alla regolazione del voltaggio, in alcuni sistemi, può provocare perdite superiori al 20%);
- interfacce semplificate per il collegamento delle risorse produttrici di elettricità al bus DC;
- fornitura più efficiente per i carichi che necessitano di un'alimentazione in corrente continua, se previsti.

L'interfaccia con la rete è realizzata mediante un convertitore DC/AC che rappresenta un'interfaccia elettronica di potenza, definita PEI, ossia un convertitore di potenza bidirezionale che regola i flussi di potenza, in immissione e in prelievo, tra la stessa nanoGrid e la rete.

1.3 Analisi delle Criticità e punti di forza

a) Progettazione e realizzazione

Definita la configurazione della nanoGrid il passo successivo è stato quello di valutarne le criticità legate alla progettazione e alla realizzazione della stessa e alla sua integrazione nella rete; si tenga conto che attualmente alcune di esse sono ancora oggetto di studio, mentre altre sono state risolte.

Più nel dettaglio, una criticità può essere evidenziata nella presenza dei trasformatori d'isolamento, sia lato carichi che lato rete, i quali generano problemi di volume e peso; si sta dunque valutando, per tali motivi, l'ipotesi di eliminare il trasformatore lato rete la cui mancanza non crea problemi legati alla sicurezza.

- Altra criticità è legata ai disturbi che la stessa nanoGrid può generare sui carichi che sulla rete; per questo è necessario valutare con attenzione l'opportuna configurazione della messa a terra, in quanto, da una parte l'eliminazione dei disturbi è una concreta realtà, dall'altra occorre ponderare attentamente il rischio di amplificazione dei disturbi stessi. Disturbi che potrebbero diventare loro stessi un problema nel caso in cui la nanoGrid venisse interconnessa ad altre nanoGrid; potrebbe, infatti, essere compromessa l'attendibilità delle misure di tensione e corrente che è necessario effettuare per il funzionamento del PWM e dei convertitori. A tal proposito, si evince che l'obiettivo risulta quello di provvedere all'ottimizzazione di ogni componente presente;
- Per le criticità legate alla compatibilità elettromagnetica, generate dai dispositivi di potenza, al fine di garantire il rispetto delle norme sulla compatibilità elettromagnetica, è stato previsto l'utilizzo di diversi filtri EMI, ElectroMagnetic Interference.
- Un'ulteriore criticità potrebbe presentarsi sull'unità di controllo basata sulla logica DBS, per il controllo del bus DC, poiché il controllo stesso viene effettuato su differenti soglie di tensione. In particolare, in base al valore di tensione di lavoro, viene regolato il comportamento dei convertitori presenti nella nanoGrid. Si tenga conto che più sistemi di potenza vengono introdotti nella stessa più diminuiscono le soglie di tensione con una conseguente difficoltà nel controllo dell'intero sistema causato dalla presenza di possibili errori sulle misure che è necessario effettuare.

Infine, per quanto riguarda l'integrazione della nanoGrid sulla rete in AC si farà riferimento a quanto riportato nella norma CEI 0-21/16 per la connessione alla rete di utenti attivi [4].

b. Processo di certificazione

Ai fini della certificazione, vengono suddivise le diverse funzioni del dispositivo in base alle fasi che esso svolge e in riferimento alle normali condizioni di funzionamento, come di seguito specificato:

- la fase di test e collaudo:
  - installazione del firmware;
  - test sulle alimentazioni, al fine di verificare il corretto funzionamento della circuiteria;
  - taratura delle misure di tensioni e correnti;
  - verifica della correttezza e coerenze delle misure e della trasmissione dei dati.
- la fase di configurazione e installazione:
  - modalità di configurazione, accessibile da locale, per il settaggio della tipologia di comunicazione, Wi-Fi o Ethernet, e del seriale dello SM al fine di associarlo all'account utente;
  - reset da locale o da remoto;

- la fase di funzionamento.

Per poter essere venduti sul mercato europeo, i prodotti elettrici ed elettronici e le apparecchiature per telecomunicazioni devono ottenere la marcatura CE a garanzia che i requisiti previsti dall'Unione Europea in materia di sicurezza, salute e tutela dell'ambiente siano rispettati. La marcatura CE non è un marchio di origine, né un marchio di qualità, ma un marchio capace di attestare la conformità di un prodotto ai requisiti di commercializzazione della normativa di armonizzazione dell'Unione Europea e ne permette la libera circolazione all'interno dello Spazio Economico Europeo, SEE. Il produttore, apponendo tale marchio, garantisce sotto la propria esclusiva responsabilità la conformità di un prodotto; in mancanza del fabbricante il responsabile diventa colui che realizza la prima immissione del prodotto nel mercato comunitario, cioè l'importatore. Ciò è valido sia per i prodotti realizzati all'interno che all'esterno dello Spazio Economico Europeo, SEE, e commercializzati sul territorio europeo. A questo proposito, il regolamento n.765/2008/CE stabilisce la definizione, il formato e i principi generali che disciplinano la marcatura CE, mentre la decisione n.768/2008/CE prevede le procedure di valutazione della conformità che portano all'apposizione del marchio. Dunque, la marcatura CE è, per i produttori, un passaporto grazie al quale gli viene concessa la libera circolazione del prodotto nello SEE e realizza allo stesso tempo un'enorme semplificazione amministrativa e una riduzione dei costi poiché, con un'unica certificazione, è possibile introdursi in mercati diversi; per i consumatori rappresenta invece una garanzia di qualità, sicurezza e tutela della propria salute e dell'ambiente. Ovviamente non tutti i prodotti prevedono l'apposizione della marcatura CE, ma solamente quelli per i quali la direttiva comunitaria lo prevede. Se il prodotto è oggetto dell'applicazione di più direttive, il marchio CE indica la conformità del prodotto a tutte le direttive implicate; attualmente prevedono l'obbligo della marcatura le direttive di armonizzazione tecnica di Nuovo Approccio, le quali riguardano un'ampia gamma di prodotti di largo consumo, come giocattoli, prodotti che contengono componenti elettrici, etc. e prodotti di uso industriale, come le macchine. In particolare, la libera circolazione dei beni è un traguardo per il mercato unico europeo, e i meccanismi attuati per realizzare questo obiettivo mirano proprio ad impedire la creazione di ostacoli agli scambi e si basano sul riconoscimento reciproco e sull'armonizzazione tecnica. Infatti, L'obiettivo del Nuovo Approccio, formulato nel 1985, è quello di realizzare un mercato unico europeo, regolando l'immissione dei prodotti nel mercato comunitario, e garantendo la libera circolazione di persone, merci, capitali e servizi nel rispetto di:

- Salute e sicurezza dei lavoratori;
- Sicurezza e protezione dell'ambiente;
- Sicurezza e protezione dei consumatori.

Le direttive fondate sul Nuovo Approccio sono atti normativi comunitari che riportano i requisiti minimi (essenziali) di sicurezza per i prodotti il cui impiego può risultare pericoloso per l'utilizzatore e/o dannoso per l'ambiente. Infatti, tali requisiti minimi ricadono nell'obiettivo di armonizzazione su cui si basa la libera circolazione dei beni; le specifiche tecniche che rispondono ai requisiti essenziali fissati nelle direttive vengono definite nelle Norme armonizzate, Norme la cui applicazione rimane volontaria e il fabbricante può sempre applicare altre specifiche tecniche per soddisfare i requisiti previsti. La normativa di armonizzazione si applica al prodotto finito, ai prodotti di nuova fabbricazione, ma anche ai prodotti usati e di seconda mano importati da un paese terzo quando entrano nel SEE per la prima volta. Il concetto di prodotto varia però in base all'atto di armonizzazione a cui si fa riferimento. Il fatto che componenti o parti rechino la marcatura CE non garantisce automaticamente che anche il prodotto sia conforme; i fabbricanti devono scegliere parti e componenti in maniera tale che il prodotto finito sia conforme. La normativa di armonizzazione dell'Unione si applica anche a tutte le forme di vendita; un prodotto presentato su un catalogo o attraverso il commercio elettronico deve essere conforme alla normativa di armonizzazione dell'Unione quando il catalogo o il sito web si rivolge al mercato dell'Unione e comprende sistemi di ordinazione e spedizione. Detto ciò, le fasi che il produttore deve seguire per apporre la marcatura CE, si strutturano come segue:

Figura 2 Fasi del produttore per marcatura CE

1. È necessario identificare le direttive nelle quali ricade il prodotto e se queste prevedano o meno l'obbligo di apposizione del marchio CE. Fatto ciò bisogna individuare le Norme armonizzate, cioè le norme tecniche elaborate dagli Organismi di Normazione Europei, in relazione alle direttive applicate, le quali contengono i requisiti essenziali, in termini tecnici, che il prodotto deve rispettare.

2. Per realizzare la procedura di valutazione di conformità appena esposta e necessaria alla marcatura CE, il produttore deve verificare se debbano essere coinvolti o meno gli Organismi Notificati, ON, i quali possono essere esterni o interni. Un ON interno può essere utilizzato solo nei casi in cui la normativa di armonizzazione lo prevede e deve essere un soggetto separato rispetto all'impresa; ossia non deve partecipare attivamente alla progettazione, alla produzione, alla fornitura ed all'installazione dei prodotti che gli viene richiesto di valutare. L'Organismo Notificato è un Organismo di certificazione o Ente di Certificazione o Laboratorio di Prova autorizzato dall'Autorità Governativa Nazionale e notificato alla Commissione Europea per svolgere i compiti relativi alle procedure di valutazione della conformità alla norma tecnica applicabile. Si occupa di eseguire tarature, prove, certificazioni e ispezioni. Gli elenchi degli Organismi Notificati possono essere ricercati sul sito web di NANDO ed includono il numero di identificazione di ciascun organismo notificato nonché i compiti per i quali è stato notificato.

3. Valutato il coinvolgimento o meno dell'ON il fabbricante deve testare il prodotto, effettuare una valutazione dei rischi e verificarne la conformità alla legislazione UE con soddisfacimento dei requisiti essenziali. L'analisi dei rischi è volta ad individuare in primo luogo tutti i possibili rischi connessi all'utilizzo di un prodotto e determinare quali siano i requisiti essenziali; a supporto della stima del rischio deve essere scelto uno strumento per documentarla, come matrici o grafici del rischio. Il fabbricante deve in più documentare quale sia la modalità adottata per affrontare tali rischi e garantire che il prodotto soddisfi i requisiti essenziali applicabili. Laddove la norma armonizzata è applicabile solo in parte, poiché non contempla tutti i requisiti essenziali applicabili, egli deve documentare la strategia utilizzata per garantire la conformità ai suddetti. La verifica della conformità alla legislazione UE, invece, spetta anch'essa al fabbricante, indipendentemente dal fatto che la legislazione preveda o meno il coinvolgimento dell'ON accreditato. Durante la preparazione di una normativa comunitaria di prodotto le procedure da utilizzare per la valutazione della conformità vengono scelte tra i moduli riportati nell'Allegato II della decisone 768/20084; infatti gli atti legislativi, come le direttive, contengono sia le prescrizioni legislative che disciplinano le caratteristiche dei prodotti che le procedure di valutazione della conformità al fine di garantire la conformità del prodotto alle prescrizioni legislative. Si tenga conto che le procedure di valutazione della conformità sono costituite da uno o due moduli; poiché le suddette devono coprire sia la fase di progettazione che di produzione, i moduli possono riguardare una delle due fasi o entrambe. La figura 3 riassume i soggetti interessati alla valutazione di conformità e i loro compiti. Ovviamente durante siffatta fase l'intervento dell'ON non risulta obbligatorio a meno che non sia chiaramente specificato all'interno di un modulo o di una direttiva; infatti il fabbricante può avvalersi o meno dell'aiuto dell'Organismo Notificato per l'analisi della documentazione tecnica (nella quale rientra anche la dichiarazione di conformità UE) che deve redigere o per ottenere un certificato di qualità a garanzia di prodotti sicuri ed affidabili. Esso può però anche avvalersi di un laboratorio accreditato per effettuare le prove definite nelle Norme tecniche delle legislazioni applicabili.

Figura 3 Soggetti interessati alla valutazione di conformità

4. Successivamente, la normativa di armonizzazione impone al produttore di preparare la documentazione tecnica contenente le informazioni necessarie a dimostrare la conformità del prodotto ai requisiti applicabili; essa rappresenta il mezzo grazie al quale risulta possibile fornire informazioni sulla progettazione, fabbricazione e funzionamento del prodotto. Deve essere preparata prima dell'immissione sul mercato dell'apparecchiatura e continuamente aggiornata. Il fabbricante dimostra l'adeguatezza del processo di marcatura redigendo il Fascicolo Tecnico e la relativa Analisi dei Rischi e fornendo al cliente, oltre alla targa CE, il Manuale di Uso e Manutenzione e la Dichiarazione di Conformità CE. La documentazione deve essere disponibile nel momento in cui il prodotto viene immesso sul mercato e deve essere conservata per dieci anni a decorrere della data di immissione sul mercato, a meno che la normativa armonizzata dell'Unione non indichi una durata differente. Il contenuto della documentazione tecnica viene fissato nei singoli atti di armonizzazione in funzione del prodotto. In aggiunta, il fabbricante ha l'obbligo di preparare e firmare una dichiarazione UE di conformità per la procedura di valutazione della conformità prevista dalla normativa di armonizzazione dell'Unione. La dichiarazione di conformità deve contenere tutte le informazioni necessarie ad indentificare gli atti di normazione dell'Unione in base ai quali viene rilasciata.

5. Infine, a valle dei sopracitati passaggi il produttore può apporre la marcatura CE, la quale dovrà essere visibile, leggibile e indelebile. Apponendo la marcatura CE, il fabbricante dichiara sotto la sua esclusiva responsabilità che il prodotto è conforme a tutte le prescrizioni legislative dell'Unione applicabili e che le opportune procedure di valutazione della conformità sono state completate con esito positivo. Quando nella fase di controllo di qualità della produzione interviene un organismo notificato ai sensi della normativa di armonizzazione dell'Unione applicabile, il suo numero di identificazione deve seguire la marcatura CE. Il fabbricante appone il numero di identificazione se la Norma lo richiede, sotto la responsabilità dell'organismo notificato. Il tutto si conclude con la stesura di una dichiarazione di conformità CE che attesti il pieno rispetto dei requisiti.

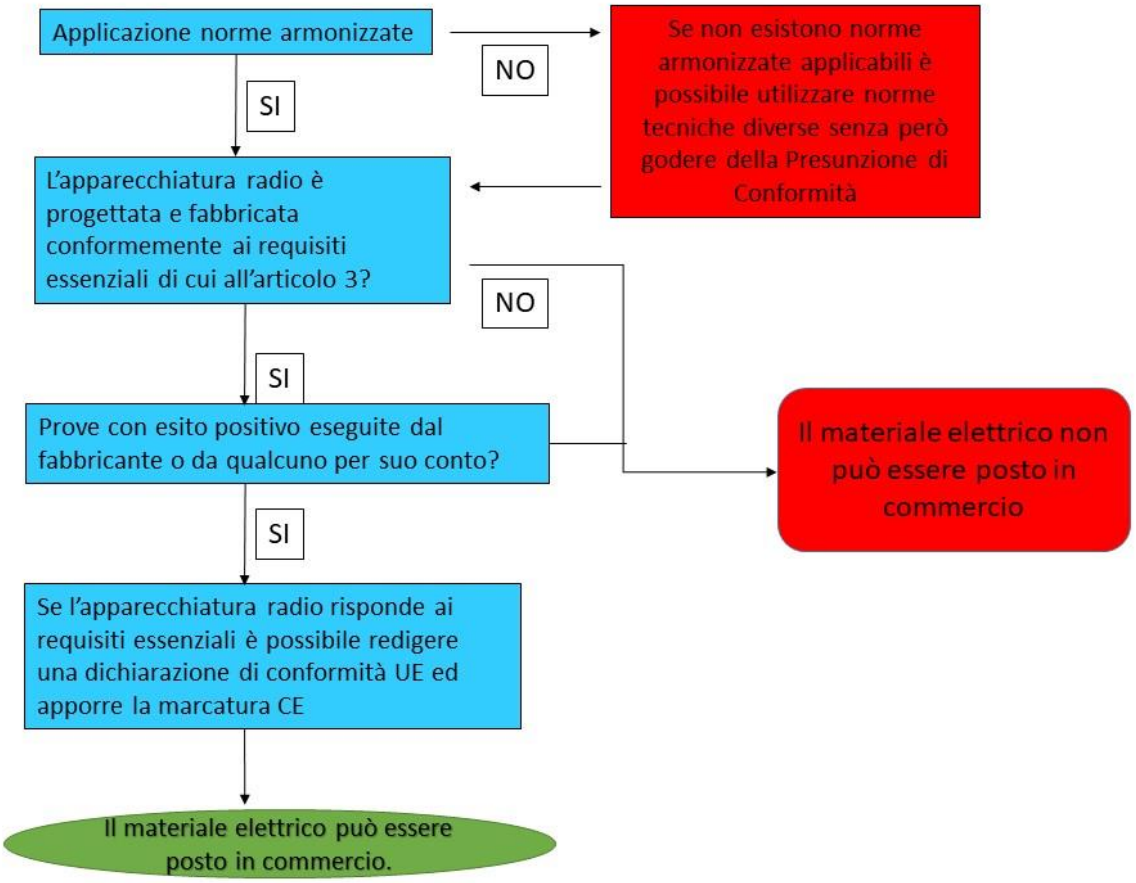

Figura 4 Fasi del produttore

1.4 SWOT analysis

Ai fini della definizione di un business model, risulta di cruciale importanza l'analisi SWOT; l'analisi risponde alla primaria ed imprescindibile esigenza di razionalizzazione dei processi decisionali. È basata, essenzialmente, su una matrice divisa in quattro campi. Quanto alle funzioni della SWOT analysis, essa mira essenzialmente all'individuazione dei punti di forza sui quali insistere ovvero dei punti deboli sui quali intervenire, nonché all'individuazione per tempo delle minacce, in modo da poterle trasformare in opportunità.

L'analisi permette, altresì, di distinguere i fattori esogeni da quelli endogeni, essendo, infatti, i punti di forza e di debolezza da considerarsi quali fattori endogeni mentre i rischi e le opportunità quali fattori esogeni.

In particolare, mentre i fattori endogeni sono rappresentati da tutte quelle variabili che sono parte integrante del sistema e sulle quali è possibile intervenire, i fattori esogeni, invece, rappresentano quelle variabili esterne al sistema che possono condizionarlo e sulle quali non è possibile intervenire direttamente ma è necessario tenerle sotto controllo in modo da sfruttare gli eventi positivi e prevenire quelli negativi.

Nell'analisi SWOT, al fine di renderne più agevole la lettura, i relativi risultati vengono presentati in forma sintetica, all'interno di un diagramma, al fine di far emergere quali siano quegli elementi in grado di favorire o ostacolare lo sviluppo di un piano e/o il raggiungimento de gli obiettivi previsti.

Lo scopo dell'analisi è, dunque, quello di fornire dati conoscitivi circa le opportunità di sviluppo, valorizzando gli elementi di forza e fornendo spunti utili in vista di un contenimento dei relativi punti deboli.

In conclusione, l'analisi SWOT, quale strumento di pianificazione strategica, consente un'analisi approfondita del contesto di riferimento, tenendo simultaneamente conto delle variabili sia interne che esterne; rappresenta un valido strumento di orientamento nella definizione delle strategie, in funzione dell'obiettivo che si vuole raggiungere; consente di migliorare l'efficacia attraverso la verifica della corrispondenza tra strategia e fabbisogni; permette di raggiungere un consenso sulle strategie; favorisce la flessibilità.

Per quanto riguarda, invece, gli svantaggi: il rischio è quello di poter incorrere in procedure soggettive da parte del team di valutazione, con correlata limitazione delle strategie prese in considerazione nella valutazione; descrizione eccessivamente semplicistica della realtà, attraverso il ricorso ad una descrizione e diagnosi delle problematiche troppo sintetiche.

Nel caso specifico, l'analisi SWOT si è posta l'obiettivo di illustrare i punti di forza e debolezza, le minacce e le opportunità connesse allo sviluppo e alla produzione di sistemi ibridi quali le nanogrid.

L'analisi SWOT è stata costruita sulla base dello studio:

- delle recenti evoluzioni nel mercato microgrid;

- dei nuovi modelli di produzione – consumo – gestione dell'energia;
- dei progetti di ricerca e sviluppo realizzati a livello nazionale ed internazionale in ambito smart grid;
- dei principali key player tecnologici italiani e stranieri.

Figura 5 Analisi SWOT della nanogrid

PUNTI DI FORZA

- L'innovatività è un fattore distintivo ed è strettamente connessa alle seguenti caratteristiche:

  - funzionalità, ovvero il ruolo che la tecnologia svolge all'interno del sistema di comunità energetica e che consente di coordinare i fabbisogni energetici e termici di un utente/prosumer/producer con le richieste di un altro utente/prosumer/producer appartenente alla stessa coalizione; un'altra importante funzionalità è rappresentata dalla possibilità di costituire una risorsa di flessibilità per gli operatori di sistema, abilitando la fornitura di servizi di regolazione per i gestori della rete;
  - grado di centralizzazione: sono tecnologie che possono essere applicate sia dalle singole utenze che dal sistema di brokeraggio cooperativo; il valore aggiunto deriva, tuttavia, dall'interconnessione dei singoli moduli che creano un sistema integrato che offre servizi innovativi, fra cui l'interscambio energetico fra il sistema di brokeraggio ed il contesto esterno, generando esternalità positive nella gestione dell'energia sia a livello individuale che collettivo. Un altro esempio di servizio innovativo è il sistema di previsione dell'energia immessa in rete da fonti rinnovabili che, per definizione, rappresentano fonti aleatorie e non predicibili;
  - grado di maturità tecnologica: le tecnologie smart grid sono caratterizzate da continue fasi di sviluppo e definizione e sono pertanto oggetto di innovazioni incrementali tese a migliorare sia le performance tecniche che economiche rispetto alle prestazioni che caratterizzano l'offerta attuale.

- Integrazione con l'IoT e virtualizzazione dei device: il funzionamento della nanogrid si basa su un'infrastruttura distribuita e virtualizzata integrata con l'IoT e che si caratterizza per la virtualizzazione dei device come oggetti intelligenti in grado di comunicare fra loro. Ciò consente di supportare la gestione degli energy service per il sistema cooperativo della comunità energetica.
- Architettura innovativa: sono stati adottati paradigmi innovativi con riferimento sia all'integrazione di modelli che all'accesso e distribuzione delle informazioni.
- Scalabilità, interoperabilità, affidabilità: la scalabilità deriva dalla capacità del sistema di garantire una produzione elastica e flessibile; il sistema è composto da moduli di facile configurazione e costruiti per soddisfare i requisiti dell'integrazione e dell'interoperabilità. Tali indicatori garantiscono un miglioramento nella qualità e nell'affidabilità della produzione, gestione e distribuzione dei flussi energetici in entrata ed in uscita, oltre che una condivisione delle risorse energetiche.
- Customizzazione: la nanogrid si contraddistingue per la presenza di servizi che consentono ai singoli prosumer di gestire in modo efficace ed efficiente il consumo e la produzione di energia.
- Convenienza economica: sia le singole tecnologie che la piattaforma hanno impatti diretti sui costi sostenuti dalle singole utenze energetiche; in particolare consentono al prosumer di ottimizzare la spesa per energia con ricadute positive sugli oneri per la remunerazione dei servizi.
- Efficienza energetica: la creazione di un'ambiente per lo scambio di energia tra produttori e consumatori di energia elettrica e termica garantisce un uso più razionale dell'energia e dei sistemi di trasmissione e distribuzione, un risparmio energetico, lo sfruttamento ottimale delle fonti rinnovabili da parte dell'utente, la partecipazione al mercato mediante sistemi di gestione della domanda attiva.
- Capitale umano qualificato: le competenze scientifiche e manageriali qualificate rappresentano uno degli elementi strategici che hanno favorito la progettazione dei sistemi ibridi di gestione dell'energia rappresenta uno dei fattori su cui investire anche nel futuro.

PUNTI DI DEBOLEZZA

− Tempi "lunghi" e difficoltà di coordinamento per lo sviluppo prototipale dei diversi moduli del sistema: si tratta di una criticità che caratterizza la maggior parte dei sistemi integrati e che è strettamente connessa alle caratteristiche delle soluzioni tecnologiche smart in ambito residenziale che richiedono, in alcuni casi, una forte interrelazione ed integrazione fra competenze diverse.

− Complessa quantificazione dei costi di produzione: tale criticità è imputabile al fatto che si tratta di tecnologie alla base dei sistemi di storage ancora in fase embrionale e, pertanto, oggetto di investimenti continui per migliorarne le prestazioni tecniche e funzionali;

− Processo di costruzione del Business Model complesso: sia per l'eterogeneità degli interessi sia perché presuppone investimenti economici consistenti.

MINACCE

− Presenza di competitor importanti: il mercato Smart Grid e Smart Home si caratterizza per la presenza di Key player (fra cui Schneider, LG, Siemens, ABB, Grid Point) che operano a livello internazionale, sono coinvolti in molti progetti di ricerca e sviluppo sperimentale europei ed internazionali e promuovono investimenti per ampliare la propria offerta e conquistare nuove fette di mercato.

− Quadro normativo-regolatorio instabile: l'attuale contesto normativo nazionale ed europeo si focalizza prevalentemente sull'incentivazione di singole soluzioni, trascurando le aggregazioni di più tecnologie ed utenti, soprattutto in ambito residenziale.

− Resistenza dei consumer a dotarsi di tecnologia innovativa: si tratta di una minaccia "culturale". Tale resistenza è connessa al fatto che risulta difficile far percepire il valore aggiunto di tecnologie abilitanti che si inquadrano in modelli innovativi di produzione, gestione e distribuzione dell'energia apparsi di recente nello scenario nazionale ed internazionale ed oggetto di continue evoluzioni connesse ai cambiamenti del quadro normativo-regolatorio in ambito energetico.

OPPORTUNITA'

− Propensione degli utenti a divenire prosumer energetici: lo studio di alcune esperienze europee attualmente in fase di realizzazione ha consentito di individuare contesti territoriali in cui gli utenti hanno evidenziato una maggiore propensione ed una maggiore consapevolezza a divenire prosumer energetici per gli evidenti benefici individuali e le ricadute sociali e ambientali.

− Evoluzione della normativa italiana ed europea: sono in corso azioni orientate a rivedere il disegno complessivo del sistema elettrico attraverso la ridefinizione dei ruoli e delle responsabilità degli attori coinvolti nel sistema energetico e l'introduzione di meccanismi di incentivazione volti alla promozione e diffusione delle Energy Community. Tale aspetto appare uno dei fattori determinanti lo sviluppo e la diffusione dei sistemi di brokeraggio cooperativo.

− Espansione del mercato Smart grid e Smart home: le stime fornite dai principali analisti di settore sottolineano una crescita potenziale del mercato, in modo particolare nell'ambito residenziale, sostenuta dall'evoluzione delle tecnologie abilitanti sia in termini di prestazioni economiche che tecniche.

PUNTI DI FORZA	***PUNTI DI DEBOLEZZA***
• Innovatività in: funzionalità; grado di centralizzazione; grado di maturità tecnologica; • Integrazione con l'IoT e virtualizzazione dei device; • Architettura innovativa; • Scalabilità, interoperabilità, affidabilità; • Customizzazione; • Convenienza economica; • Efficienza energetica; • Capitale umano qualificato.	• Tempi "lunghi" e difficoltà di coordinamento per lo sviluppo prototipale dei diversi moduli del sistema; • Complessa quantificazione dei costi di produzione; • Processo di costruzione del Business Model complesso.
OPPORTUNITA'	***MINACCE***
• Propensione degli utenti a divenire prosumer energetici; • Evoluzione della normativa italiana ed europea; • Espansione del mercato Smart grid e Smart home.	• Presenza di competitor importanti; • Quadro normativo-regolatorio instabile; • Resistenza dei consumer a dotarsi di tecnologia innovativa.

Tabella 1 Analisi SWOT per la Nanogrid

2. BIODIESEL

2.1 Descrizione attività e stato dell'arte

L'energia ottenuta attraverso il ricorso a combustibili fossili è ancora nettamente dominante, tuttavia negli ultimi anni sembra emergere sempre con maggiore importanza la tematica del biocombustibile. Allo stato attuale della tecnologia, gli unici biocarburanti prodotti e utilizzati su larga scala sono gli oli vegetali, impiegati direttamente come tali o trasformati chimicamente in una miscela di esteri. Si tratta di un insieme diversificato di prodotti liquidi o gassosi di origine organica che non hanno subito alcun processo di fossilizzazione. Sono quindi risorse rinnovabili (FER), in quanto non viene incrementato l'ammontare di CO2 presente nell'ambiente nel corso del processo di produzione e combustione.

È stato effettuato lo studio del sistema di produzione di biodiesel, per valutarne le potenzialità come sistema di accumulo e per inquadrarlo nell'ambito dell'accumulo non convenzionale di energia. Più precisamente si ricercano le cause e i motivi, che possono in qualche modo limitare e/o condizionare la diffusione e la distribuzione di tali tecnologie, le quali potrebbero essere da supporto a quelle che saranno poi le comunità energetiche integrate.

Il biodiesel è il risultato di un processo chimico di trans-esterificazione di oli vegetali con alcol etilico o metilico, perciò non si tratta di un olio vegetale puro e semplice ma di un combustibile ottenuto da fonti rinnovabili (figura 6). La biodegradabilità del biodiesel rende questo prodotto del tutto inoffensivo per l'ambiente in quanto, se disperso, viene assorbito nell'arco di pochi giorni; inoltre offre la possibilità di evitare l'accumulo di anidride carbonica, causa dell'effetto serra.

Ci sono attualmente circa 40 impianti di produzione nell'Unione Europea dislocati principalmente in Germania, Italia, Austria, Francia e Svezia. La produzione europea di Biodiesel nel 2005 è stata superiore alle 3, 18 milioni di tonnellate, con un significativo un aumento del 65% rispetto all'anno precedente [5].

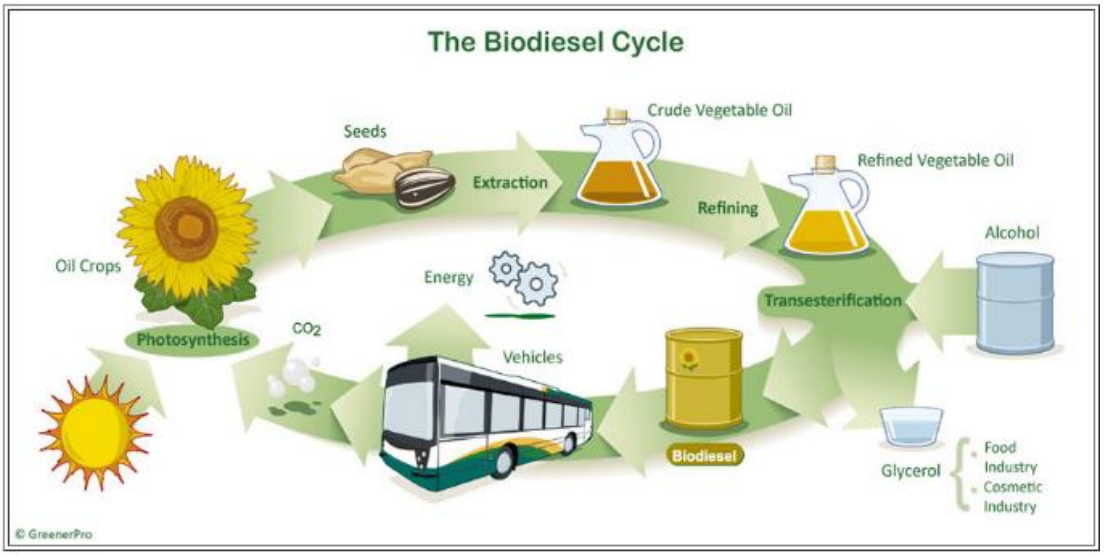

Figura 6 Ciclo di produzione del Biodiesel – FONTE [6]

Le caratteristiche del biodiesel devono soddisfare la normativa, quale che sia la fonte o la metodologia ed il processo produttivo. L'appellativo "Bio" si riferisce alle fonti di origine biologica e rinnovabile, in contrasto al tradizionale diesel prodotto dal petrolio. L'appellativo "diesel" invece si riferisce al fatto che esso possa essere utilizzato nei motori diesel. Come combustibile alternativo, il biodiesel può essere utilizzato allo stato "puro" o in miscela [7].

Il biodiesel prodotto rappresenta un sistema di accumulo di energia in quanto se ne prevede l'utilizzo in un motore a combustione interna (MCI) in assetto cogenerativo alimentato appunto con biodiesel, in grado di integrarsi con la nanogrid: infatti, essendo il processo principale di produzione del biodiesel, ossia il processo di TransEsterificazione "energivoro" (che comporta un consumo di energia), si fa partire questo processo in maniera coordinata all'istante in cui si ha un surplus di produzione da fonte rinnovabile; l'energia accumulata viene poi restituita a meno delle perdite di conversione, quando il biodiesel prodotto alimenta un MCI che produce energia elettrica.

Si ricorda che, in base alle caratteristiche del biodiesel, lo stesso può essere destinato ad autotrazione o a riscaldamento [8].

Nell'ambito del progetto un ruolo chiave sull'ottimale utilizzo del biodiesel è affidato alla modellazione per valutare le prestazioni dei differenti sistemi, definire le configurazioni più opportune e le relative condizioni operative, e analizzare l'integrazione con la nanogrid per una più efficiente valorizzazione delle risorse energetiche in un sistema TES. Il fine ultimo è quello di incentivare il coinvolgimento del territorio affrontando le criticità da un punto di vista locale, sia tecnicamente che economicamente, nonché culturalmente, secondo una visione migliorativa rispetto a ciò che oggi si ha sul mercato.

2.2 Descrizione del sistema

La prima fase del lavoro ha previsto l'analisi delle caratteristiche del biodiesel, come biofuels, in previsione di un suo utilizzo motore a combustione interna in assetto cogenerativo con riferimento agli studi svolti nell'ambito delle attività A3.3 ed A4.3.

In tabella 2 vengono riportati alcuni parametri del biodiesel, secondo la normativa ISO 14214 [9]. Un dato largamente utilizzato per le analisi energetiche del biodiesel è il potere calorifico inferiore, PCI, riportato come intervallo valore minimo – valore massimo (PCImin – PCI max), pari rispettivamente a 37MJ/kg e 42 MJ/kg.

Proprietà	Unità di misura	Limite infeiore	Limite superiore	Test-method
Contenuto di esteri	% (m/m)	96.5	-	EN 14103
Densità a 15°C	kg/m^3	860	900	EN ISO 3675 EN12185
Viscosità a 40°C	mm^2/s	3.5	5	EN ISO 3104
Flash point	°C	120	-	EN ISO 3679
Zolfo (contenuto di solfuri)	mg/kg	-	10	EN ISO 20846/20884
Residuo carbonioso	% (m/m)	-	0.3	EN ISO 10370
Ceneri solforate	% (m/m)	-	0.02	ISO 3987
Contenuto di acqua	mg/kg	-	500	EN ISO 12937
Contaminazione totale	mg/kg	-	24	EN 12662
Corrosione su rame	grad corrosion		Classe 1	EN ISO 2160
Stabilità all'ossidazione, 110°C	hr	6	-	EN 14112
Acidità	mg KOH/g	-	0.5	EN 14104
Numero di Iodio	-	-	120	EN 14111
Metil estere dell'acido linoleico	% (m/m)	-	12	EN 14103
Metil esteri polinsaturi	% (m/m)	-	1	
Metanolo	% (m/m)	-	0.2	EN 14110
Monogliceridi	% (m/m)	-	0.8	EN 14105
Digliceridi	% (m/m)	-	0.2	EN 14105

Trigliceridi	% (m/m)	-	0.2	EN 14105
Glicerolo libero	% (m/m)	-	0.02	EN 14105/14106
Glicerolo totale	% (m/m)	-	0.25	EN 14105
Metalli gruppo I (Na,K)	mg/kg	-	5	EN 14108/14109
Metalli gruppo II (Ca,Mg)	mg/kg	-	5	EN 14538
Fosforo	mg/kg	10	10	EN 14107

Tabella 2 Caratterizzazione del biodiesel [10]

La produzione avviene in modo prevalente a partire dagli oli vegetali, importati da paesi terzi, con impatti sia etici (competitività con i prodotti alimentari) che energetici ed ambientali (trasporto ed emissione di CO_2).

Si è scelto di utilizzare come fonte di trigliceridi, piuttosto che oli vegetali o grassi prodotti ad hoc, oli di scarto di origine alimentare, derivanti da una raccolta tra la popolazione e da esercizi dedicati alla ristorazione (soprattutto durante la stagione estiva o le festività).

Per essere processato tale olio richiede una serie di pre-trattamenti così come a fine processo di trans-esterificazione, sono necessari dei post-trattamenti per separare e purificare il biodiesel dagli altri prodotti e sottoprodotti, come peraltro descritto nell'AR 3.3.

Questo rappresenta un punto di attenzione, perché dalla qualità della materia prima (olio esausto di varia e diversa provenienza e caratteristiche) e dall'efficacia dei processi utilizzati derivano le proprietà del biodiesel, come anche i consumi di energia termica ed elettrica necessari per la produzione. È stata svolta una breve indagine di mercato finalizzata a capire l'evoluzione della produzione e dei consumi in ambito europeo ed in Italia.

Non tutti i biocarburanti immessi in consumo, tuttavia, possono essere contabilizzati e computati per il raggiungimento del target della Direttiva 2009/28/CE che prevede di considerare i soli biocarburanti sostenibili, che garantiscano risparmi di emissioni di gas a effetto serra generate dall'intera catena di produzione, crescenti nel tempo, rispetto ai carburanti di origine fossile.

Successivamente, si è passati a valutare gli aspetti energetici, facendo riferimento al solo quantitativo di Biodiesel sostenibile double counting e ai valori del PCI, ritrovandosi perfettamente con quanto mediamente stimato dal GSE per il biodiesel immesso in Italia.

A seguire sono stati stimati i costi medi per la produzione, partendo dal dato che il costo di produzione /vendita all'ingrosso in Germania oscilla tra 0.86 € e 0.90€ per litro (escluse tasse) pari a 1,056 Euro/kg [11]. È stato, quindi assunto un valore conservativo di 0.95 €/kg come ricavo per il produttore. Il costo di produzione è stato ripartito considerando tra i più rilevanti i seguenti: i costi di gestione, manutenzione,

approvvigionamento materie prime, personale, smaltimento rifiuti, oneri, racchiudendo tutto nella voce O&M costs.

Si è passati al calcolo dei consumi energetici medi necessari per la produzione del biodiesel da biomasse residuali e si è fatto riferimento a dati di produzione di aziende capaci di produrre oltre 5.000 t/anno di Biodiesel da oli esausti.

2.2.1 Analisi effettuate

In una prima fase è stata condotta una preliminare indagine bibliografica, finalizzata a conoscere le caratteristiche principali del biodiesel, a partire dalla raccolta dell'olio esausto fino alla produzione di energia elettrica dal MCI. A seguire sono stati presi in esame i risultati ottenuti nell'ambito delle attività A3.3. e A4.3 relativi alla valutazione dei consumi energetici del processo di produzione del biodiesel e alla messa a punto del sistema prototipale finalizzato alla verifica delle potenzialità del biodiesel come tecnica di energy storage non convenzionale.

Dall'indagine di mercato emerge una stazionarietà della produzione europea di biodiesel, dal 2009 al 2016, indice di un interesse del mercato seppur senza crescita, confermato da un consumo prevalentemente interno.

Con riferimento alla situazione in Italia, nel 2017 è stato immesso in consumo un quantitativo di oltre 1 Mt di biodiesel equivalente a circa 1000 ktep (circa 42 MJ), prevalentemente sostenibile (il 99,86%) o comunque double counting (pari a circa il 33% del Biodiesel sostenibile), secondo il rapporto statistico del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) "Energia nel settore Trasporti 2017".

Il biodiesel double counting, è prodotto principalmente da derivati della lavorazione di oli vegetali esausti (circa il 50%) e da oli e grassi animali (circa il 30%); rimane ancora piuttosto limitato, invece, il contributo del biodiesel avanzato (inferiore al 10%).

L'aspetto più rilevante è rappresentato dal continuo incremento dal 2013 di questa aliquota, segno di una maggiore attenzione verso l'utilizzo di oli residuali per la produzione di biodiesel sostenibile.

I dati raccolti sono stati rielaborati per calcolare le caratteristiche energetiche ed economiche del processo. Sono stati analizzati i dati di diversi impianti industriali operanti in Italia, per la produzione di Biodiesel, e per la stima dei consumi energetici per unità di prodotto [12].

È stato quindi effettuato un raffronto tra i fabbisogni energetici per la produzione del Biodiesel e i corrispondenti valori di energia e potenza disponibili, e si è osservato che la produzione di biodiesel richiede una quantità di energia inferiore a quella che il biodiesel riesce a fornire nella combustione, pertanto il

bilancio energetico della filiera di produzione del combustibile, risulta positivo (viene consumato solo l'11% della quantità disponibile).

Il biodiesel prodotto va utilizzato nel motore a combustione interna: l'immagine sotto riportata raffigura lo schema del sistema che consente la produzione del Biodiesel che verrà utilizzato per attivare il gruppo elettrogeno, sfruttando l'energia accumulata. Nel sistema sono evidenziati i punti in cui viene richiesta energia elettrica per la conduzione dell'intero processo basato su una fase di pretrattamento, una fase di reazione (transesterificazione) e la fase di purificazione e separazione dei prodotti.

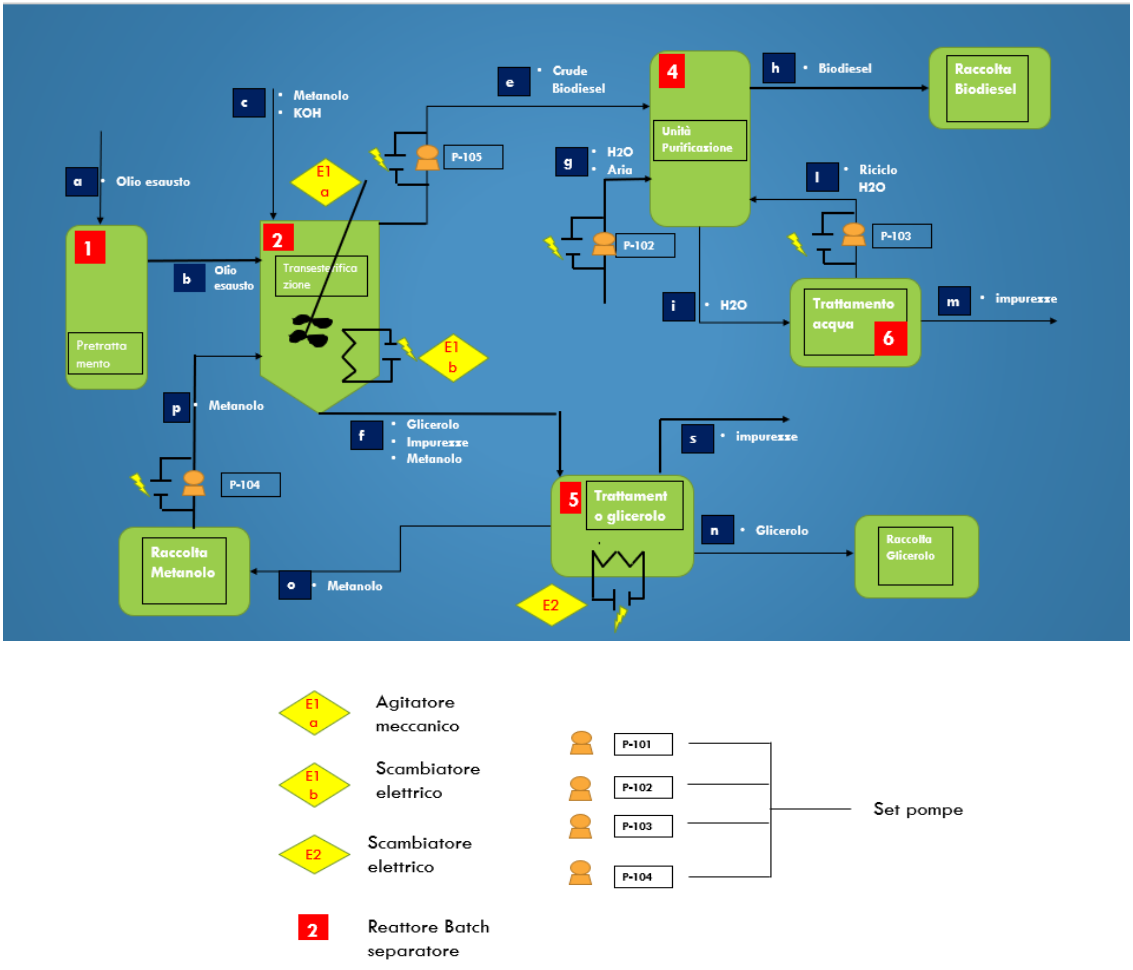

Figura 7 Schema del sistema [13])

È essenziale verificare che le proprietà siano rispondenti alle specifiche non solo di legge, ma anche di utilizzo nel motore.

2.3 Analisi delle criticità e punti di forza

Come affermato nel paragrafo precedente, le fasi di produzione, lavorazione ed uso del Biodiesel come energia elettrica, consistono in:

- **Pre-trattamento**: gli olii esausti, i quali rappresentano la materia prima di questo processo, devono essere sottoposti a dei pre-trattamenti, in modo tale da eliminare le scorie e le impurità, facendo giungere in tal modo il prodotto puro alla fase successiva. Si tratta di una fase fondamentale e costituita da più sottofasi, quindi dispendiosa a livello temporale ed economico.
- **Reazione (transesterificazione):** processo energivoro il cui principale risultato è la rottura delle molecole dei trigliceridi, cioè degli acidi grassi che caratterizzano l'olio e che sono alla base della sua elevata viscosità. Il processo di transesterificazione avviene servendosi di un reagente alcolico (metanolo o etanolo che devono essere disponibili), la cui azione è rinforzata e accellerata da un un catalizzatore (soda caustica): l'alcol, reagendo con gli acidi grassi, produce da un lato biodiesel e dall'altro glicerolo.

Metanolo	**Etanolo**
Economico	Costoso
Reazione più rapida	Reazione lenta
Molto tossico	Meno tossico
Non rinnovabile	Rinnovabile (bioetanolo)
Facile separazione	Difficoltosa separazione

Tabella 3 Confronto Metanolo/etanolo [13]

- **Purificazione e separazione dei prodotti:** Si tratta di un processo discontinuo quanto alla scelta del tipo di trattamento stesso oltre che del materiale filtrante per la raccolta.

- **Applicazione:** finalizzata all'impiego nel gruppo elettrogeno del sistema.

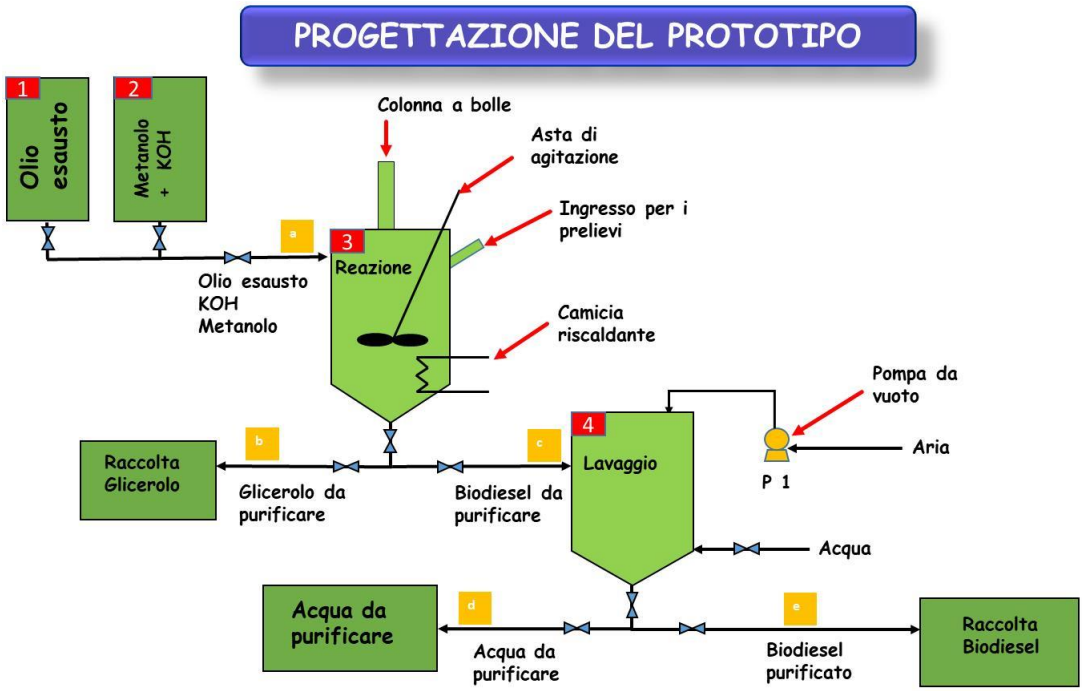

Figura 8 Schema del sistema di produzione del Biodiesel [13]

Sono state previste diverse attività finalizzate a valutare la fattibilità e l'efficienza di un sistema il quale, partendo dalla raccolta di oli esausti, consente di avere un prodotto che garantisce un efficiente accumulo di energia.

Rispetto ad uno schema convenzionale, vengono ora analizzati gli impieghi del potenziale contenuto energetico degli oli residuali scartati, che diventano invece ora risorsa energetica, in modo da soddisfare ad esempio le esigenze di piccole comunità, ottenendo un accumulo di energia sotto forma di biofuel a partire da energie rinnovabili. Il biodiesel si può ottenere allorquando le altre energie rinnovabili non siano disponibili; data la modularità del processo e, visto che è condotto in batch, è possibile pianificare lo stoccaggio del biodiesel quando vi è un surplus di energia da fonte rinnovabile.

Un'eventuale criticità per il motore a combustione interna, nello specifico del progetto, potrebbe derivare dalla carenza del necessario quantitativo di biodiesel.

Un punto di attenzione può risiedere nel tempo impiegato a produrre biodiesel per attivare il gruppo elettrogeno: 8 ore per ottenere 30 l di biodiesel. In ogni caso anche per produrre quantitativi minori di Biodiesel, sono necessari tempi dell'ordine delle ore per garantire una efficace separazione, soprattutto se

questa viene effettuata in maniera non energivora. Per le finalità del progetto, la soluzione proposta, è quella di effettuare la sedimentazione durante la notte. Al contrario, un combustibile di tipo tradizionale è disponibile in tempi molto brevi procurandolo tramite i normali canali commerciali.

La principale criticità da considerare per lo sviluppo generale del biodiesel è rappresentata dal costo della lavorazione della materia prima, poiché si hanno fasi diverse: produzione, trasporto, stoccaggio ed estrazione degli olii residuali; un elemento cruciale è il recupero del metanolo in eccesso.

Di fondamentale importanza risulta essere anche la qualità dell'olio esausto, caratteristica non banale poiché va ad influenzare anche la qualità del biodiesel ottenuto e ovviamente quella della glicerina nonostante poi attraverso un processo di distillazione il biodiesel esca a norma.

Di conseguenza, dalla qualità dell'olio esausto dipendono anche il costo di raffinazione dell'olio, di trasformazione in biodiesel, e di distillazione della glicerina.

Ad esempio l'Azienda DP Lubrificanti srl, che lavora e tratta grande parte degli olii esausti dei raccoglitori iscritti al CONOE, sia dell'Italia che di altri Paesi europei, applicava uno sconto se l'olio presentava determinate caratteristiche.

Da indagini qualitative iniziali si ricava inoltre che non vi sono criticità per quel che concerne l'aspetto termico e quello elettrico.

Il trasporto incide negativamente per il fatto che, nella maggior parte dei casi, i punti di raccolta e di produzione sono distanti e, oltre al costo del trasporto stesso, viene prodotta anidride carbonica a discapito dell'ambiente. Secondo recenti ricerche, utilizzando invece oli vegetali "freschi" si riducono i costi di lavorazione, almeno nella fase di pre-trattamento. Di contro, utilizzando oli esausti, si riduce sicuramente l'impatto sul terreno cosa che influenza la produzione e la competizione con il settore alimentare (con conseguente ricaduta sul costo degli oli vegetali); aumentano però i costi di produzione legati alla necessità del pre-trattamento.

Un intervento in sede di raccolta, finalizzato a migliorare la qualità dell'olio stoccato rappresenta un primo tentativo di soluzione del problema.

Ciò implica prevedere un sistema di raccolta dotato, ad esempi di un filtro adsorbente, per il quale è necessario prevedere lo smaltimento. Le attività in corso sono orientate verso un filtro biocompostabile, da sostituire con cadenza periodica. Una ricaduta di tale raccolta è sita nella necessità di rendere accettabile tale sistema.

Un altro punto fondamentale riguarda il consumo e la raccolta: come già affermato, vi è scarsità di materia prima double counting (cioè quelli del "doppio conteggio"). Il contributo dei biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare al conseguimento dell'obiettivo di impiegare

energia proveniente da fonti rinnovabili nei trasporti è considerato equivalente al doppio del loro contenuto energetico"). Per tale ragione vi è il ricorso massiccio ad importazioni di prodotto double counting di dubbia origine da Paesi extra Europei, ove i controlli degli organi ministeriali sono impossibili e quelli da parte degli enti di certificazione sono dubbi. La conseguenza di tale problematica risiede sempre nell'incremento dei già citati costi della materia prima per diverse ragioni. Un primo motivo risiede nel fatto che, il DM del 2 Marzo 2018, relativo al biometano, non ha generato l'attesa domanda di biocarburanti avanzati, cui le imprese nazionali si erano preparate, poiché vi è stata l'assenza di obbligo dei consumi relativi. Attraverso tale decreto si mirava a promuovere l'uso del biometano e degli altri carburanti avanzati nell'uso dei trasporti attraverso incentivazione.

Le aziende sembrano essere pronte ad investire in tali tecnologie, sia per la raccolta che per la messa a punto dei processi per nuove materie prime ma hanno fortemente bisogno di condizioni che agevolino lo sviluppo del mercato e garantiscano stabilità.

Dal punto di vista della sicurezza, l'utilizzo del Metanolo in un prototipo, eventualmente anche aperto al pubblico, potrebbe creare dei problemi, vista la sua tossicità, comunque limitati dalle modeste quantità di cui si fa uso. In ogni caso è stato deciso di testare l'utilizzo dell'etanolo come alcool reagente, con minori problemi di impatto sulla salute, che ha anche il vantaggio di essere un biocombustibile green ottenuto anch'esso da residui lignocellulosici.

Per quanto riguarda i problemi impiantistici, è importante lo stoccaggio in serbatoi di acciaio, piuttosto che di vetro, poiché eventuali residui potrebbero creare problemi. Inoltre, per quel che concerne gli schemi d'impianto, i raccordi converrebbe farli in acciaio, ma non sarebbe visibile la purificazione; realizzandoli in plexiglass si creerebbero problematiche in futuro. Anche le tubazioni è importante che siano resistenti alle materie da utilizzare.

Si fa rilevare, infine, che l'installazione di sistemi di accumulo con tale tecnologia deve essere aderente alla normativa Europea relativa agli impianti Chimici e deve rispettare i termini di marcatura CE.

PUNTI DI FORZA E OPPORTUNITA'

Opportunità e minaccia "culturale" economica/ambientale: la raccolta di olii esausti non è ancora vista come abitudine da parte del cittadino.

Questa dovrebbe innanzitutto avvenire più frequentemente, cosicchè anche le aziende avrebbero più interesse nel lavorarlo. Il problema sta nel fatto che i cittadini non sono sensibilizzati a dovere; non vi è ancora una quantità adeguata di isole ecologiche e non tutti hanno possibilità di raggiungerle. Si potrebbe pensare ad una raccolta porta a porta, obiettivo che si è posto il CONOE (Consorzio nazionale raccolta e

trattamento oli e grassi vegetali ed animali esausti) in modo che il cittadino, non dovendo raccogliere l'olio per poi tenerlo dentro casa per diversi giorni, sia più sensibilizzato ad eseguirla; diversamente i comuni cittadini, continuerebbero a gettare nel lavandino quel che rimane cioè delle fritture, causando danni all'ambiente e un aggravio di costi per la gestione di tubature e depuratori.

I comuni dovrebbero promuovere la raccolta tramite propaganda e illustrazioni di vantaggi economici, ambientali e sociali: l'olio esausto non è pericoloso per la salute dell'uomo ma se finisce sul suolo può fare molti danni. In base ai dati riportati dal CONOE [14], un 1 kg di olio vegetale esausto è in grado di distribuirsi in modo uniforme fino a ricoprire una superficie di 1000 chilometri quadrati. Sul suolo, quest' olio lascia un film sottile che rende la terra impermeabile e incapace, quindi, di nutrirsi. Se la raccolta di questi scarti si attestasse al 100% il risparmio potenziale sarebbe di 732.000 tonnellate in meno di anidride carbonica in atmosfera. Si deve mirare quindi al coinvolgimento dei cittadini che faranno parte, in un prossimo futuro, delle comunità energetiche; ciò può avvenire solamente creando degli stimoli a livello locale al fine del superamento delle criticità.

Nelle aree turistiche si potrebbe pensare di fare la raccolta durante i mesi estivi, ma tale raccolta dovrebbe avere la possibilità di essere stoccata ed utilizzata durante i mesi invernali tramite cogenerazione, con produzione di calore. Si evince così un'ulteriore criticità: dove fare avvenire lo stoccaggio.

Il vantaggio risiede nel fatto che tali olii vengono oggigiorno mandati in fogna tramite le abitazioni. Un'opportunità potrebbe essere quella di creare dei veri e propri sistemi di cogenerazione di quartiere, dove poi distribuire il calore prodotto, insieme a pompe di calore, in modo da raddoppiare l'efficienza. Perciò, invece di immettere in rete l'energia elettrica prodotta, viene trasformata in calore tramite cogeneratori condominiali. Il fine sarebbe quello di restituire ai cittadini ciò che essi raccolgono.

Una minaccia può essere vista nella minore competitività sul mercato che ne deriverebbe, nel senso che qualora i cittadini venissero idoneamente responsabilizzati, i comportamenti virtuosi potrebbero paradossalmente ledere la produttività delle aziente del settore. Ciò si potrebbe evitare attraverso l'interazione e la collaborazione con le stesse.

Ancorchè il D.Lgs. 152/2006 preveda espressamente il rispetto delle norme in materia ambientale, risulta tuttavia diffcile indirizzare i cittadini verso un comportamento responsabile. Se ciò si verificasse la minaccia potrebbe diventare un'opportunità per la collettività. La normativa dovrebbe essere in grado infatti di fornire provvedimenti cautelativi e dettare le regole per una corretta raccolta e, inoltre, dovrebbe garantire al cittadino degli sconti o dei bonus incentivanti in base al prodotto finale e al modo in cui il cittadino fornisce l'olio esausto.

2.4 SWOT analysis

Nel caso del BIODIESEL la matrice SWOT può essere così sviluppata:

PUNTI DI FORZA	***PUNTI DI DEBOLEZZA***
• Il biodiesel riduce le emissioni di CO_2 in atmosfera; • Possibilità di combattere l'inquinamento attraverso il riutilizzo degli olii esausti; • Utilizzo di risorse non esauribili; • Approvazione della Renewable Energy Directive; • Sviluppo di nuove normative che incentivino la raccolta a favore dei cittadini; • Costo e ricavo per il produttore; • Biodiesel visto come energy storage di fonti rinnovabili.	• Cittadini non sensibilizzati alla raccolta oli; • Scarsa informazione sull'importanza della raccolta oli esausti; • Parziale difficoltà nel reperire il metanolo (una delle materie prime) e la necessità di recuperare il metanolo in eccesso; • Onerosità dei processi e dei trattamenti da eseguire; • Ricorso massiccio ad importazione di prodotto double counting; • Tempo di approvigionamento del biodiesel rispetto a combustibili tradizionali; • Processo di produzione discontinuo; • Oli raccolti molto diversi tra loro come composizione; • Sicurezza: utilizzo di sostanze tossiche (come il Metanolo) in laboratorio; • Problemi impiantistici.
OPPORTUNITA'	***MINACCE***
• Con una raccolta più frequente vi è maggiore interesse da parte delle aziende nel lavorare l'olio esausto; • Creazione di isole ecologiche come punti di raccolta più accessibili al cittadino; • Vantaggi economici, ambientali e sociali; • Raccolta nei mesi estivi e lavorazione nei mesi invernali;	• Competitività sul mercato; • Il cittadino tende a gettare in fogna l'olio favorendone l'arrivo al suolo e quindi si ha sottrazione di terreni alla produzione agricola alimentare; • Aumento prezzi materie prime (ladove di utilizzino olii vegetali non di scarto) e dei terreni agricoli;

• Produzione di calore tramite cogeneratori condominiali alimentati a biodiesel per "restituire" al cittadino ciò che viene raccolto; • Realizzazione di vere e proprie Comunità energetiche; • Adeguamento alle politiche europee che sono a favore; • Possibilità per il cittadino di usufruire di bonus o sconti.	• Ricorso a combustibili fossili ancora dominanti.

Tabella 4 Analisi SWOT per il Biodiesel

3. SISTEMA DI ACCUMULO SOTTOFORMA DI IDROGENO

3.1 Descrizione attività e stato dell'arte

L'attività è centrata sull'analisi, la verifica e la risoluzione delle criticità connesse allo sviluppo ed alla produzione di tecnologie utili alla realizzazione di sistemi di accumulo ad Idrogeno con celle combustibili.
Il sistema considerato è costituito dall'elettrolita, dal serbatoio ad idrogeno e dalla cella a combustibile, così come affrontato nell'OR3 del progetto ComESto.

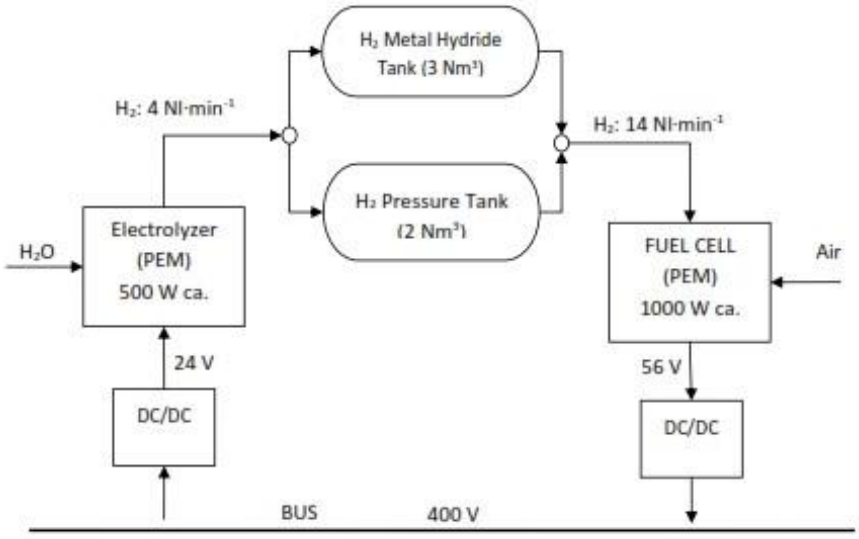

Figura 9 Schema del sistema energetico H2PEM ad accumulo di Idrogeno [15]

I sistemi di accumulo ad Idrogeno con celle combustibili, sono fra i sistemi più promettenti per la produzione di energia elettrica, sia per le loro positive caratteristiche energetiche ed ambientali che per l'ampiezza delle possibili applicazioni. La tecnologia trova impiego in settori, che vanno dalla generazione distribuita per le aziende elettriche, alla cogenerazione residenziale e industriale, alla generazione portatile e alla trazione. La Cella a Combustibile è un dispositivo elettrochimico, che converte l'energia chimica di un combustibile (generalmente idrogeno) direttamente in energia elettrica, senza l'intervento intermedio di un ciclo termico. Esse non sono soggette quindi alle limitazioni del ciclo di Carnot e di conseguenza permettono rendimenti di conversione più elevati rispetto a quelli delle macchine termiche convenzionali (Figura 10).

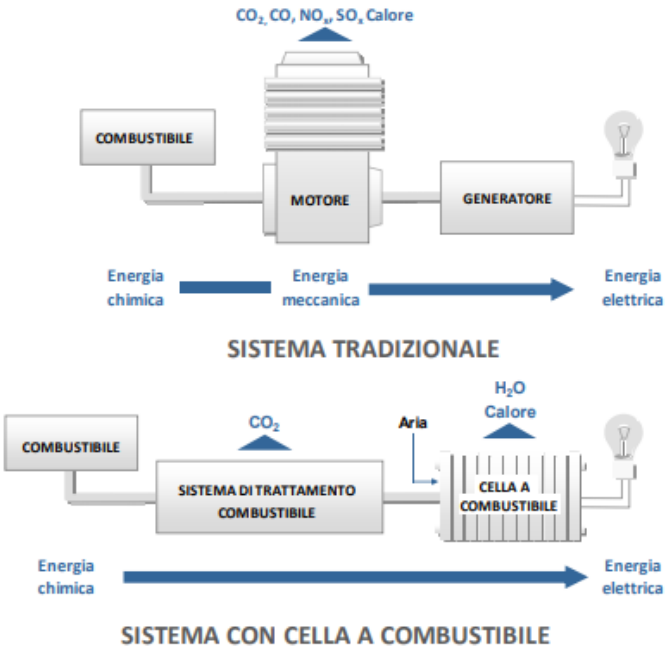

Figura 10 Confronto tra le celle a combustibile e i sistemi tradizionali per la produzione di energia elettrica [13]

Una cella a combustibile funziona in modo analogo ad una batteria in quanto produce energia elettrica attraverso un processo elettrochimico, tuttavia a differenza di quest'ultima consuma un gas combustibile (idrogeno) ed un gas ossidante (ossigeno o aria) ed è quindi in grado di operare in modo continuo, finché è alimentata con tali gas.

La trasformazione elettrochimica è accompagnata da produzione di energia termica, che, nel caso di celle a combustibile a bassa temperatura, è necessario estrarre per mantenere costante la temperatura di funzionamento della cella a combustibile [17] [18].

Normalmente le celle a combustibile vengono classificate sulla base dell'elettrolita utilizzato in celle a combustibile alcaline (idrossido di potassio), celle a combustibile ad elettrolita polimerico (membrane a scambio protonico), celle a combustibile ad acido (principalmente acido fosforico), celle a combustibile a carbonati fusi (carbonati fusi di litio e sodio o potassio), celle a combustibile ad ossidi solidi o della temperatura di funzionamento (celle a combustibile ad bassa o alta temperatura). L'elettrolita determina o condiziona fortemente: il campo operativo di temperatura, il tipo di ioni e la direzione di diffusione attraverso la cella a combustibile e la composizione dei gas reagenti. Inoltre, l'elettrolita determina la natura dei materiali costruttivi, le modalità di smaltimento dei prodotti di reazione, le caratteristiche di resistenza meccanica e di utilizzo e per finire la durata della cella a combustibile.

3.2 Descrizione del sistema

Come già affermato, il sistema previsto è costituito dal generatore di idrogeno, dal serbatoio necessario per lo stoccaggio dello stesso e dalla cella combustibile.

Grazie al generatore di idrogeno si può svolgere l'elettrolisi dell'acqua, ricavandone ossigeno e idrogeno. I generatori di idrogeno ad oggi in commercio afferiscono alla filiera tecnologica della bassa temperatura. In particolare, interesse commerciale è rivolto verso gli elettrolizzatori a tecnologia polimerica o a celle alcaline. La capacità di idrogeno stoccato in associazione con la tecnologia di produzione sta nell'ordine di 1-2 Nm^3. Tale quantità corrisponde a circa 150 grammi di idrogeno, che possiedono un contenuto energetico di 20 - 25 MJ o anche di 6 - 8 kWh, riferito al potere calorifico superiore dell'idrogeno. Al fine di garantire tale quantità si possono adottare due soluzioni:

- Stoccaggio in reservoir in media pressione (<50 bar). L'idrogeno erogato dal generatore di idrogeno può essere stoccato fino alla pressione massima di produzione senza ulteriore compressione. La quantità di idrogeno stoccato sarà quindi proporzionale alla pressione ed al volume del serbatoio. La quantità utile di idrogeno stoccata sarà quindi determinata dalla differenza fra quella presente a pressione massima Pmax (determinata dalla pressione di erogazione da parte del generatore) e quella minima Pmin (determinata dalla pressione di alimentazione della fuel cell);
- Stoccaggio in idruri metallici. L'absorbimento di idrogeno in materiali solidi, i cosiddetti idruri metallici, permette di stoccare idrogeno con elevata densità volumica. Si ha la possibilità di stoccare fino a 2 Nm^3 in soli 2 litri di serbatoio riempito di idruri metallici. La curva Pressione-Concentrazione-Temperatura caratteristica per ogni idruro utilizzato determina le caratteristiche di stoccaggio. In generale esse sono determinate dall'intervallo di pressione di equilibrio alla quale l'idrogeno è absorbito e da parametri di isteresi, che descrivono il diverso comportamento nel processo di absorbimento (corrispondente al riempimento del reservoir) e desorbimento (rilascio dell'idrogeno).

È interessante quindi studiare entrambe le soluzioni in modo da verificare anche la loro intercambiabilità e fornire elementi utili ad ampliare la flessibilità delle soluzioni adottate nelle scelte operative.

Ai fini delle analisi progettuali, sono state considerate due tipologie di Celle a combustibe: celle ad ossidi solidi (SOFC) e celle a membrana polimerica (PEM).

Le CELLE A COMBUSTIBILE AD OSSIDI SOLIDI (SOFC, Solid Oxide Fuel Cell) funzionano a temperatura elevata ed intermedia (700-1000°C) per assicurare una conducibilità sufficiente all'elettrolita, costituito generalmente da materiale ceramico (ossido di zirconio drogato con ittrio) e come le celle a combustibile a carbonati fusi sono promettenti soprattutto per la generazione di energia elettrica e la cogenerazione da

qualche kW ad alcune decine di MW. La loro tolleranza ai composti a base di zolfo (H2S) è di circa 5 ppm a 700°C, mentre è di 90 ppm a 1000°C.

Le CELLE A MEMBRANA POLIMERICA (PEM, Proton Exchange Membrane) utilizzano come elettrolita una membrana polimerica solida che permette la migrazione degli ioni idrogeno (protoni) ma impedisce il passaggio di elettroni. Tali celle lavorano a basse temperature, generalmente tra 85°C – 105°C e sono state applicate per prime nello spazio.

Le loro elevate prestazioni (efficienza elettrica e densità di potenza) le hanno rese i generatori elettrici ideali soprattutto per la trazione e la generazione/cogenerazione di piccola taglia (1-250 kW). Esse sono intolleranti al monossido di carbonio.

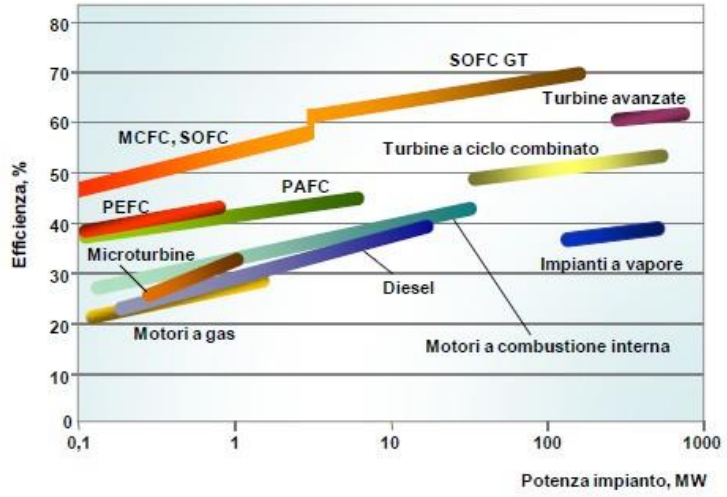

Figura 11 Confronto delle efficienze di differenti impianti (celle a combustibile e generatori convenzionali) in relazione alla potenza dell'impianto - [13]

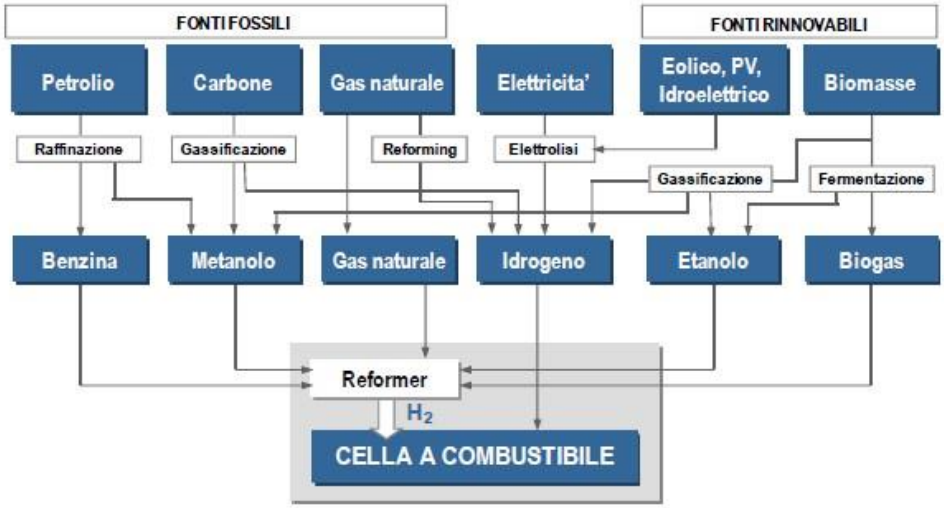

Figura 12 Combustibili potenzialmente utilizzabili in una cella a combustibile - [13]

Le emissioni degli impianti con celle a combustibile si mantengono al di sotto di quelle di impianti di tipo tradizionale di taglia equivalente. Il contenuto in NOx e CO nelle emissioni è in pratica trascurabile, originandosi questi inquinanti direttamente dalla fase di combustione assente nelle celle a combustibile. Composti come particolato e SOx sono anch'essi trascurabili; ogni impianto con celle a combustibile prevede infatti la conversione e/o l'eliminazione degli SOx prima dell'ingresso nella cella a combustibile. Le ridotte emissioni di inquinanti atmosferici locali sono abbinate ad un livello di rumorosità estremamente basso (inferiore ai 60 dBA a 10 metri), non essendo presenti grossi organi in movimento ad esclusione di quelli dei dispositivi di alimentazione (tipicamente compressori). Un impianto a celle a combustibile presenta un'efficienza energetica superiore a quella dei sistemi convenzionali, anche nelle loro configurazioni più avanzate. Da ciò deriva una significativa riduzione della quantità di CO2 emessa, a parità di energia elettrica e calore prodotti. Nella figura 13 è mostrato il confronto delle emissioni di impianti a celle a combustibile con impianti di generazione di potenza tradizionali. Cresce il consenso da parte di esperti nel settore sul fatto che le celle a combustibile possano trovare largo impiego nel mercato della generazione distribuita nel lungo termine. Il passaggio dalla generazione centralizzata alimentata con combustibili fossili a sistemi con celle a combustibile, inserite in una rete di generazione distribuita ed alimentate con idrogeno prodotto da rinnovabili, potrebbe ridurre notevolmente le emissioni di CO2. [19] [20] [21]

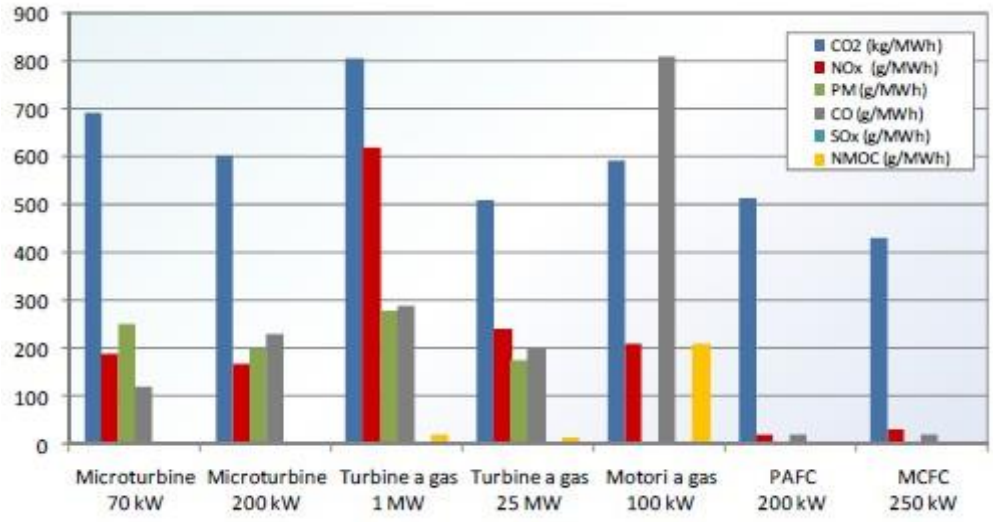

Figura 13 Confronto delle emissioni di impianti a celle a combustibile con impianti di generazione di potenza tradizionali [13]

3.3 Analisi delle criticità e punti di forza

La diffusione dei sistemi con celle a combustibile richiede che vengano superate le barriere che ancora limitano lo sviluppo delle varie tecnologie, e che siano messi a punto prodotti in grado di competere, per affidabilità, durata e costi con gli altri sistemi di generazione di potenza disponibili sul mercato. Inoltre, la normativa attuale non garantisce la diffusione e l'immissione sul mercato di detti sistemi, poiché questa non è definita in tutti gli ambiti. L'ambito automobilistico è favorito sotto questo aspetto, mentre quello stazionario no.

Le criticità legate a celle a combustibile ed elettrolizzatori si possono principalmente classificare in due tipologie: criticità tecniche e criticità sulla sicurezza. L'introduzione delle celle a combustibile richiede, oltre allo sviluppo di un contesto favorevole alla generazione/cogenerazione distribuita, che gli utenti prendano confidenza con la tecnologia, superando le preoccupazioni connesse con la novità della stessa in termini di sicurezza (ad es. presenza di idrogeno), modalità e costi di gestione, affidabilità, manutenzione, ecc., e si sentano garantiti circa la continuità e qualità del servizio reso dall'impianto.

Le *criticità tecniche* di elettrolizzatori e celle a combustibile sono principalmente legate al loro costo ed al loro utilizzo in termini di durata.

Costi

Il principale ostacolo alla penetrazione nel mercato degli impianti con celle a combustibile è rappresentato dall'alto costo di produzione. Attualmente per impianti con celle a combustibile si riportano costi che oscillano tra 3.000 e 5.000 €/kW (tecnologie allo stadio prototipale). Il costo di motori a combustione interna e microturbine per generazione distribuita si attestano a metà di quest'intervallo. Naturalmente il costo della generazione con celle a combustibile diminuirà in proporzione al grado di diffusione di questi sistemi, per effetto delle economie di scala. Per arrivare ad una condizione di concorrenza con le tecnologie tradizionali, sono necessarie riduzioni di costo con fattori che vanno da 3 a 10 volte. Le ipotesi di penetrazione della tecnologia richiedono che i costi degli impianti raggiungano valori compresi tra 1.000 e 1.500 €/kW (con valori maggiori per le piccole taglie) nella fase iniziale della introduzione nel mercato, passando poi a regime a valori di 400-750 €/kW. Il costo dei generatori di idrogeno a membrana permane ancora elevato raggiungendo i circa 30k€/kW per sistemi di piccola taglia. A tale costo si deve aggiungere la manutenzione standard che consiste nella sostituzione dello "Stack PEM" ogni 40000 ore di funzionamento con un costo di circa 6k€/kW. In alternativa i generatori di idrogeno con celle alcaline sono più convenienti (10k€/kW) anche se la loro efficienza è molto minore attestandosi su circa il 40%.

Affinché le celle a combustibile e i sistemi di celle a combustibile siano commercialmente redditizi è necessaria una significativa riduzione dei costi. I materiali e i costi di produzione per i componenti dello stack devono essere ridotti. Per rendere competitivi gli stack delle celle a combustibile sono necessari: costi inferiori per membrane ad alte prestazioni; catalizzatori ad alte prestazioni con basse o nulle percentuali di metalli preziosi a base di platino (Platinum Group Metals, PGM); piastre bipolari più leggere e resistenti alla corrosione.

Gli alti costi sono dovuti in parte ai materiali e le tecniche di produzione utilizzati (terre rare e processi ceramici per SOFC, platino per PEM) e all'attuale basso effetto di scala.

Per le celle a combustibile ad alta temperatura, come le SOFC, sono disponibili materiali privi di PGM, ma è necessaria una ricerca per ridurre i costi dei componenti dello stack, come le celle a combustibile e le interconnessioni, nonché dei componenti del Balance of Plant (BOP) necessari per il funzionamento a temperature elevate.

I componenti e i sottosistemi del BOP specificamente progettati per l'uso nei sistemi di celle a combustibile necessitano di ulteriori sviluppi al fine di ottenere una riduzione dei costi. Per le celle a combustibile ad alta temperatura, alcuni dei componenti del BOP (ad esempio, scambiatori di calore e ventilatori) devono essere realizzati per poter funzionare a temperature elevate, al fine di mantenere alta l'efficienza complessiva del sistema.

È chiaro che ci sarà maggiore spazio per le celle a combustibile se gli utenti troveranno semplice e conveniente l'auto- produzione di energia elettrica e calore con impianti di piccola taglia. Questo comporterebbe semplicità nelle procedure per l'installazione ed avviamento degli impianti, nonché facilitazioni dei rapporti con la rete elettrica.

Vi è utilità per questi sistemi, ma il costo è troppo alto, poiché non vi è una produzione a larga scala, per cui bisognerebbe sostenerne l'utilizzo come in passato è stato fatto per il fotovoltaico: attraverso gli incentivi è stato implementato il meccanismo di produzione che ha consentito di abbattere i costi. L'utilità di questi sistemi va anche valutata a livello di rendimento; rispetto al fotovoltaico, infatti, il rendimento non è alto poiché ci sono delle perdite che possono far diventare il sistema un accumulo stagionale di energia. Sono scartate le ipotesi di stoccaggio ad alta pressione a causa dei costi di compressione dell'idrogeno, all'aumento dei costi di sicurezza e, soprattutto alla maggiore complessità impiantistica. Sono scartate le ipotesi di stoccaggio ad alta pressione a causa dei costi di compressione dell'idrogeno, all'aumento dei costi di sicurezza e, soprattutto alla maggiore complessità impiantistica.

Vita utile

Le celle a combustibile non hanno ancora dimostrato un livello di durata paragonabile alle tecnologie esistenti, più convenzionali, nelle principali aree di applicazione della generazione di energia stazionaria. In queste applicazioni, condizioni di funzionamento realistiche possono includere impurità nel combustibile e nell'aria, avvio e arresto, congelamento e scongelamento, umidificazione e cicli di carico, che provocano stress sulla stabilità chimica e meccanica dei materiali delle celle a combustibile. Mentre alcuni dei meccanismi di invecchiamento e degrado sono noti, mancano ancora efficaci strategie di mitigazione di tali fenomeni per raggiungere la durata necessaria.

Per quanto riguarda le celle a combustibile a bassa temperatura di tipo polimerico, i principali ostacoli al superamento dei limiti di durata sono la comprensione dei meccanismi di degrado del catalizzatore e della membrana e la mitigazione del degrado delle prestazioni in condizioni di alta potenza elettrica erogata. È inoltre necessario stabilire la tolleranza delle celle a combustibile alle impurità nell'aria e nel combustibile.

Le celle a combustibile per applicazioni stazionarie devono raggiungere una durata di oltre 60.000 ore per competere con altri sistemi di generazione di energia distribuita e per consentire un ritorno sull'investimento accettabile per l'utente finale. Le temperature di esercizio richieste per le celle a combustibile ad alta temperatura pongono requisiti di durata severi su materiali e componenti, inclusi il piatto bipolare, l'elettrolita, il supporto dell'elettrolita e l'elettrodo. Per le celle a combustibile ad alta temperatura è inoltre

richiesta una maggiore durata, se si considerano anche le fasi di avviamento e spegnimento ed il funzionamento a carico variabile.
Indipendentemente dall'applicazione, la durata dell'insieme dei componenti del sistema a servizio dello stack di celle a combustibile, il BOP deve essere migliorato. La maggior parte dei guasti ai sistemi di celle a combustibile e le interruzioni forzate (~ 90% nei sistemi micro cogenerazione) sono il risultato di eventi di guasto del BOP e non dello stack di celle a combustibile.

Le *criticità sulla sicurezza*, come di seguito specificate, nell'uso di questa nuova tecnologia (celle a combustibile ed elettrolizzatori) sono fortemente correlate alla circolazione dell'idrogeno, dalla produzione allo stoccaggio e alla sua conversione in energia (serbatoi, condotti, connessioni, elettrolizzatori e celle a combustibile).
Per superare tale criticità si potrebbe pensare di accoppiare tali sistemi agli impianti eolici: gli impianti eolici vengono realizzati di per sé, lontano dalle abitazioni, per cui si potrebbe confinare il tutto in aree ben precise. L'accumulo di energia fornito dall'eolico si potrebbe utilizzare poi con le celle a combustibile bypassando, oltre al problema della sicurezza, quello relativo alle *congestioni.* Se si pensa al costo supportato dal cittadino quando il sistema eolico è fermo, per cui si ha mancata produzione, sarebbe opportuno creare dei finanziamenti per consentire di accumulare in maniera continua. Bisognerebbe valutare perciò a quale scala si avrebbe la giusta competitività di questa forma di accumulo rispetto a quello elettrochimico.

Effetto corrosione ed infragilimento da Idrogeno

L'idrogeno è in generale un gas non corrosivo. Alcuni materiali metallici però, quando entrano in contatto con idrogeno in certe condizioni, possono essere soggetti a infragilimento e/o corrosione da stress. L'effetto in entrambi i casi è la riduzione della duttilità e della resistenza alla trazione del materiale.
I fattori da tenere in considerazione sono:
- temperatura, pressione e contaminanti dell'idrogeno;
- tipo di materiale metallico e sua struttura (discontinuità, porosità, ecc.);
- distribuzione degli sforzi sul materiale.

Per questo motivo le bombole in acciaio per idrogeno compresso sono costruite con una lega particolare.
La densità volumica dell'idrogeno può essere portata a frazioni significative di quella dell'idrogeno liquido, ma sono necessarie le pressioni sono dell'ordine di 700 bar.

Effetti sull'uomo

L'idrogeno non è né tossico né nocivo, non ha alcun effetto fisiologico, ma se inalato in alta concentrazione può causare asfissia per sostituzione dell'ossigeno dell'aria. I sintomi dell'asfissia possono includere vertigini, nausea, perdita di mobilità e di conoscenza. Comunque, il limite per rischio di asfissia con idrogeno considera un'atmosfera con concentrazione di H_2 > 17 %, considerando comunque che il limite minimo per il rischio di incendio/esplosione è una concentrazione di H_2> 4 %. In effetti, a quest'ultima percentuale, > 4 %, l'idrogeno dà origine ad una reazione di combustione prima che possa essere causa di asfissia.

Rischio incendio ed esplosione dovuto alle fughe

Essendo l'idrogeno una molecola biatomica di peso molecolare pari 2 kg/kmol, primo elemento della tavola periodica, una sua fuga dai circuiti può facilmente originarsi. Ciò rende possibile l'innesco di incendi, anche con deboli sollecitazioni termiche (es. scintille di origine elettrica, elettrostatica o meccanica). Una perdita di idrogeno compresso produce una fiamma invisibile, molto stretta e direzionale verso l'alto (a causa della sua leggerezza), che concentra energia su una piccola superficie. A causa della sua bassa densità e viscosità, vi è rischio di fuga dai circuiti e da materiali normalmente impermeabili agli altri gas. L'idrogeno può formare miscele potenzialmente esplosive con aria, ossigeno ed altri gas comburenti.

Si possono generare esplosioni ad esempio in caso di:

- presenza di aria in un circuito;
- ritorni/infiltrazioni di ossigeno in un circuito;
- ritorni di fiamma lungo le tubazioni sprovviste di adeguati dispositivi di sicurezza;
- fughe di gas in ambienti chiusi.

Una esplosione causata da idrogeno può avere luogo in spazi confinati (es.: piccole stanze non particolarmente aerate, container, recipienti), per miscelazione con aria o ossigeno.

Comunque, rispetto ai combustibili tradizionali come la benzina, il gasolio, il GPL o il gas naturale che sono decisamente più pesanti dell'aria, al contrario dell'idrogeno che riduce al minimo il rischio legato ad incendi ed esplosioni. A parità di volume (es. 30/40 l) è stato rilevato che l'incendio con benzina dura 20 – 30 minuti, mentre con idrogeno non dura più di 1–2 minuti. Inoltre, mentre per i combustibili tradizionali lo sviluppo di fiamma avviene in maniera omnidirezionale, per l'idrogeno la fiamma è unidirezionale. Ciò riduce le possibilità che materiali vicini possano essere a loro volta incendiati, riducendo così, oltre alla durata dell'incendio, anche il pericolo di emissioni tossiche (dovute da incendio di altri materiali).

Accumulo stazionario di idrogeno

L'accumulo di idrogeno (o stoccaggio di idrogeno) è una tecnologia chiave per la diffusione dell'idrogeno, delle celle a combustibile e degli elettrolizzatori per applicazioni, quali la generazione stazionaria di energia elettrica e la produzione di idrogeno. L'idrogeno può essere accumulato in forma gassosa, liquida oppure adsorbito in materiali solidi; ogni forma presenta aspetti favorevoli e limiti e tutte, se pur in gran parte già impiegate, richiedono ancora significativi sforzi di ricerca e sviluppo.

La scelta della tecnologia dipende dall'applicazione considerata e rappresenta un compromesso tra le varie caratteristiche fisiche, tecnologiche, economiche e di sicurezza che le diverse soluzioni sono in grado di offrire. I requisiti richiesti ad un sistema di accumulo da installare a bordo di un veicolo, dove pesi ed ingombri dei serbatoi costituiscono un limite all'autonomia del veicolo, sono ovviamente molto più stringenti rispetto a quelli di sistemi destinati ad usi stazionari.

Le problematiche connesse con l'accumulo dell'idrogeno derivano dalle sue caratteristiche chimico-fisiche: esso è un combustibile che presenta elevata densità energetica riferita alla massa, ma è anche quello con la minima densità energetica riferita al volume, sia allo stato gassoso che liquido. Da questo deriva il fatto che un accumulo di idrogeno risulta molto più voluminoso, se gassoso o liquido, di un accumulo di pari energia realizzato con un altro combustibile.

Le problematiche legate all'accumulo dell'idrogeno sono di fondamentale importanza per effettuare le normali operazioni di lavoro in sicurezza. Le tecnologie utilizzate per effettuare l'accumulo sono la causa principale dei rischi. Infatti, per essere stoccato in quantità e in volumi idonei per le applicazioni standard, l'idrogeno viene stoccato a pressioni elevate, con conseguenti problematiche legate all'esercizio. Sono previste regole tecniche per l'accumulo dell'idrogeno, stabilite dal Decreto Ministeriale del 23 ottobre 2018 "Regola tecnica di prevenzione degli incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione dell'idrogeno per autotrazione". Nel D.M., la pressione massima di stoccaggio prevista è di 1000 bar, ed il volume massimo di idrogeno in deposito non deve superare 6000 Nm^3. Gli stoccaggi devono essere progettati e realizzati in conformità alla regola dell'arte. Sono ritenuti a regola d'arte gli stoccaggi conformi alla norma ISO 19884.

Per quanto riguarda l'installazione, è necessario considerare procedure legali e amministrative che riguardano il rispetto del Piano di utilizzo del territorio. Durante il processo di autorizzazione, lo studio di fattibilità deve garantire il rispetto dei requisiti legali e degli standard, con conseguente adeguatezza alla normativa locale. Si fa, pertanto, riferimento principalmente al Permesso a Costruire dall'autorità municipale/locale e Permesso Operativo da parte della stessa autorità in base al parere positivo dei Vigili del Fuoco. Attualmente non esiste ancora una normativa nazionale standard di questa nuova tecnologia a

beneficio degli enti certificatori, dei manutentori e degli operatori del primo soccorso in condizioni di emergenza. I costruttori sono gli unici depositari del know how tecnico su queste nuove tecnologie, che molte volte è ancora coperto dal segreto industriale. Molto spesso sono i costruttori a fornire informazioni solo sugli aspetti operativi e di sicurezza di queste nuove tecnologie ad installatori o a grossi utenti [22].

PUNTI DI FORZA E OPPORTUNITA'

Le celle a combustibile presentano proprietà che ne rendono molto interessante l'impiego nel campo della produzione e del trasporto di energia elettrica, in quanto rispondono perfettamente agli obiettivi che si perseguono per garantire uno sviluppo sostenibile del pianeta, e cioè:

- miglioramento dell'efficienza e del risparmio energetico;
- diversificazione delle fonti energetiche;
- contenimento delle emissioni di inquinanti nell'atmosfera.

SEGMENTO DI MERCATO	POTENZA	TIPO DI CELLA
Applicazioni isolate	0,5-10 kW	PEFC, SOFC
Potenza residenziale	1-10 kW	PEFC, SOFC
Cogenerazione commerciale e residenziale	50 - 250 kW	PEFC, PAFC
Cogenerazione industriale	200 kW - 2 MW	MCFC, SOFC
Potenza distribuita	2 - 20 MW	PAFC, MCFC, SOFC
Generazione centralizzata	< 50 MW	MCFC, SOFC
Trasporto	5 - 200 kW	PEFC, SOFC
Generazione portatile ed elettronica di consumo	< 100 W	DMFC, PEFC

Figura 14 Aree di applicazione – [13]

Nella figura 15 sono riportate le principali caratteristiche delle suddette tipologie di celle, in particolare vengono raffrontate, ai fini dell'attività 1.4, le celle di tipo PEFC e SOFC.

Caratteristica	AFC	PEFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Elettrolita	Idrossido di potassio	Membrana polimerica	Membrana polimerica	Acido fosforico	Carbonato di litio e potassio	Ossido di zirconio drogato
Ione che promuove la reazione di cella	OH^-	H^+	H^+	H^+	$CO_3^=$	$0^=$
Temperatura, °C	60-120	70-100	70-100	160-220	600-650	800-1000
Catalizzatore	Pt/Pd, Ni	Platino Platino/Rutenio	Platino Platino/Rutenio	Platino	Nichel	Non richiesto
Materiali costruttivi	Plastica, grafite, Inconel	Materiali grafitici, metalli	Grafite	Materiali grafitici	Nichel, acciaio inossidabile	Materiali ceramici, metalli
Combustibile impianti	Idrogeno puro (99,99%)	Iidrogeno Gas riformati (MeOH, GN)	Metanolo	Idrogeno Gas riformati (GN, MeOH, idrocarburi leggeri)	Idrogeno Gas riformati	Idrogeno Gas riformati Gas da carbone
Ossidante	Ossigeno (puro)	O_2 / Aria	O_2 / Aria	O_2 / Aria	O_2 / Aria	O_2 / Aria
Efficienza elettrica (PCI), %	60	40-60	35-40	40-50	45-55	45-60
Densita' di potenza, mW/cm^2	300-500	300-900	200-400	150-300	150	150-270
Stato della tecnologia	Sistemi 5-80 kW	Sistemi 1-250 kW	Sistemi fino 2 kW	Impianti dimostrativi fino a 11 MW	Impianti dimostrativi fino a 2 MW	Stack 25 kW Impianti 200 kW
Tempo di avviamento	Minuti	Minuti	Minuti	1-4 h	5-10 h	5-10 h
Applicazioni	Applic. spaziali, gener. portatile, trasporto	Usi residenziali, trasporto, gener. portatile	Generatori portatili 1 W - 1 kW	Cogenerazione, potenza distribuita	Cogenerazione industriale, potenza distribuita	Cogenerazione industriale, potenza distribuita

Figura 15 Caratteristiche e applicazioni celle a combustibile – [13]

Esse possiedono le seguenti caratteristiche peculiari:

- Flessibilità nel gas di alimentazione, poiché possono essere alimentate con una ampia gamma di combustibili come metano, metanolo, gas naturale, gas di sintesi (prodotto da combustibili liquidi, gassificazione del carbone, biomasse).
- Modularità, poiché la potenza elettrica prodotta può essere aumentata al crescere della domanda di energia elettrica, con notevoli risparmi sul piano economico e sui tempi di costruzione, che possono risultare notevolmente ridotti.
- Rendimento elettrico elevato, con valori che vanno dal 40 al 48% (riferito al potere calorifico inferiore combustibile) per gli impianti con celle a combustibile a bassa temperatura, fino a raggiungere oltre il 60% per quelli con celle a combustibile ad alta temperatura utilizzate in cicli combinati.

- Efficienza indipendente dal carico e dalle dimensioni dell'impianto. Il rendimento di un sistema con celle a combustibile è poco sensibile alle variazioni del carico elettrico, diversamente da quanto si verifica con gli impianti convenzionali. In pratica, un sistema di celle a combustibile può operare tra il 30 e il 100% di carico, senza perdite consistenti di efficienza. Il rendimento è inoltre indipendente dalla potenza installata entro un ampio intervallo di potenza, mentre negli impianti tradizionali il rendimento diminuisce al decrescere della taglia dell'impianto.
- Ridotto impatto ambientale, sia dal punto di vista delle emissioni gassose che di quelle acustiche, il che consente di collocare gli impianti anche in aree residenziali, rendendo il sistema particolarmente adatto alla produzione di energia elettrica distribuita e alla possibilità di cogenerare, poiché il calore prodotto può essere disponibile a diversa temperatura, in forma di vapore o acqua calda, ed impiegato per usi sanitari, condizionamento di ambienti, ecc.

Gli impianti con celle a combustibile, in funzione delle caratteristiche di modularità, flessibilità, rendimento e compatibilità ambientale, possono trovare applicazione sia presso utenti (utenze commerciali ed industriali, residenze private, uffici pubblici) con piccoli impianti di generazione con potenze comprese tra pochi kW e qualche MW, sia presso aziende elettriche con taglie da qualche MW a qualche decina di MW. Un recente studio dell'International Energy Agengy, denominato "Prospects for Hydrogen and Fuel Cells", prevede al 2050 una capacità installata di 200-300 GW, pari al 2-3% della capacità totale [23].

- Considerando l'energia potenziale chimica dell'idrogeno prodotto (potere calorifico superiore 141,8 MJ/kg), questi sistemi hanno un'efficienza intorno al 60% (5.5 ca. kWh/Nm3 di H_2) per apparati di grande taglia (dell'ordine delle centinaia di kW) mentre per gli apparati di piccola dimensione (ordine del kW) tale valore può variare anche sensibilmente. Sistemi commerciali di circa 1 kW in corrente continua possono produrre con parametro di conversione pari a 4.1 kWh/Nm^3 e quindi con efficienza maggiore.

A seguire è presentata una rassegna dei fattori pro e contro per le due potenziali soluzioni di stoccaggio.

Fattore	**Tecnologia ottimale**
Costo	*Reservoir in pressione*
Sicurezza	*Reservoir utilizzanti idruri*
Affidabilità	*Reservoir in pressione*
Densità volumica	*Reservoir utilizzanti idruri*
Densità gravimetrica	*Reservoir utilizzanti idruri*
Ciclabilità	*Reservoir in pressione*
Sensibilità ad impurezze	*Reservoir in pressione*

Tabella 5 Caratteristiche e tipologie di stoccaggio idrogeno

L'industria automobilistica sembra oggi in grado di proporre mezzi dai consumi bassissimi e con un minor impatto ambientale rispetto al passato, ma questa offerta non è ancora in grado di rispondere alla richiesta di "veicoli ad emissioni zero " per un mercato sempre più vincolato ai problemi legati all'inquinamento. A livello internazionale si guarda alla propulsione elettrica come una soluzione ideale. Tra le diverse soluzioni, la più promettente per il medio-lungo termine è quella basata sull'impiego di veicoli a idrogeno che utilizzano la tecnologia delle celle a combustibile. Le celle a combustibile possono consentire di realizzare veicoli, che uniscono ai vantaggi di silenziosità ed assenza di inquinamento tipici dei veicoli elettrici a batteria, caratteristiche d'uso simili a quelle dei veicoli convenzionali, in termini di autonomia e tempi di rifornimento. Grazie all'elevata efficienza della cella, i rendimenti previsti per veicoli con celle a combustibile sono superiori a quelli dei motori a combustione interna. Si raggiungono, a seconda del combustibile impiegato, valori compresi tra il 27 ed il 41%, contro rendimenti medi del 16-18% e del 20-24% misurati rispettivamente per i veicoli a benzina e diesel, nel ciclo urbano. Qualora alimentate a idrogeno, le celle a combustibile presentano efficienze superiori a quelle degli altri sistemi di generazione, per di più costanti con il variare del carico, ed una dinamica rapidissima, paragonabile a quella di un accumulatore tradizionale.
Le caratteristiche delle celle a combustibile ne fanno una tecnologia particolarmente interessante soprattutto quando le potenze del sistema sono basse, in quanto è proprio in questo settore che le tecnologie convenzionali soffrono i maggiori problemi di efficienza e prestazioni. Infatti le caratteristiche di modularità e di alto rendimento ai carichi parziali, proprie delle celle a combustibile, sono maggiormente sfruttate per basse potenze, e quindi le applicazioni "portatili" (da pochi Watt a qualche kW) sono quelle in cui tale vantaggio è maggiormente avvertibile. Per quanto riguarda i generatori portatili le caratteristiche di

silenziosità e di basse (o nulle) emissioni ne fanno la tecnologia ideale per tutte quelle applicazioni dove il "comfort" di utilizzo è uno dei requisiti richiesti dall'utente finale [24].

3.4 SWOT analysis

PUNTI DI FORZA	***PUNTI DI DEBOLEZZA***
• Miglioramento dell'efficienza e del risparmio energetico; • Diversificazione delle fonti energetiche; • Contenimento delle emissioni di inquinanti nell'atmosfera; • Flessibilità nel gas di alimentazione; • Modularità: la potenza elettrica prodotta può essere aumentata al crescere della domanda di energia elettrica; • Rendimento elettrico elevato; • Efficienza indipendente dal carico e dalle dimensioni dell'impianto; • Ridotto impatto ambientale, sia dal punto di vista delle emissioni gassose che di quelle acustiche; • Lavorano con basse potenze a differenza dei sistemi convenzionali.	• Criticità tecniche; • I costi di produzione bloccano lo sviluppo di tali tecnologie nel mercato; • Durata di tali sistemi non paragonabile a quella delle tecnologie esistenti; • Condizioni di funzionamento; • Processo di circolazione dell'idrogeno; • Corrosione e infragilimento da idrogeno; • Non esiste ancora una normativa nazionale standard.
OPPORTUNITA'	***MINACCE***
• Creazione di impianti con caratteristiche di modularità, flessibilità, rendimento e compatibilità ambientale; • Possono trovare applicazione sia presso utenti che presso aziende elettriche con taglie da qualche MW a qualche decina di MW; • Utilizzo di veicoli a idrogeno che utilizzano	• Scarsa produzione di tali sistemi a causa dell'elevato costo; • Scarso interesse da parte di aziende produttrici; • Effetti sull'uomo (crea asfissia se inalato); • Rischio esplosione e incendi;

celle a combustibile; • Accoppiamento di celle a combustibile ad impianti eolici; • Accumulo stazionario di idrogeno; • Opportunità per università e organizzazioni di ricerca.	

Tabella 6 Analisi SWOT per Celle a combustibile

4. ACCUMULO TERMICO

4.1 Descrizione attività e stato dell'arte

Una soluzione adeguata per il prossimo futuro risulta essere quella della trasformazione di energia elettrica in calore; ad esempio, le pompe di calore consentono di fare ciò sfruttando un sistema di accumulo costituito da un serbatoio di acqua calda, la cui dimensione varia da pochi mc a mille mc.

Avendo la possibilità di attivare la produzione di calore quando necessario, tale soluzione rientra nei sistemi di regolazione del sistema elettrico, permettendo una migliore gestione del generatore di calore ed eliminando i frequenti fermi delle macchine.

Considerando la distribuzione dell'energia eletrica, nel caso di edifici condominiali, questa risulta estremamente limitata dall'attuale normativa, in quanto il singolo condomino non dispone della superficie di copertura dell'edificio necesaria a far fronte alla quantità necessaria per installare un impianto fotovoltaico proprio.

Quindi, tramite l'energia termica, è possibile utilizzare l'energia accumulata in maniera differita per il soddisfacimento dei propri bisogni, con riferimento ad una soluzione di accumulo termico di energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico.

Anche in questo caso l'attività ha previsto l'analisi e la verifica delle criticità connesse alla produzione e allo stoccaggio di energia mediante la tecnologia dell'accumulo termico.

L'energia termica, se non consumata, si disperde nell'ambiente con conseguente inefficienza energetica; ciò invece non accade quando si ricorre all'utilizzo di combustibili fossili per cui tale energia può essere prodotta secondo necessità, favorendo però l'inquinamento ambientale dato dai gas nocivi prodotti dall'aumento di

temperatura, con conseguente effetto serra e incrementando i costi dovuti all'utilizzo dei combustibili (non potendo sfruttare le fonti rinnovabili). Tramite l'accumulo di energia termica, l'energia generata dalle principali fonti energetiche viene conservata, seppur proveniente da contesti diversi. La domanda e la fornitura di energia termica non sono allineate a causa di diversi fattori come ad esempio il fatto che ci sia differenza temporale tra la generazione e il consumo di energia termica, oltre che la differenza di costo dell'energia tra le diverse ore della giornata. Inoltre, la fonte energetica è aleatoria e spesso vi è distanza tra la fonte di energia termica e il luogo di consumo.

L'accumulo di energia termica, che può essere effettuato sia attraverso serbatoi dedicati e sia sfruttando l'inerzia termica degli elementi strutturali degli edifici, può giocare un ruolo determinante per la flessibilità della domanda elettrica dei sistemi di condizionamento ambientale degli edifici, basato sull'utilizzo di pompe di calore, sia per applicazioni invernali che estive. I sistemi di accumulo termico, infatti, possono consentire sia la diminuzione dei carichi di picco (*peak shaving*; *load leveling*), sia lo spostamento del carico elettrico rispetto ai profili di base (*load shifting*), senza incidere sulle condizioni di comfort all'interno degli edifici.

Esistono tre tipologie di accumulo termico: sensibile, latente e termochimico, come già analizzato all'interno del deliverable AR 3.5 [25].

4.2 Descrizione del sistema

La conservazione dell'energia prodotta da varie fonti viene efficacemente attuata attraverso un processo chiave: l'accumulo di energia termica.

La finalità principale dei sistemi di accumulo termico è legata alla possibilità di regolazione del sistema elettrico, permettendo l'attivazione della produzione di calore, quando necessario, ad integrazione delle sorgenti tradizionali. Ciò permette una migliore gestione del generatore di calore, il quale viene tipicamente accumulato in acqua e trasferito all'utenza tramite la rete di distribuzione.

Il progetto prevede di definire l'architettura ottimale di una soluzione di accumulo termico di energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico, come si può osservare nella figura 16.

Il sistema è collegato ad un sistema PV che alimenta la pompa di calore (HP), la quale a sua volta alimenta il serbatoio di accumulo termico. Il dispositivo HP converte l'elettricità generata dal PV in energia termica necessaria al serbatoio. Il sistema di accumulo in questione agisce quindi come un accumulo termico di energia elettrica da rinnovabile, mediante l'utilizzo di una pompa di calore reversibile.

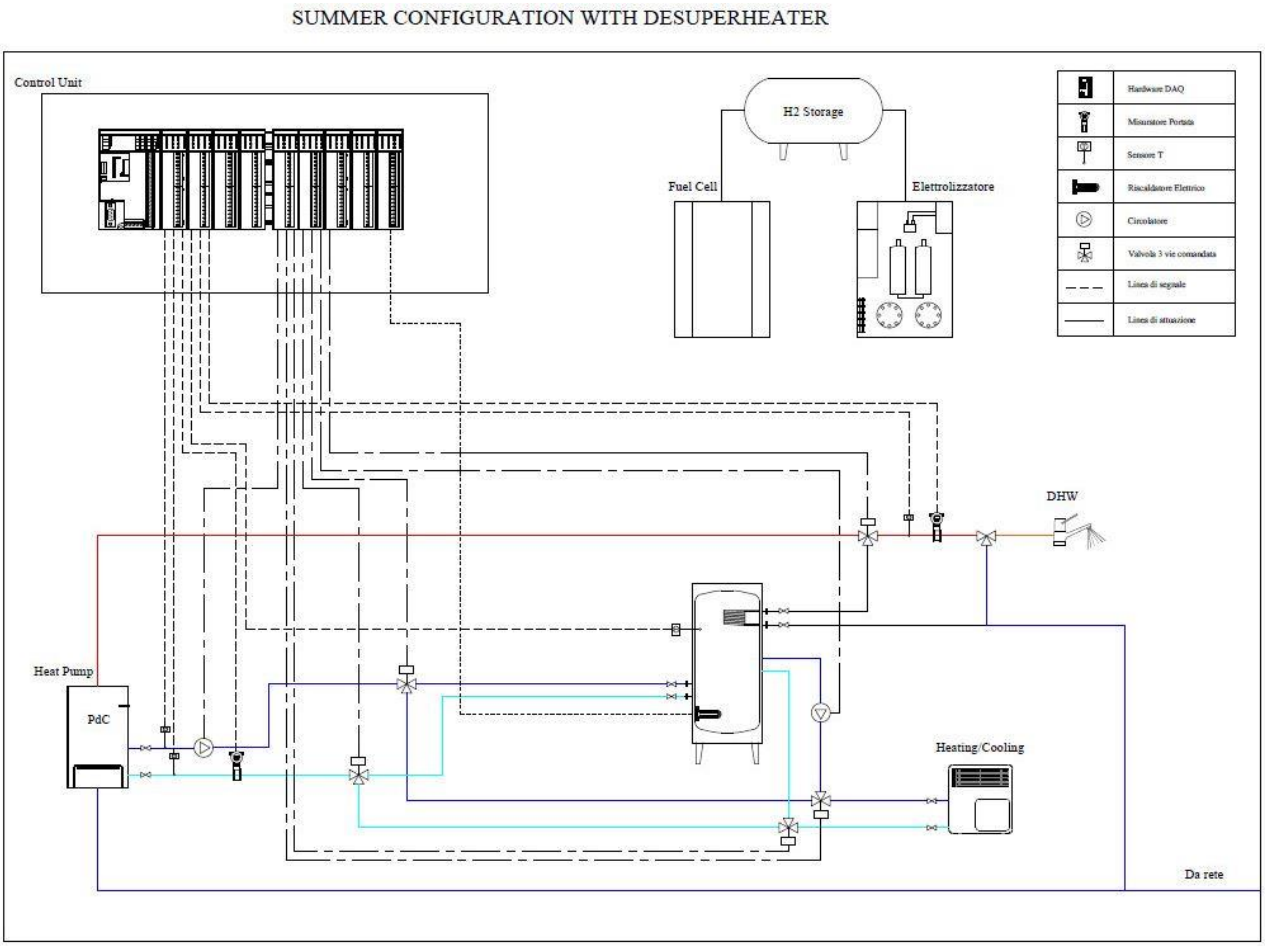

Figura 16 Schema di progetto relativo all'accumulo termico [26]

I sistemi di accumulo termico (TES) coprono un'ampia gamma di temperature ed applicazioni: il loro scopo è quello di trattenere temporaneamente energia per un uso successivo. Ad esempio, l'energia termica o frigorifera può essere generata tramite elettricità ed immagazzinata in tali dispositivi per essere utilizzata poi durante le ore di punta con lo scopo di appiattire il profilo di carico dell'utente, laddove il picco della domanda elettrica è in aumento. Così, vengono offerti vantaggi sia ambientali che economici semplicemente impedendo la perdita di energia e immagazzinando il calore in eccesso fin quando non venga richiesto. Ma il costo dei materiali e lo sforzo richiesto per raccoglierli, immagazzinare e utilizzare le fonti di scarto del calore distribuito può non rendere fattibile l'utilizzo dei TES; al contrario, in ambito non residenziale, diventa più vantaggioso implementare questi sistemi, anche economicamente (cioè se si tratta di centrali nucleari, di centrali elettriche a combustibili fossili, di calore generato da rifiuti industriali, e così via). I materiali impiegati nei TES devono possedere adeguate proprietà quali ad esempio alto calore latente, adeguato punto di fusione, elevata conduttività termica, basso costo, facile disponibilità, stabilità chimica e termica, basse variazioni di volume, non devono essere tossici. Un sistema TES può essere inoltre definito in base al

tipo di applicazione, di produzione e alla durata di stoccaggio. I TES permettono di massimizzare l'efficienza termica poiché permettono di spostare l'utilizzo di energia dalle ore di punta a quelle non di punta, sia per esigenze di riscaldamento e sia di raffrescamento, principalmente tramite l'impiego di serbatoi di acqua calda: l'acqua viene riscaldata al di fuori delle ore di punta nel sistema di stoccaggio, il quale viene poi scaricato nelle ore di punta.

I sistemi elettrici affrontano in generale diverse sfide con problemi di affidabilità, bassa efficienza ed elevate perdite di energia. Nelle configurazioni tradizionali delle tariffe elettriche, il disallineamento tra il prezzo all'ingrosso del mercato elettrico e le tariffe al dettaglio, porta ad un uso inefficiente delle risorse, perché i consumatori non hanno alcuna motivazione ad adeguare il proprio utilizzo in base ai costi di approvvigionamento. Nonostante la fascia di punta duri solo un paio d'ore al giorno, al fine di soddisfare la domanda in queste ore, è necessario effettuare investimenti elevati sui sistemi di generazione, trasmissione e distribuzione, con conseguenti aumenti del costo di fornitura dell'energia elettrica. Inoltre, in caso di malfunzionamenti, l'affidabilità del sistema di alimentazione è fortemente compromessa.

Una strategia molto efficiente per affrontare le sfide summenzionate nei sistemi elettrici, è quella di utilizzare programmi Demand-Side Mamagement (DSM). Il DSM include tutto ciò che può essere fatto dal lato della domanda dei sistemi elettrici, al fine di migliorarne le caratteristiche. Le due principali sottocategorie del DSM sono: programmi di efficienza energetica e Demand Response programs (DR). La Demand Response (DR) è definita come: "Cambiamenti nell'uso elettrico da parte dei clienti finali rispetto ai loro modelli normali di consumo in risposta alle variazioni del prezzo dell'elettricità nel tempo o ad incentivi volti a indurre un minore consumo di energia elettrica nei periodi di prezzo elevato o quando l'affidabilità del sistema è a repentaglio". In base a questa definizione i programmi di DR mirano principalmente ad aiutare i sistemi elettrici durante le ore di picco della domanda o in caso di imprevisti. Mediante i programmi DR, si incentivano i consumatori a riprogrammare i loro modelli di consumo [27] [28].

4.3 Analisi delle criticità e punti di forza

Ai fini del progetto ComESto, si è scelto di analizzare anche i sistemi di accumulo termico a lungo termine o stagionale, d'interesse in ambito di Demand Response in Real Time, date le ricadute positive in termini di ciclicità nel riutilizzo dell'enrgia accumulata. Tale tecnologia, in caso di eccessivo fabbisogno, sopperisce fornendo energia accumulata in differenti tempistiche. È possibile quindi valutarne l'applicabilità in diverse situazioni, alle diverse latitudini e condizioni meteo per poter sfruttare appieno le potenzialità di un impianto solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento ambientale. Alle alte latitudini, infatti, l'accumulo termico stagionale può essere particolarmente conveniente dal punto di vista economico.

L'utilizzo di un sistema di accumulo termico stagionale, nei paesi caratterizzati da alte latitudini, permette di sfruttare l'energia solare disponibile durante le giornate estive caratterizzate in gran parte dalla presenza della radiazione solare, quando la domanda di energia termica è bassa, per il riscaldamento ambientale durante l'inverno. Viceversa, tale forma di accumulo risulta maggiomente fruttuosa allorquando si utilizzi il freddo invernale per il raffrescamento estivo.

Relativamente ai sistemi di accumulo stagionale di grossa taglia, questi si avvantaggiano delle economie di scala.

Un impianto con accumulo ha un numero maggiore di componenti, e maggiori complicazioni gestionali, che richiedono un efficiente sistema di controllo, precise strategie (per ottimizzare il risultato economico) e personale addestrato (comprensione delle logiche di controllo e degli accorgimenti progettuali e, nel caso di accumulo di acqua fredda, della stratificazione).

I problemi di solito derivano da un cattivo dimensionamento (o dalla crescita dei consumi superiore alle aspettative) e/o da cattiva gestione (compressori che lavorano a carico parziale e/o serbatoi che non vengono sfruttati appieno), che possono rendere antieconomico l'esercizio dell'impianto.

I sistemi di accumulo termico di grande taglia sono generalmente più efficienti rispetto ai sistemi di piccola taglia con la stessa densità di energia, poiché i sistemi di grande taglia presentano un rapporto superfice/volume più basso, e quindi minori perdite termiche a parità di densità di energia termica accumulata.

Una criticità può essere rilevata nell'installazione di tali sistemi di accumulo presso l'utente residenziale poiché richiede il rispetto della normativa vigente.

Un aspetto di fondamentale importanza nella progettazione dei sistemi di accumulo termico stagionale, che incide notevolmente anche nell'analisi economica di tali sistemi, è rappresentato dal calcolo delle perdite termiche. La stima di queste ultime, per un sistema di accumulo termico stagionale, rappresenta un problema di difficoltà non trascurabile, data la forte dipendenza dalle condizioni dell'ambiente circostante. Basti pensare alle difficoltà connesse alla corretta stima delle proprietà termofisiche del terreno nel caso di serbatoio totalmente o parzialmente interrato, che possono variare notevolmente in funzione del grado di umidità del terreno, e quindi della temperatura e delle condizioni meteorologiche. Simili problematiche possono riguardare anche la struttura dei serbatoi di accumulo termico stagionale, che in gran parte dei casi è realizzata in cemento armato.

L'utilizzo di pompe di calore accoppiate a sistemi di accumulo termico stagionali per il riscaldamento e il raffrescamento ambientale di edifici ha ricevuto molte attenzioni negli ultimi anni. Questa configurazione ha il potenziale di ridurre ulteriormente il consumo di fonti energetiche non rinnovabili, i consumi energetici

relativi agli edifici, soprattutto nei paesi caratterizzati da condizioni climatiche molto rigide durante l'inverno. Le perdite termiche relative al sistema di accumulo stagionale possono essere notevolmente diminuite attraverso l'impiego di pompe di calore, ovvero attraverso la diminuzione della temperatura con cui viene accumulata l'energia termica nel materiale di accumulo termico, e l'utilizzo le pompe di calore per portare la temperatura ai valori richiesti dalle utenze.

I sistemi solari termici per il riscaldamento ambientale dotati di accumulo stagionale hanno un costo di investimento per metro quadrato di collettore solare pari praticamente al doppio rispetto ai sistemi con accumulo termico giornaliero.

I sistemi TES riescono a fornire vantaggi economici ma anche ambientali, poiché impediscono perdite di energia termica, immagazzinando il calore in eccesso finché non viene richiesto. Questi non risultano però facilmente implementabili a causa del costo dei materiali e dello sforzo richiesto per raccogliere ed immagazzinare il calore distribuito, se pur qualsiasi attività umana produce calore. I TES diventano più facilmente realizzabili, anche in maniera più economica, se si considerano fonti di calore maggiore quali energia solare, energia geotermica, centrali elettriche, e così via [29].

L'applicazione di TES per il DSM ha diversi vantaggi sia per i clienti (sistema più efficiente e risparmio economico), che per le utilities che possono spalmare la domanda di energia elettrica nell'arco di un'intera giornata. Il cliente così raggiunge diversi livelli di comfort termico, benefici sui costi di investimento sugli impianti e minori spese in bolletta.

I TES risultano essere differenti in base alle diverse caratteristiche, da considerare nel momento in cui di decide di utilizzarli:

- capacità di stoccaggio;
- potenza disponibile;
- densità energetica;
- tempo di scarica;
- efficienza;
- durata;
- costi;
- vincoli, aspetti ambientali.

L'applicazione di un accumulo termico, come nel caso di un accumulo elettrico, porta quindi ad evidenti vantaggi:

- possibilità di produrre energia in un periodo di scarsa domanda, stoccarla e poi offrirla quando la richiesta è maggiore;

- riduzione di consumi derivanti dall'uso di combustibili fossili;
- possibilità di spostare l'acquisto di energia nelle fasce in cui l'energia costa di meno;
- miglior uso di un impianto cogenerativo: l'accumulo permette di non impostare l'impianto "ad inseguimento del carico termico";
- riduzione dei costi.

Il materiale impiegato nella produzione del sistema va scelto tenendo in considerazione alcuni importanti aspetti non trascurabili, quali la tossicità, la sicurezza, gli ingombri, la manutenzione, la difficoltà nella gestione dei flussi energetici in sistemi complessi.

4.4 SWOT analysis

PUNTI DI FORZA	***PUNTI DI DEBOLEZZA***
• Possibilità di produrre energia in un periodo di scarsa domanda, stoccarla e poi offrirla quando la richiesta è maggiore; • Riduzione di consumi derivanti dall'uso di combustibili fossili; • Possibilità di spostare l'acquisto di energia nelle fasce in cui l'energia costa di meno • Riduzione del costo dell'energia; • Riduzione dei consumi (risparmio energetico); • Maggiore flessibilità dei processi di produzione dell'energia; • Riduzione dei costi di esercizio degli impianti; • Riduzione della taglia degli impianti a parità di potenza prodotta; • Maggior efficienza ed efficacia degli impianti; • Maggiore qualità dell'aria per la riduzione	• Differenza temporale tra generazione e consumo di energia termica; • Differenza nel costo dell'energia termica tra le ore di picco e non di punta della giornata; • Efficienza inversamente proporzionale alla distanza tra la fonte di energia termica e il luogo di consumo; • Le caratteristiche richieste dagli impianti ai mezzi di accumulo sono difficili da ottenere contemporaneamente; • Alcune tipologie di accumulo sono attualmente poco diffuse e per la maggior parte di natura sperimentale; • Necessità di monitorare i parametri termici; • I sistemi basati su accumuli termici sono generalmente più complessi e richiedono opportune logiche di controllo; • **Materiali ad accumulo sensibile**: stabilità della temperatura durante il processo di

di emissioni inquinanti, riduzione dell'effetto serra; • Risparmio delle scorte di combustibili fossili; • Incremento della capacità di produzione di energia: l'energia può essere prodotta nei periodi di scarsa domanda ed accumulata per usi successivi; • Incremento dell'affidabilità dell'impianto grazie alla presenza di energia accumulata; • Miglior utilizzo degli impianti di cogenerazione: la presenza dell'accumulo consente di non far lavorare l'impianto ad inseguimento del carico termico; • **Materiali ad accumulo sensibile**: termicamente stabili ad alte temperature ed economici, la tecnologia è molto affidabile; • **Materiali ad accumulo latente**: termicamente stabili ad alte temperature ed economici, densità di accumulo di energia termica elevata, applicazioni commerciali disponibili sia per il caldo che per il freddo; • **Materiali ad accumulo chimico**: elevate temperature operative, elevata densità di accumulo, lunga durata dell'accumulo.	scarica, densità di accumulo di energia termica bassa; • **Materiali ad accumulo latente**: conducibilità termica, sicurezza, costi del materiale; • **Materiali ad accumulo chimico**: sinterizzazione dei grani, ancora in fase di laboratorio.
OPPORTUNITA'	***MINACCE***
• L'accumulo termico può essere inserito in un numero molto ampio e vario di installazioni e di impianti energetici nel	• Il materiale va scelto in funzione di alcuni aspetti: – Tossicità

settore industriale, commerciale e domestico; • Recuperare il calore si dimostra una strada di grande attualità in termini di risparmio energetico; • Incremento della efficienza energetica complessiva dell'impianto di riscaldamento/raffrescamento.	– Sicurezza – Ingombri – Manutenzione – Difficoltà nella gestione dei flussi energetici in sistemi complessi • Affidabilità delle logiche di controllo.

Tabella 7 Analisi SWOT per l'accumulo termico

5. ACCUMULO IDRICO

5.1 Descrizione attività e stato dell'arte

L'attività si basa sulla descrizione delle caratteristiche tecniche del sistema di accumulo idrico, utile alla successiva definizione di eventuali criticità nella fase realizzativa.

L'obiettivo che ci si è prefissati riguarda la possiblità di impiegare i sistemi di accumulo idrico esistenti, eventualmente potenziandoli, al fine di realizzare un sistema di produzione e di accumulo distribuito di energia elettrica di comunità. La gestione del sistema prevede il coinvolgimento dei singoli cittadini, attraverso una gestione integrata di fonti rinnovabili, oltre all'aggregazione degli stessi cittadini all'interno di una comunità energetica, in grado di sincronizzare la generazione da fonte rinnovabile con il fabbisogno energetico per lo storage idraulico.

I sistemi convenzionali di accumulo utilizzano due serbatoi posti a quote differenti: nelle ore in cui l'energia prodotta è superiore all'energia richiesta, l'acqua è pompata dal serbatoio inferiore al serbatoio superiore. Nelle ore di picco di domanda, invece, l'acqua accumulata a monte viene utilizzata per produrre energia elettrica. I serbatoi a monte possono costituire una riserva idrica anche per altre necessità e possono produrre energia elettrica quando raccolgono acqua di origine meteorica. Questi sistemi sono altresì utilizzati per accumulare l'energia prodotta dalle centrali termoelettriche. Attualmente sono installati in tutto il mondo più di 90 GW di impianti di pompaggio, corrispondenti al 3% della capacità globale di generazione. Essi sono essenziali per il funzionamento, la regolazione e la razionalizzazione delle reti di trasmissione dell'energia elettrica. Il costo degli impianti di pompaggio attualmente installati è estremamente variabile, da 150 €/kW (USA) a più di 2000 €/kW (Giappone).

Per esaminare l'accumulo idrico, è stato considerato il lavoro proposto nell'attività AR 3.4, il quale ha previsto la ricerca della soluzione ideale di un sistema ibrido di accumulo idro-elettrico, ottimizzando le risorse rinnovabili tramite l'alimentazione per impianti di sollevamento a servizio del sistema di adduzione e distribuzione dell'acqua potabile. Nell'ambito di questo progetto, sono stati considerati serbatoi idropotabili dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici situati nei siti stessi.

Il sistema non prevedrebbe l'immissione in rete del surplus di energia eventualmente prodotto; al contrario, si potrebbe attingere dalla rete di distribuzione in caso di energia in deficit.

Dal serbatoio si potrebbe riscontrare un surplus di carico in corrispondenza degli impianti autoclave, a causa di carichi piezometrici superiori per normativa a quelli degli ultimi piani degli edifici; per tale motivo si devono prevedere aliquote di energie che vengano immagazzinate in piccoli storage energetici condominiali.

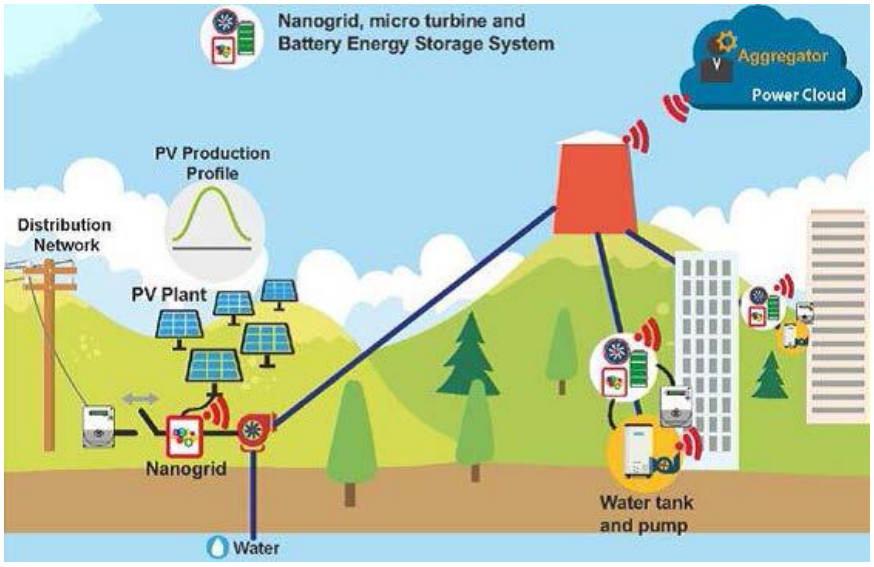

Figura 17 Schema esemplificativo dell'attività prevista di progetto [30]

5.2 Descrizione del sistema

Il sito è stato individuato nel Serbatoio Cozzo Muoio, a servizio della città di Cosenza, che presenta una capacità di 12.000 m^3 ed è alimentato da due acquedotti. Tale riserva idrica rappresenta ciò che, nello schema di progetto, viene prelevato dall'impianto di sollevamento. La portata sollevata deve essere rilasciata in un serbatoio di capacità tale da consentire lo sfasamento temporale tra la produzione di energia e l'effettiva disponibilità idrica, senza avere problemi sull'alimentazione della rete di distribuzione a valle.

In linea generale, l'acqua viene trasportata attraverso una condotta adduttrice ad un serbatoio. A quest'ultimo è allacciata un'ulteriore condotta, la quale trasporterà la risorsa nei centri urbani, industriali e agricoli, per essere poi utilizzata. Tutta questa serie di passaggi ha la necessità di essere correttamente progettata, per evitare fenomeni di deficit o esubero della risorsa.

Durante le ore diurne, ossia quando la risorsa naturale è disponibile, si accumula in cima quanto più si può, tenendo chiusi i serbatoi e sfruttando l'energia fotovoltaica per sollevare l'acqua da un punto all'altro; devono essere perciò presenti: un sito fotovoltaico opportunamente dimensionato a seconda della potenza necessaria, una pompa con motore monofase o trifase, un sistema in grado di convertire l'energia prodotta dal fotovoltaico in energia elettrica capace di azionare il sollevamento.

In esercizio, l'edificio consuma ciò che viene accumulato nelle cisterne (il sistema può essere eventualmente caratterizzato anche da un sistema fotovoltaico condominiale con accumulo, il quale alimenta l'edificio).
Il ciclo di funzionamento è il seguente: a monte, di giorno, non viene spillata acqua ma si utilizza l'autoclave, mentre nelle ore notturne, finito l'accumulo, il serbatoio viene aperto e l'acqua viene scaricata per poter poi caricare la cisterna.
Un'ipotesi interessante sarebbe quella di avere la possibilità di installare delle turbine che riducano le pressioni e, nel frattempo, possano produrre anche energia nel sistema di accumulo elettrochimico. Quindi, di giorno verrebbe accumulata energia tramite fotovoltaico e tale energia dovrebbe essere utilizzata tutta senza sfruttare quella proveniente dalla rete, o immettervi il surplus.

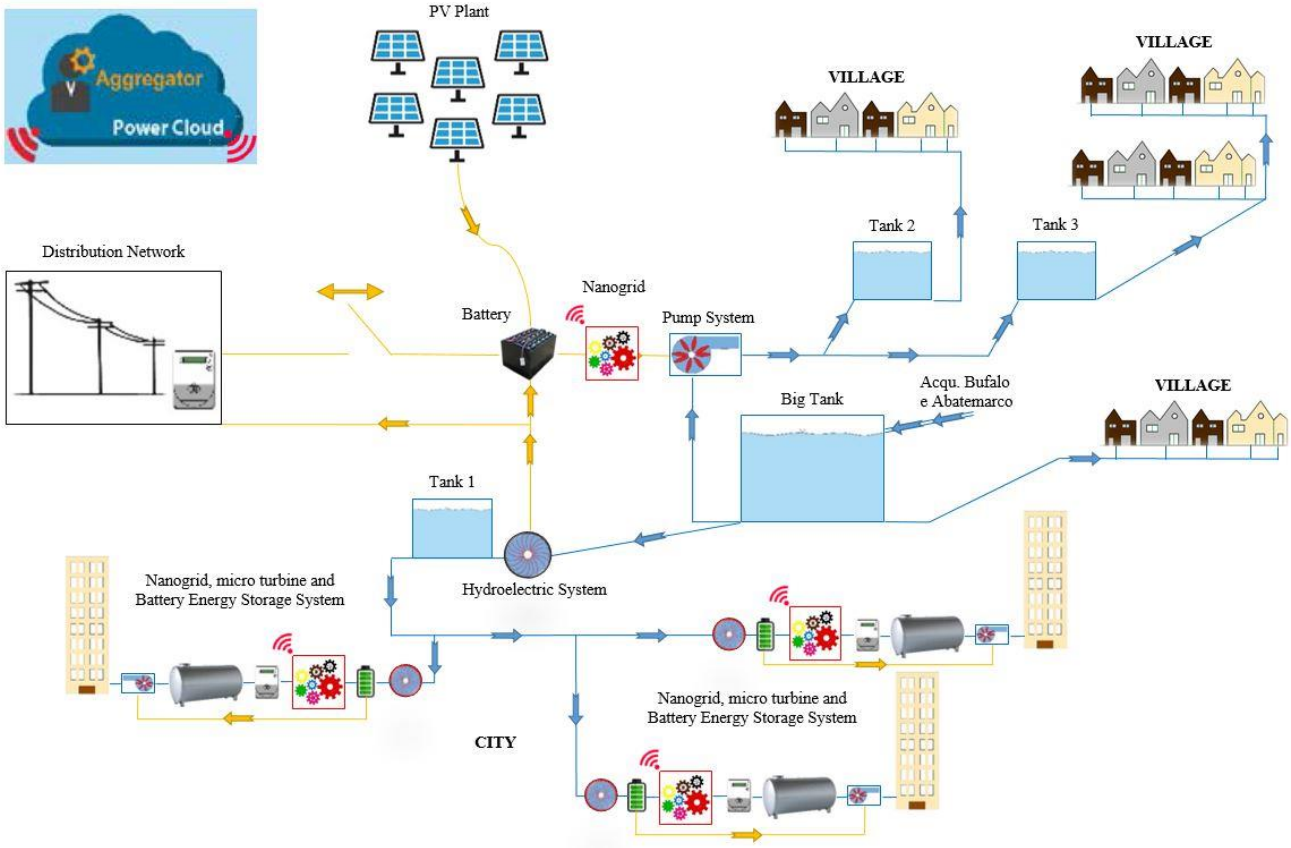

Figura 18 Schema funzionale con dettaglio componenti di progetto [30]

5.3 Analisi delle criticità e punti di forza

La criticità che caratterizzano i sistemi sopra descritti, possono essere riassunte nei seguenti punti:

- Costo serbatoi e condotte ed organizzazione del sistema di valle;
- Sollevamento e accumulo: vale la pena integrarli in impianti esistenti?
- Posizionamento dell'accumulo: viste le dimensioni, dovrebbe essere situato in lontananza e perciò sarebbe di proprietà comunale.
- In generale, il reale utilizzo dell'accumulo idrico risulta essere già di per sé una criticità. Visto che alla base degli edifici condominiali le pressioni sono molto basse, si avrebbe il problema di dove installare il sistema e di chi potrebbe gestirlo. Si tratta infatti di grosse condotte comunali (non private). L'organizzazione del sistema di valle dovrebbe essere differente, cioè dovrebbero essere presenti dei serbatoi, sempre di proprietà dell'acquedotto, i quali consentano di fare sempre una distribuzione locale e prelevino acqua dalle cisterne.

Un'ulteriore osservazione è quella riguardante i sistemi di accumulo che vengono caricati per 24 ore: si è ipotizzato di utilizzare energia elettrica non prevedendo delle condotte adatte a concentrare tutto il carico durante poche ore. In questo modo si dovrebbero avere grandi portate in tempi ridotti. Sugli impianti già esistenti bisognerebbe aumentare la portata e quindi realizzare interventi di modifiche impiantistiche non indifferenti. Il beneficio sarebbe quello di recuperare il tutto, risparmiando energia elettrica e quindi minimizzando il prelievo dalla rete.

Sui nuovi impianti, invece, tali sistemi andrebbero realizzati fin dall'inizio: il costo aggiuntivo verrebbe così giustificato negli anni risparmiando sull'energia elettrica.

Si avrebbe così l'opportunità di abbattere i costi. L'interesse non è accumulare sempre, ma farlo solo nelle ore in cui vi è energia. Secondo i dati forniti da So.Ri.Cal. S.p.A., in Calabria i costi energetici della sola rete di adduzione regionale superano il 30% del fatturato totale della società di gestione.

L'ammodernamento degli impianti idrici risulta complesso e, per renderli più efficienti, si dovrebbero effettuare verifiche più approfondite, valutando l'esito delle analisi costi-benefici. Sui nuovi impianti, invece, si avrebbe un maggiore costo (marginale) del serbatoio di accumulo che, sommato al costo delle condotte obbligatorie, fornirebbe una differenza di costo ampiamente compensata dall'autoconsumo.

Per quanto concerne le criticità riguardanti i sistemi di produzione di energia idroelettrica si è fatto poi riferimento a due contesti differenti:

1. Mini-idroelettrico Serbatoio Merone;
2. Pico-idroelettrico a scala condominiale.

Le criticità a livello impiantistico dei due sistemi sono pressoché nulle in quanto il primo impianto di produzione idroelettrica è in grado di operare in un'ampia gamma di condizioni di prevalenza e di flusso. Questi particolari sistemi di micro-energia idroelettrica possono essere impiegati nei comuni, nelle industrie

e nelle realtà agricole di irrigazione, fornendo una quantità costante di energia pulita e continua senza la tipica intermittenza da cui sono caratterizzati gli altri sistemi di produzione di energia rinnovabile.

L'impianto può essere installato all'interno dei più comuni materiali per tubazioni quali acciaio, calcestruzzo, ecc. fornendo energia pulita senza ripercussioni ambientali. Poiché la maggior parte delle condutture scorre sottoterra, tali sistemi sono anche protetti da atti vandalici, furto o incidenti vari e sono compatibili anche con centri storici o luoghi con rigide disposizioni di salvaguardia del paesaggio.

Un ulteriore vantaggio dell'integrazione di questa tecnologia è la possibilità di controllare meglio la sovrapressione e di abbassarla laddove necessario, evitando così sollecitazioni eccessive dell'infrastruttura e allungando la vita di servizio di tutte le componenti.

Il secondo impianto, invece, per la produzione di energia idroelettrica da realizzare a livello condominiale, allo stesso modo, consente l'installazione diretta nei locali tecnici delle abitazioni per la produzione di piccole quantità di energia da poter utilizzare nella stessa struttura abitativa.

Si potrebbero verificare delle criticità tecniche in fase di installazione del pico-idroelettrico dovute alla disuniformità della distribuzione dei carichi piezometrici alla base di tutti i condomìni.

I due impianti hanno invasività nulla per gli utenti in quanto non entrano a diretto contatto, in alcun modo, con le apparecchiature sopra citate e, allo stesso tempo, hanno costi di manutenzione molto esigui negli anni.

Un punto su cui occorre prestare attenzione è relativo al rispetto della normativa vigente sia in termici di marcatura CE per le singole componenti del sistema (e, quindi, rispetto delle Direttive europee sui prodotti) che in termini di norme tecniche per le costruzioni.

5.4 SWOT analysis

PUNTI DI FORZA	***PUNTI DI DEBOLEZZA***
• Grande risparmio di energia elettrica; • Costo compensato dall'autoconsumo; • Sistemi che lavorano in ampia gamma di condizioni di prevalenza e di flusso; • Controllo della sovrapressione e possibilità di abbassarla dove necessario; • Componenti con maggior vita di servizio; • Costi di manutenzione esigui negli anni.	• Costo serbatoi; • Costo condotte; • Organizzazione del sistema di valle; • Posizionamento dell'accumulo; • Reale utilizzo dell'accumulo idrico; • Modifiche ai sistemi idrici già realizzati; • Possibili criticità tecniche in fase di installazione dovute a carichi piezometrici non uniformi.
OPPORTUNITA'	***MINACCE***
• Opportunità di operare in ampia gamma di condizioni; • Possibilità di impiegare tali sistemi in comuni, industrie e realtà agricole di irrigazione.	• Gestione del sistema; • Grandi serbatoi dovrebbero essere installati in lontananza e sarebbero perciò di proprietà comunale.

Tabella 8 Analisi SWOT per l'accumulo idrico

6. BATTERIE AGLI IONI DI LITIO

6.1 Descrizione attività e stato dell'arte

L'attività è finalizzata all'analisi delle criticità dell'impiego delle batterie agli ioni di litio in relazione allo sviluppo e alla produzione di tecnologie per la realizzazione di sistemi di accumulo distribuito e di sistemi ibridi, nel contesto locale e per applicazioni stazionarie. In riferimento a ciò, l'attività evidenzia le principali performance dei diversi tipi di batterie agli ioni di litio, così da costruire anche un termine di paragone per altre tecnologie di accumulo come, ad esempio, le batterie a flusso ed i supercapacitori. L'attività prosegue illustrando i costi dei sistemi di accumulo anche in funzione del settore di applicazione (residenziale, terziario, industriale), il mercato e la allocazione della capacità produttiva attuale e futura. L'attività termina con la analisi SWOT.

Le batterie agli ioni di litio sono una tecnologia scalabile e utile per l'accumulo di energia elettrica, sia in applicazioni fisse che mobili, su piccola e su larga scala. Esistono diversi tipi di batterie agli ioni di litio; un modo molto diffuso per distinguerli è specificare il tipo di anodo o il tipo di elettrolita, scegliendo tra elettroliti liquidi e polimeri. Il più comune elettrolita è una miscela liquida di solventi organici e sali di litio [31] [32]. Se non diversamente specificato, nel prosieguo di questo documento si farà riferimento alle batterie agli ioni di litio con elettrolita liquido. Le batterie agli ioni di litio hanno il vantaggio di un'elevata densità di potenza e di energia rispetto ad altre tecnologie di accumulo. Esse presentano un'alta velocità di carica/scarica, una elevata efficienza di carica/scarica, una lunga durata ed un basso tasso di autoscarica. Esistono problemi relativi alla stabilità termica e alla sicurezza delle batterie agli ioni di litio, dovuti a reazioni chimiche che rilasciano ossigeno quando i catodi si surriscaldano. Questo fenomeno anche detto "fuoriuscita termica" può causare lo sfiato di gas e fumo, incluso l'incendio della cella stessa. In aggiunta, questo fenomeno può essere innescato da eventi esterni alla cella come l'apporto di eccessivo calore, il sovraccarico o una elevata corrente di carica. Pertanto, tutti i sistemi di accumulo basati sull'utilizzo di batterie agli ioni di litio devono essere muniti di dispositivi per la gestione ed il monitoraggio termico dello stesso sistema; è questo un campo di grande interesse perché può restituire un sensibile miglioramento di questa tecnologia di accumulo [33] [34] [35] [36].

Le varie combinazioni di materiali, cioè la cosiddetta chimica delle batterie agli ioni di litio, determina le prestazioni, i costi e il limite di sicurezza del sistema di accumulo. Pertanto, alcuni sistemi sono progettati per applicazioni con alta potenza o alta densità di energia, altri per una vita anagrafica prolungata (la cosiddetta calendar life), altri per un basso costo di investimento iniziale.

6.2 Descrizione del sistema

Le batterie agli ioni di litio del tipo nickel-manganese-cobalto sono idonee sia per applicazioni stazionarie che mobili; sono state sviluppate per coniugare il cobalto con altri metalli meno costosi pur mantenendo la stabilità strutturale. In una scala di giudizio da 0 a 4 (nullo, scarso, medio, buono e ottimo) questo tipo di batterie mostra un buon livello di sicurezza, una buona densità di potenza, una ottima densità di energia, un buon prezzo, una buona aspettativa di vita, performance del battery management system nella media, un profilo termico stabile, la possibilità di operare anche ad alte tensioni, nessun particolare o rilevante svantaggio nella sua applicazione [37]. Le batterie agli ioni di litio con ossido di manganese si prestano alla realizzazione di sistemi di accumulo di elevata potenza a costi molto contenuti poiché impiegano il manganese, un materiale circa cinque volte meno costoso del cobalto. Le celle al manganese consentono processi di scarica a più alta corrente rispetto alle celle che impiegano il cobalto ma con prestazioni energetiche inferiori [38] e questo ne penalizza evidentemente l'impiego. La miglior scelta sembra essere un sistema di accumulo che unisca i due materiali, manganese e cobalto, così da ottenere un giusto equilibrio tra prestazioni e costi. In una scala di giudizio da 0 a 4 (nullo, scarso, medio, buono e ottimo) questo tipo di batterie mostra un buon livello di sicurezza, una buona densità di potenza, una buona densità di energia, un buon prezzo, una aspettativa di vita media con valori insufficienti di cicli di vita per alcune applicazioni, performance del battery management system nella media, performance dal punto di vista energetico non molto soddisfacenti, una stabilità termica molto sodisfacente. Le batterie agli ioni di litio con alluminio, cobalto e nickel offrono una buona densità energetica e costi contenuti; l'alluminio garantisce proprietà elettrochimiche di qualità e alti livelli di stabilità termica [39] determinando così un loro maggiore utilizzo nel mercato dei veicoli elettrico come per il caso di Tesla Motors. Il funzionamento di queste batterie ad elevati valori di tensione determina un veloce degrado degli elettroliti ma se la ricerca risolverà con successo questo aspetto sembra certo che questo tipo di batterie saranno sempre più presenti anche in applicazioni stazionarie [40] [41]. In una scala di giudizio da 0 a 4 (nullo, scarso, medio, buono e ottimo) le batterie agli ioni di litio con alluminio, cobalto e nickel mostrano un medio livello di sicurezza, una ottima densità di potenza, una ottima densità di energia, un prezzo medio, una aspettativa di vita ottima, performance del battery management system nella media. Le caratteristiche che rendono le batterie agli ioni di litio del tipo ferro-fosfato una tecnologia molto interessante e molto utilizzata per la realizzazione di sistemi di accumulo per applicazioni fisse sono molteplici. Queste batterie utilizzano materiali catodici economici, non tossici e di lunga durata; allo stesso tempo, la chimica impiegata garantisce una elevata stabilità termica, così elevata da essere ritenute batterie intrinsecamente sicure. Queste caratteristiche ed il basso tasso di auto-scarica

rendono le batterie agli ioni di litio del tipo ferro-fosfato un prodotto ampiamente commercializzato [42]. In una scala di giudizio da 0 a 4 (nullo, scarso, medio, buono e ottimo) questo tipo di batterie mostra un ottimo livello di sicurezza, una buona densità di potenza ma una media - non particolarmente soddisfacente - densità di energia a causa della bassa tensione delle celle, un prezzo ottimo, una aspettativa di vita ottima, performance del battery management system nella media. Anche in questo ambito, la ricerca sta facendo grossi sforzi per migliorare la densità di energia che, a causa dell'impiego del fosfato di ferro, al momento rimane bassa; il drogaggio di alcuni metalli come vanadio o titanio sta producendo miglioramenti promettenti [43] [44]. Le batterie agli ioni di litio del tipo litio-titanato presentano vantaggi in termini di potenza, stabilità chimica, elevata stabilità termica in carica e scarica, ricarica rapida [45] [46]. Questo tipo di batterie è intrinsecamente più sicuro rispetto ad altre tecnologie agli ioni di litio; ad esempio, il litio-titanato aiuta a prevenire i problemi relativi alla decomposizione del materiale elettrolitico, la tendenza dell'elettrolita a surriscaldarsi ed altri problemi di invecchiamento [47]. Altro vantaggio delle batterie agli ioni di litio del tipo litio-titanato è che non si verifica il problema delle fibre microscopiche di litio [48]. Ne consegue che tali batterie sono le più durature tra tutte, fino 20.000 cicli completi equivalenti o più. In una scala di giudizio da 0 a 4 (nullo, scarso, medio, buono e ottimo) questo tipo di batterie mostra un ottimo livello di sicurezza, una buona densità di potenza, una scarsa densità di energia, un buon prezzo, una aspettativa di vita ottima; unico svantaggio è il prezzo di acquisto che si mantiene alto rispetto alle altre tecnologie agli ioni di litio.

			Power density (W/L)		Energy density (Wh/L)		Depth of discharge (%)			Round-trip efficiency (%)
Type	Technology	Year	worst	best	worst	best	worst	reference	best	reference
Li-Ion	LFP	2016	100	10000	200	620	84	90	100	92.00
		2030	100	10000	200	620	84	90	100	94.00
	LTO	2016	100	10000	200	620	84	95	100	96.00
		2030	100	10000	200	620	84	95	100	98.00
	NCA	2016	100	10000	200	620	84	90	100	95.00
		2030	100	10000	200	620	84	90	100	97.00
	NMC/LMO	2016	100	10000	200	735	84	90	100	95.00
		2030	100	10000	200	735	84	90	100	97.00

			Self-discharge (% per day)		Cycle life (equivalent full-cycles)			Calendar life (years)			Energy installation cost (USD/kWh)		
Type	Technology	Year	worst	best	worst	reference	best	worst	reference	best	worst	reference	best
Li-Ion	LFP	2016	0.36	0.09	1000	2500	10000	5	12	20	840	578	200
		2030	0.36	0.09	1910	4774	19097	8	18	31	326	224	77
	LTO	2016	0.36	0.09	5000	10000	20000	10	15	20	1260	1050	473
		2030	0.36	0.09	9549	19097	38194	15	23	31	574	478	215
	NCA	2016	0.36	0.09	500	1000	2000	5	12	20	840	352	200
		2030	0.36	0.09	955	1910	3819	8	18	31	347	145	82
	NMC/LMO	2016	0.36	0.09	500	2000	4000	5	12	20	840	420	200
		2030	0.36	0.09	955	3819	7639	8	18	31	335	167	79

Tabella 9 Principali prestazioni per le batterie agli ioni di litio. – Fonte [49]

6.3 Analisi delle criticità e punti di forza

I punti di forza del mercato delle batterie agli ioni di litio sono molteplici; questo mercato è una realtà e gode di ottimi trend di sviluppo. Questo perché le batterie agli ioni di litio sono una tecnologia matura e nota, il range di applicazioni è molto ampio; il mercato ha già avuto modo di consolidarsi e svilupparsi. Il mercato delle batterie Li-ion è già un mercato maturo che conta numerosi attori; produttori, distributori e venditori già operano in accordo ad una filiera stabile, anche grazie ad una ampia esperienza pratica. Ciò che è inteso essere un punto di debolezza per il mercato delle batterie Li-ion è l'elevato costo delle stesse batterie per applicazioni di piccola scala che, per molti versi, potrebbe rivelarsi un segmento di mercato più idoneo all'impiego di altre tecnologie (es. i supercapacitori). Ancora non ben strutturato e standardizzato il servizio di assistenza post-vendita. Le opportunità per il mercato delle batterie Li-ion sono molteplici. Anzitutto, le batterie Li-ion sono dispositivi fortemente modulari pertanto il mercato potrà vantare una spiccata capacità di adeguarsi ad esigenze specifiche – soluzioni personalizzate o custom – così da creare e gestire i cosiddetti pacchi-batteria di desiderata potenza (kW) e capacità (kWh). In tal senso, il mercato dei sistemi energetici autonomi come, ad esempio, gli edifici o le abitazioni zero-net-energy e/o zero-net-power sembra essere un mercato fatto appositamente per le batterie Li-ion. Altra opportunità è la diversificazione; molte aziende che già operano nel settore energetico come, ad esempio, i produttori/installatori di generatori fotovoltaici, i produttori di dispositivi elettronici di potenza, i produttori di mezzi di locomozione e trasporto potranno trovare vantaggio nella diversificazione - del loro portafoglio, catalogo e offerta, approcciando alle batterie a Li-ion con maggiore decisione. Quanto appena detto si traduce in nuovi posti di lavoro e/o in un miglioramento di quelli già esistenti. Infine, i supercapacitori aiuteranno il mercato delle batterie Li-ion per le applicazioni ad alta intensità di potenza. Le minacce al mercato delle batterie agli ioni di litio provengono da

potenziali mercati come quello delle batterie allo stato solido e dai mercati ancora poco ampi dei supercapacitori. In realtà queste sono minacce scarsamente pericolose poiché le prime provengono dalla stessa famiglia – nel senso di famiglia tecnologica – mentre le ultime provengono da una tecnologia che non si pone come sostituto ma come partner.

Un punto di forza delle batterie Li-ion secondo la prospettiva dello sviluppo è l'accettabilità sociale e la percezione di questa tecnologia. Le persone comuni conoscono questa tecnologia e la reputano scarsamente pericolosa o per nulla pericolosa; sempre più diffusa è la consapevolezza della necessità di accumulare energia al fine di migliorare il processo generazione-consumo di energia. In molti Paesi come l'Italia dove la cultura delle fonti rinnovabili è ben radicata, le batterie Li-ion sono già un noto strumento che ben si integra coi sistemi elettrici per l'energia – inclusi quelli residenziali – e che contribuisce ad ottimizzare lo sfruttamento delle fonti rinnovabili. La valutazione dei rischi sembra essersi positivamente conclusa per le batterie Li-ion. Allo stesso tempo, esistono già codici e standard il cui rispetto assevera la qualità delle batterie Li-ion oggi sul mercato pertanto le batterie Li-ion sono un consolidato input nei piani di produzione e sviluppo per il futuro di molte realtà industriali ed imprenditoriali. I punti di debolezza delle batterie Li-ion secondo la prospettiva dello sviluppo sono principalmente legati a questioni circa la salvaguardia ambientale. Anzitutto, le persone comuni spesso confondono le batterie Li-ion per applicazioni di piccola potenza con le batterie al piombo o alcaline cioè con le comuni batterie non ricaricabili. La scarsa conoscenza circa i processi di smaltimento, riciclaggio e riuso, pone ombre sull'impiego delle batterie Li-ion e alimenta la richiesta di materiali innovativi ed eco-sostenibili. Come talvolta accade nell'analisi SWOT, una debolezza può essere allo stesso tempo una opportunità; ed è proprio questo ciò che accade delle batterie Li-ion circa la richiesta di materiali innovativi, riciclabili ed eco-sostenibili. Detta richiesta è una debolezza ma è anche una evidente opportunità difatti quando tutte le batterie, incluse quelle più diffuse in applicazioni di piccola potenza, saranno ricaricabili per migliaia di volte e quando il loro smaltimento sarà notoriamente 100% eco sostenibile allora la visione delle batterie Li-ion sarà totalmente trasparente alle tematiche ambientali. Questo sosterrà l'impiego delle batterie Li-ion nei processi di diffusione e di crescita economico-finanziaria delle comunità energetiche, consolidando un nuovo business, attraendo nuovi investitori e creando nuovi posti di lavoro. Le minacce alle batterie Li-ion secondo la prospettiva dello sviluppo sono principalmente due e sono strettamente correlate tra loro; queste minacce sono l'accumulo mediante produzione di idrogeno e l'impatto ambientale. L'accumulo mediante produzione di idrogeno è notoriamente una valida alternativa all'accumulo mediante batterie Li-ion; questo rappresenta una minaccia per le batterie Li-ion nel senso che l'idrogeno è un elemento chimico percepito come totalmente innocuo ed eco-sostenibile pertanto se il processo di produzione dell'idrogeno è alimentato da fonti di energia

rinnovabili allora non vi è obiezione alcuna circa il quadro di insieme, anzi. La discussione rimane confinata a specifiche considerazioni, squisitamente tecniche, circa l'economia e la sicurezza del processo produttivo e del relativo impiego soprattutto in prossimità degli utenti finali.

6.2.1 Principali prestazioni delle batterie agli ioni di litio

La densità di potenza delle batterie agli ioni di litio attualmente è in un range molto ampio, con limite inferiore pari a 100 W/L (Watt per litro) e limite superiore pari a 10.000 W/L, per tutte le tecnologie esistenti. Questo range colloca le batterie agli ioni ben al di sopra della posizione di altre tecnologie di accumulo come, ad esempio, le batterie a flusso (100-400 volte superiore). La densità di energia di batterie agli ioni di litio è attualmente in un range tra 200 Wh/L e 735 Wh/L. Il limite superiore è solo per la tecnologia manganese-cobalto e ossido di manganese; per tutte le altre tecnologie, il limite superiore è 690 Wh/L. Anche secondo questo parametro, le batterie agli ioni di litio risultano di gran lunga migliori di altre tecnologie di accumulo mature e disponibili sul mercato. La profondità di scarica ha un valore attuale di riferimento pari al 90% e si stima crescerà fino al 100% entro il 2030. L'efficienza nei cicli di carica-scarica delle batterie agli ioni di litio è particolarmente soddisfacente; infatti, le assai diffuse batterie litio-ferro-fosfato hanno una efficienza pari al 92-94%. Entro il 2030, si attende un miglioramento dell'efficienza delle batterie litio-ferro-fosfato fino al 98%. Per quanto in merito all'auto-scarica delle batterie agli ioni di litio, questo parametro varia tra 0.05% e 0.20% al giorno e dovrebbe rimanere invariato nei prossimi anni. Attualmente, la durata delle batterie agli ioni di litio varia tra 500 e 20.000 cicli completi mentre il *calendar-life aging* (detto anche vita in base al calendario o vita anagrafica per distinguerla dalla vita utile per effetto dell'utilizzo) [50] [51] [52] è tra i 5 ed i 20 anni. Per il 2030 si prospettano rilevanti miglioramenti, ad esempio Le batterie litio-ferro-fosfato avranno un ciclo di vita tra 1900 e 19.000 cicli completi mentre il *calendar life* sarà tra 15 e 31 anni. I valori appena sopra esposti circa i cicli di vita di una batteria agli ioni di litio in base alla vita anagrafica dipendono, come comprensibile, da come la batterie è impiegata ed operata poiché la temperatura di esercizio, oltre ad influire su prestazioni e sicurezza, ha un impatto significativo sulla vita utile [53]. Temperature di esercizio elevate possono accelerare l'invecchiamento della batteria; una regola generale afferma che ogni aumento della temperatura di esercizio di 10°C circa rispetto alla temperatura di riferimento tipicamente compresa tra 20°C e 30°C (si veda ad esempio lo Standard Test Condition, STC) riduce la durata della vita anagrafica del 50%. Questo perché l'elevata temperatura di esercizio aumenta il numero di reazioni chimiche indesiderate all'interno della batteria e queste, a loro volta, aumentano il degrado delle celle [54]. Come conseguenza, in climi caldi i sistemi di accumulo richiedono sistemi di raffrescamento e di raffreddamento. Anche temperature di esercizio sotto lo zero possono causare un

veloce degrado delle batterie; e questo è un problema molto sentito specie nel settore automobilistico poiché potrebbe limitare la vendita di veicoli elettrici in diverse parti del globo [55]. Infine, il costo unitario, espresso come USD/kWh, di un sistema di accumulo con batterie al litio è in ampio range tra 200 USD/kWh e 800 USD/kWh; le aspettative al 2030 sono molto promettenti visto che il prezzo di riferimento sarà circa ari a 200 USD/kWh mentre il miglior prezzo sarà circa 80 USD/kWh.

Figura 19 Caduta del prezzo delle batterie agli ioni di litio dal 2010 a 2018 - Fonte [56]

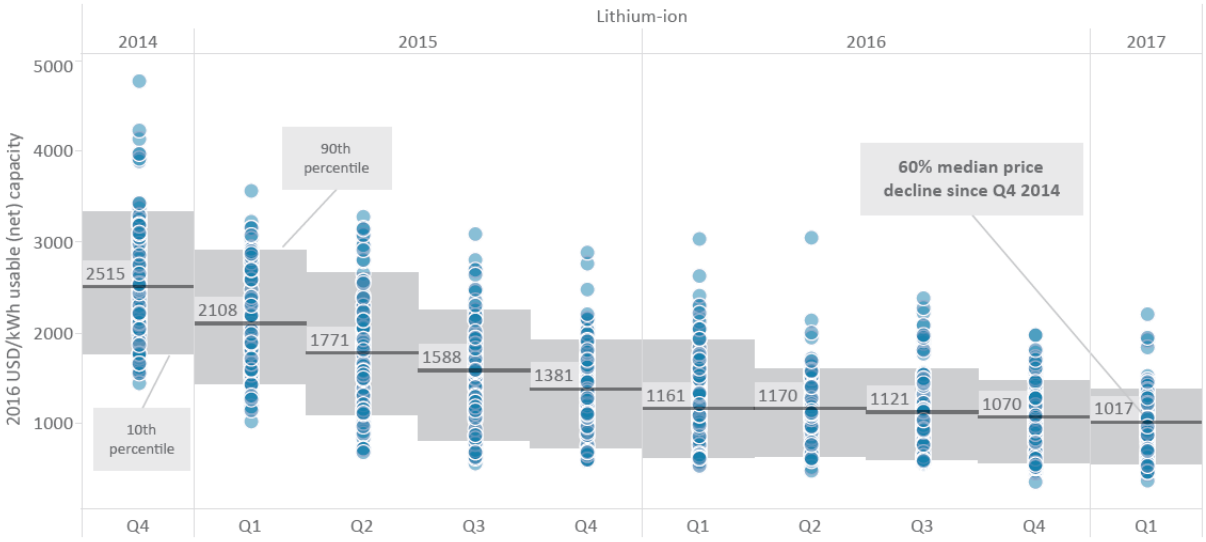

Figura 20 Offerta di sistemi di accumulo residenziali in Germania dal 2014 al 2017 – [43]

6.2.2 I costi delle batterie agli ioni di litio al 2030

La proiezione dei costi delle batterie agli ioni di litio al 2030 è un tema in parte già illustrato nel deliverable D1.3; in questo documento, il tema della proiezione del costo è brevemente ripreso ai fini della analisi dei punti di forza e debolezza della tecnologia di storage in esame. Questo perchè il prezzo elevato è il principale motivo che attualmente impedisce o limita la diffusione delle batterie agli ioni di litio; questo è vero sia per le applicazioni stazionarie sia per le applicazioni per la trazione elettrica. Tuttavia, questa verità non apparterrà al prossimo futuro. A prova di ciò, basta leggere gli *outcomes* dei principali analisti del mercato circa il prezzo delle batterie agli ioni di litio. Ad esempio, nel report dal titolo *Battery Price Survey* pubblicato nel dicembre 2018, gli analisti di Bloomberg NEF scrivono che il prezzo delle batterie agli ioni di litio è già diminuito a livello globale dell'85% in appena otto anni, dal 2010 al 2018. Come riportato in Figura. 19, il prezzo medio di un pacco batterie era 1160 $/kWh nel 2010 ed era 176 $/kWh nel 2018. Analogamente, in un rapporto annuale circa i costi ed il mercato dei sistemi di accumulo pubblicato nel 2017, gli analisti dell'agenzia internazionale IRENA scrivono che il prezzo medio di un pacco batteria per veicoli elettrici è diminuito del 73% in appena sei anni, dal 2010 a 2016, proprio a causa dell'accelerazione della vendita dei veicoli elettrici. Scende il prezzo delle batterie e scende anche il prezzo dell'intero sistema di accumulo offerto al cliente finale, anche grazie alla diminuzione del prezzo di installazione. In riferimento a ciò, è opportuno precisare che sebbene i costi di manodopera dipendano molto dall'ubicazione, gli analisti prevedono una tendenza generale verso una maggiore automazione man mano che il mercato dei sistemi di accumulo si sviluppa e la relativa concorrenza si intensifica. La Fig. 20 mostra la tendenza dei prezzi trimestrali offerti dagli installatori in Germania a utenti residenziali per sistemi domestici di accumulo con batterie agli ioni di litio. Nel quarto trimestre del 2016 il prezzo offerto ai clienti tedeschi era tra 1800 e 3300 $/kWh, il valore medio era circa 2500 $/kWh. Il prezzo offerto è diminuito anno per anno fino a quando nel primo trimestre del 2017 il prezzo medio offerto ai clienti tedeschi era poco più di 1000 $/kWh. In due anni e mezzo, il prezzo dell'intero sistema di accumulo domestico è diminuito del 60% circa. Al fine di stimare il prezzo atteso delle batterie per il 2030, gli analisti di Bloomberg si affidano alla relazione tra prezzo e capacità produttiva; i dati storici indicano che per ogni raddoppio della capacità produttiva cumulata, il prezzo si riduce del 18%. Tenuto conto di ciò e tenuto conto che nei dodici anni dal 2018 al 2030 la produzione crescerà di 14 volte mentre la domanda crescerà di 10, da 132 GWh a 1293 GWh, gli analisti di Bloomberg prevedono che il prezzo medio di un pacco batterie sarà di circa 94 $/kWh entro il 2024 e 6 2$/kWh entro il 2030. Le previsioni al 2030 fatte dagli analisti dell'agenzia internazionale IRENA confermano la forte decrescita dei prezzi illustrata da Bloomberg ma sono meno ottimistiche e più articolate poiché sono distinte per tecnologia di accumulo al litio. Ad esempio, gli analisti di IRENA prevedono che il costo delle

batterie nickel-manganese-cobalto al 2030 per applicazioni fisse sarà 145$/kWh, il costo delle batterie al litio con ossido di manganese sarà 167 $/kWh mentre il costo delle batterie litio-ferro-fosfato sarà leggermente superiore cioè 224 $/kWh. La tecnologia litio-titanio rimarrà la più costosa; il prezzo medio atteso è 480 $/kWh. D'altro canto, questa tecnologia rimarrà anche la migliore in termini di prestazioni rispetto alle altre tecnologie agli ioni di litio. Per quanto riguarda i sistemi di accumulo al litio per applicazioni stazionarie di grandi dimensioni, è prevista una riduzione dei costi in linea con le precedenti stime pertanto il costo medio sarà 430 $/kWh [57] [58].

6.2.3 Quali le voci di costo di un sistema di accumulo con batterie agli ioni di litio

In letteratura esistono contributi che descrivono la ripartizione dei costi di un tipico sistema di accumulo dell'energia elettrica realizzato mediante batteria agli ioni di litio [59]. Per quanto riguarda l'incidenza dei materiali utilizzati (cioè catodo, anodo, elettrolita, separatore, etc) sul costo complessivo del sistema di accumulo, i risultati dei contributi sono abbastanza diversi tra loro; per alcuni contributi il costo dei materiali rappresenta un terzo del costo complessivo del sistema, per altri è il 55%, per altri ancora è il 63%. In particolare, il costo del catodo rappresenta il 31-39% del costo dei materiali. Tuttavia, se si considera la composizione del solo costo dei materiali allora i risultati dei contributi sono più simili tra loro; per la maggior parte dei contributi, i tre materiali anodo, catodo ed elettrolita contribuiscono per circa la metà del costo complessivo dei materiali. La differenza tra i risultati dei contributi potrebbe trovare giustificazione nel fatto che l'incidenza del costo dei materiali decresce con il crescere della densità energetica della batteria. Analogamente, l'incidenza del costo dei materiali decresce anche al crescere delle dimensioni del sistema di accumulo poiché cresce l'incidenza dei dispositivi elettronici di potenza e delle periferiche [60]. Altri interessanti contributi in letteratura mostrano perfino l'incidenza del costo delle materie prime cioè dei metalli come litio, cobalto, nichel ed alluminio. Un aumento del prezzo di questi metalli certamente può causare un aumento dei prezzi delle batterie ma ogni metallo restituisce un effetto diverso. Ad esempio, un aumento del 50% del prezzo del litio causa un aumento del prezzo di una batteria al nichel-manganese-cobalto di meno del 4%. Analogamente, se il prezzo del cobalto duplica, il prezzo della stessa batteria aumenta del 3%. E questo conferma quanto detto dagli analisti e dagli esperti del mercato quando affermano che non è importante quanto costa o quanto costerà domani la materia prima, lasciando probabilmente intendere che è molto più importante chi venderà la materia prima. Chi venderà la materia prima stabilirà i prezzi e stabilirà anche quanta venderne e a chi venderla. In riferimento a ciò, è opportuno citare un progetto congiunto tra un'impresa statale boliviana (YLB) e una società tedesca (ACISA) per l'estrazione e l'industrializzazione del litio nel territorio del Salar de Uyuni, Ande boliviane, dove si ritiene

esista il più grande deposito di litio conosciuto al mondo. Infine, alcune stime di mercato affermano che le celle rappresentano il 35% del costo dei sistemi di accumulo se di grande dimensione, il 42% del costo per applicazioni in comunità energetiche, il 46% se di tipo residenziale. Allo stesso modo, i dispositivi elettronici di potenza rappresentano il 36% del costo di sistemi di accumulo se di grande dimensione, il 30% del costo per applicazioni in comunità energetiche, il 31% se di tipo residenziale. Infine, le periferiche rappresentano il 30% del costo di sistemi di accumulo se di grande dimensione, il 30% del costo per applicazioni in comunità energetiche, il 22% se di tipo residenziale.

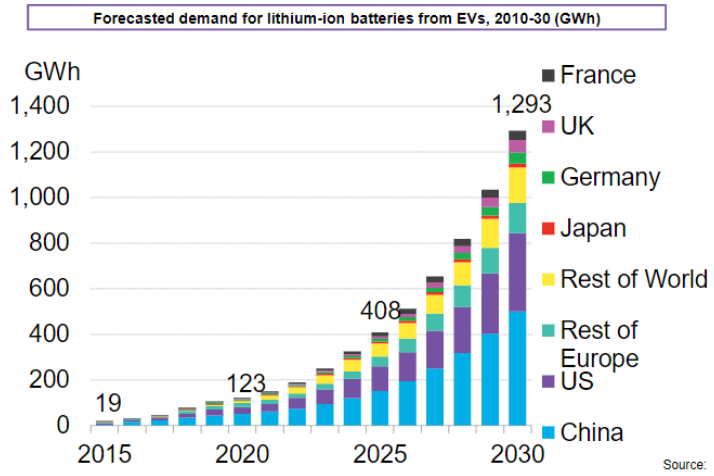

Figura 21 Crescita della domanda di batterie al litio per macro zone – [50]

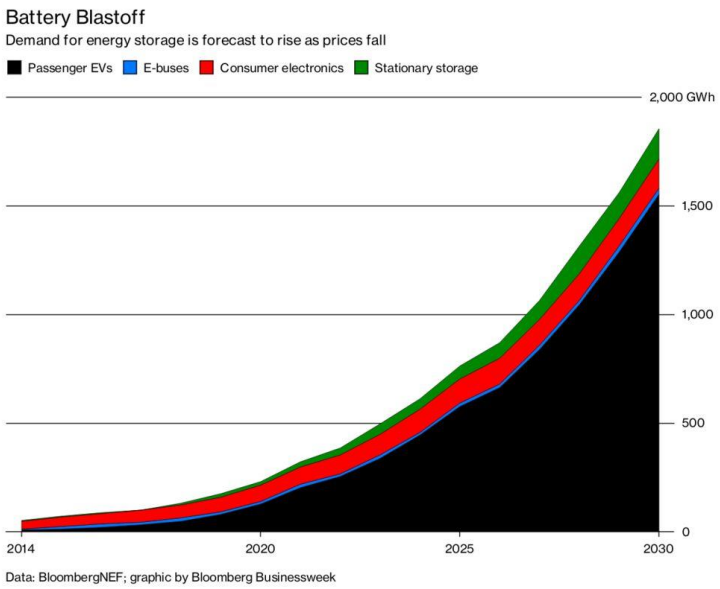

Figura 22 Crescita della domanda di batterie al litio per macro settori –[50]

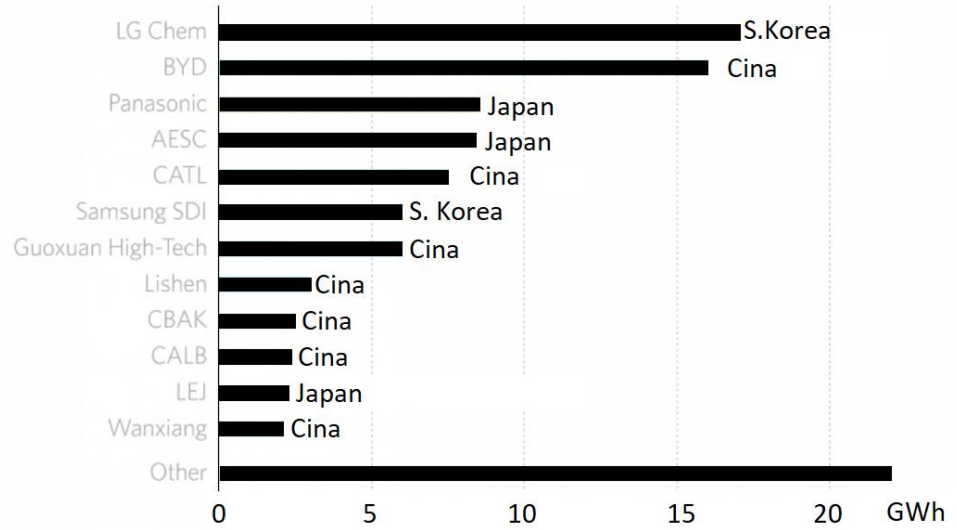

Figura 23 Maggiori produttori al mondo di batterie al litio al 2017 – [50]

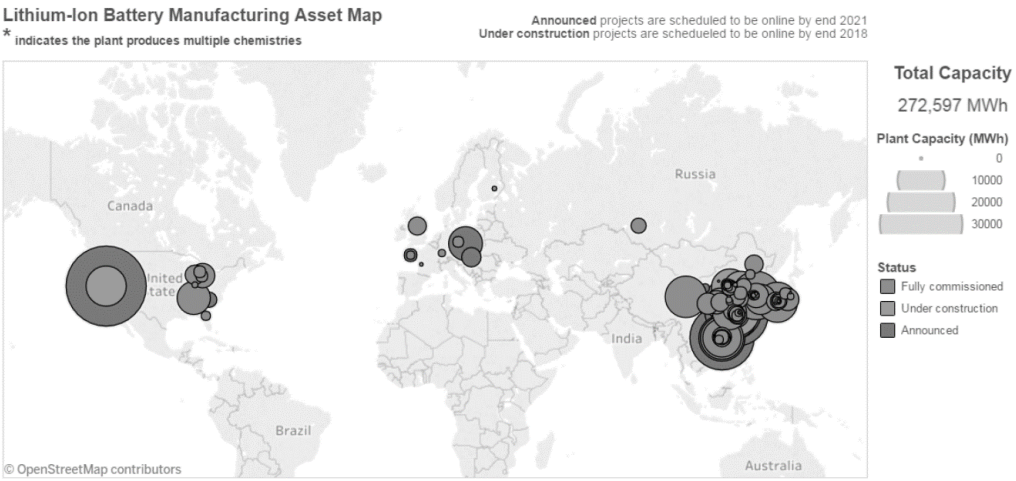

Figura 24 Allocazione della capacità produttiva di batterie al litio per macro aree – [50]

Figura 25 Crescita della capacità produttiva di batterie al litio per alcune corporate: installata, commissionata, annunciata - [50]

6.2.4 Il mercato e la produzione delle batterie agli ioni di litio

Il mercato e la produzione delle batterie agli ioni di litio è un tema che è stato in parte illustrato nel deliverable D1.2 [61]; tuttavia, in questo documento, il tema è brevemente ripreso ai fini della analisi dei punti di forza e debolezza della tecnologia di storage in esame. Questo perchè la attuale posizione sul mercato delle batterie a litio è predominante e si manterrà tale anche nel prossimo futuro. Due sono fattori che sosterranno questa predominante posizione di mercato: Cina e veicoli elettrici.Il primo fattore è la Cina perché nel 2030 questo Paese rappresenterà il 39% circa della domanda mondiale, come illustrato in Fig. 21; il resto è così suddiviso: gli USA rappresenteranno il 25% circa, Germania 4% circa, Regno Unito 5% circa, Francia 3% circa, resto d'Europa 10% circa, Giappone 1% circa, resto del mondo 13% circa [62]. Il secondo fattore sono i veicoli elettrici perché, come in Fig. 22, il settore della trazione elettrica per veicoli commerciali e privati a quattro ruote rappresenterà l'84% della domanda di batterie agli ioni di litio, gli autobus elettrici del settore pubblico e privato rappresenteranno il 2-3% appena mentre la restante parte pari 12-13% sarà equamente divisa tra applicazioni stazionarie e dispositivi elettronici di consumo. Dunque, il mercato dello stoccaggio stazionario rappresenterà una piccola percentuale del mercato globale, 6% circa, di conseguenza non sarà determinante nelle scelte strategiche se non in realtà locali o in forme limitate. Tuttavia, il mercato dello stoccaggio stazionario gode di un forte interesse perché cresce molto rapidamente. Porgendo ora l'attenzione ai dati circa l'industria per la produzione delle batterie, si ha che la capacità complessiva delle batterie agli ioni di litio alla fine del 2017 ammontava a 100GWh e potrà superare 250GWh entro il 2020 [63] e toccare quota 273GWh entro il 2021. Come in Fig. 23, nel 2017 i maggiori produttori al mondo erano LG Chem (17 GWh) e BYD (16GWh). Tenuto conto degli impianti di produzione di batterie già in essere, di quelli in costruzione e di quelli annunciati, per come in Fig. 24, la società LG Chem conserverà il primato (36GWh), poi Tesla motor (35GWh) e BYD (34 Wh), per come in Fig. 25. Quasi tutti i nuovi impianti di produzione saranno situati in prossimità degli esistenti e cioè nel triangolo Cina – Giappone - Corea del Sud; nuovi impianti saranno realizzati in Germania - ed in Paesi europei ad essa confinanti – e sul lato ovest degli USA così da bilanciare la produzione già esistente sul lato EST degli USA. È opportuno citare che la Cina sta attuando una politica molto aggressiva, favorendo le società cinesi nell'intento di dominare il mercato delle batterie al litio. Gli Stati Uniti mirano a proteggere il mercato interno e sono alla ricerca di fonti di materie prime all'interno dei loro stessi Stati. Giappone e Corea puntano ai mercati in cui gli investimenti cinesi non sono ben accolti come Nord America, Australia e parte dell'Europa. L'Europa, purtroppo, non ha nemmeno la capacità di soddisfare la domanda interna e dovrà sperare in politiche estere

di approvvigionamento di forte successo [64] [65]. Gli analisti del mercato prevedono anche che quasi tutte le aziende automobilistiche potrebbero decidere – o starebbero decidendo - di produrre da sé le proprie batterie piuttosto che acquistarle da terzi; a conferma di ciò gli analisti adducono il comportamento di molte aziende produttrici di batterie che starebbero anticipando questa eventualità, offrendo contratti di fornitura nel lungo periodo con condizioni economiche molto vantaggiose, soprattutto in termini di prezzo e soprattutto per l'accumulo stazionario. Allo stesso tempo, il comportamento di queste compagnie esclude definitivamente la possibilità, avanzata di tanto in tanto da alcuni operatori ed economisti, che sia necessaria una batteria migliore di quella agli ioni di litio affinché tutti i consumatori, anche i più scettici, acquistino auto elettriche ed installino batterie nella loro abitazione unitamente ad un generatore fotovoltaico. La risposta dei maggiori produttori e dei maggiori clienti è unanime e afferma che la batteria agli ioni di litio è la batteria quantomeno per il prossimo decennio. Inventata da un ricercatore della Exxon Mobil negli anni '70 e commercializzata dalla Sony già nel 1991, la tecnologia agli ioni di litio ricaricabile ha un tale vantaggio sul mercato che le tecnologie concorrenti troppo difficilmente potrebbero recuperare. Oltretutto, i nuovi impianti di produzione sono una garanzia per la tecnologia degli ioni di litio ed una garanzia per il suo miglioramento; certamente non sono un indice di interesse verso tecnologie concorrenti. Ad esempio, sono in atto tentativi di perfezionare la tecnologia degli ioni di litio, rimuovendo dalle batterie ogni liquido infiammabile così da raggiungere lo stato solido [66]. Analogamente, il governo tedesco ha stanziato 1 miliardo di euro per la nascita di un consorzio per la produzione di batterie nello stesso Paese (capacità 35GWh all'anno) e per la ricerca e lo sviluppo proprio di batterie allo stato solido. Questo investimento ridurrà la dipendenza delle case automobilistiche tedesche dai fornitori asiatici di batterie e proteggerà molti posti di lavoro.

6.2.5 La seconda vita delle batterie agli ioni di litio

Sebbene oggi sia poco discusso, il mercato delle batterie agli ioni di litio usate riscuote molto interesse. Second-life è il nome assegnato alle batterie, originariamente installate in veicoli elettrici, che sono re-immesse nuovamente sul mercato. Alcune stime affermano che entro il 2025 saranno dismesse dai veicoli elettrici batterie per 95GWh e che il 27% circa di queste saranno utilizzate in applicazioni stazionarie. Ciò vorrebbe dire che il 32% circa delle batterie utilizzate in ambito residenziale saranno batterie dismesse dal settore dei veicoli elettrici. Questo confermerebbe ulteriormente il condizionamento – quasi esclusivo – degli attori del settore automobilistico sul presente e sul futuro del mercato delle batterie agli ioni di litio. L'argomento *second life* per le batterie agli ioni di litio è discusso ancora in modo abbastanza riservato e generico; questo perché la pratica del *second life* estende la durata delle batterie e crea un nuovo mercato;

tutto ciò può condizionare fortemente il valore della rivendita dei veicoli elettrici e attirare l'attenzione di molti piccoli investitori. Anche per questo motivo, le case automobilistiche tendono a non enfatizzare il mercato *second life* delle batterie anche perché, quando si effettua il passaggio di una batteria da trazione elettrica ad accumulo stazionario, le case automobilistiche sono poste in competizione coi produttori/venditori di batterie cioè coi propri fornitori e, in extremis, coi propri clienti di auto elettriche.

6.2.6 Innovazione e ricerca per le batterie agli ioni di litio

La continua innovazione ed i continui miglioramenti tecnologici avranno certamente un grande impatto sulla potenziale riduzione dei costi dei sistemi di accumulo agli ioni di litio. La maggiore attesa è indirizzata verso le batterie agli ioni di litio a stato solido e all'aumento della densità di energia. Le batterie agli ioni di litio a stato solido sono state proposte già 30 anni or sono; un anodo di litio metallico solido sostituisce le attuali leghe e ciò promette una densità energetica molto più elevata rispetto ad altre tecnologie agli ioni di litio. Più precisamente, gli elettroliti polimerici consentono un controllo soddisfacente della crescita dei dendriti di litio durante la ricarica della cella e la conseguente risoluzione dei problemi legati alla sicurezza. Questa nuova tecnologia sembra già consentire il passaggio verso la industrializzazione dei processi produttivi e la conseguente commercializzazione [67] [68]. La maggiore densità di energia consente la produzione di batterie di pari capacità ma utilizzando meno materiali. Per aumentare ulteriormente la densità di energia delle batterie agli ioni di litio, la ricerca sta studiando anche elettroliti ad alta tensione [69], l'inserimento di particelle di silicio nell'anodo [70] e la tecnologia al manganese come sostituto delle batterie al litio [71] [72] [73] [74] [75] [76].

6.4 SWOT analysis

Le informazioni e le conoscenze oggi disponibili per questa tecnologia sono vaste; per tale motivo, l'analisi SWOT per questa tecnologia è stata approfondita fino a poter suddividere i risultati per tre aree di interesse: tecnologia, mercato, sviluppo.

Le batterie agli ioni di litio sono indiscutibilmente una tecnologia matura e nota; è anche una tecnologia fortemente industrializzata pertanto oggi la produzione di batterie agli ioni di litio è un processo pienamente industriale con particolare attenzione alle economie di scala. È questa una tecnologia consolidata in molti settori applicativi tant'è che utilizzare detta tecnologia non è più una scelta tra alternative ma un dato del processo decisionale o progettuale. La forza principale dal punto di vista tecnologico è l'alta densità di

energia. Le batterie agli ioni di litio sono un valido strumento per risolvere le complicazioni dovute alle fluttuazioni ed alla intermittenza delle fonti energetiche rinnovabili.

Indubbiamente gli attuali valori di densità di energia delle batterie agli ioni di litio sono elevati rispetto a molte altre tecnologie, dirette concorrenti, ma ciò non toglie che peso ed ingombro delle batterie agli ioni di litio siano ancora due punti di debolezza. La scarsa densità di potenza è un fattore di debolezza ancora maggiore che lascia spazio di applicazione ibride come i sistemi di accumulo che impiegano sia batterie che supercapacitori. Infine, i costi risultano ancora elevati sebbene in forte calo da anni oramai. Le opportunità per la tecnologia delle batterie agli ioni di litio sono legate al mercato; questa tecnologia ha una grande quota di mercato, è la tecnologia leader nel settore dei sistemi di accumulo per applicazioni di media e bassa potenza, trova applicazioni che spaziano dalle reti elettriche di distribuzione fino ai dispositivi elettronici portatili ed indossabili. Il settore è in forte espansione in generale. I costi sono in decrescita, inclusi i costi di approvvigionamento. Le minacce alla tecnologia delle batterie agli ioni di litio sono tecnologie simili come, ad esempio, le batterie allo stato solido. In realtà, queste ultime batterie possono essere ritenute appartenenti alla stessa famiglia delle batterie agli ioni di litio pertanto questa è una minaccia molto relativa. Anche i supercapacitori possono essere ritenuti una minaccia per le batterie agli ioni di litio ma solo per quei – limitati - casi applicativi in cui le batterie agli ioni di litio sono usati forzatamente, perché in mancanza di una valida alternativa. Per la maggior parte delle applicazioni, vista la complementarità di queste due tecnologie – supercapacitori e batterie Li-ion – in termini di densità di potenza e densità di energia, è più indicato immaginare un uso combinato a beneficio di entrambe le tecnologie.

PUNTI DI FORZA	***PUNTI DI DEBOLEZZA***
• Prezzi in forte calo • Tecnologia matura e nota; • Tecnologia industrializzata; • Alta densità di energia; • Utile per fluttuazioni e intermittenza delle FER; • Il più ampio range di applicazioni; • Numerose esperienze esistenti; • Numerosi attori di mercato esistenti; • Ampia esperienza pratica;	• Scarsa densità di potenza; • Costi ancora elevati sebbene in forte calo; • Elevato costo per applicazioni di piccola scala; • Servizio post vendita; • Smaltimento, riciclaggio e del riuso; • Materiali eco-sostenibili.

• Consapevolezza e accettazione delle batterie; • Integrazione con sistemi elettrici e FER; • Codici e standard già esistenti.	
OPPORTUNITA' • Grande quota di mercato; • Costi in decrescita; • Settore in espansione in generale; • Creazione e gestione di pacchi-batteria; • Sistemi energetici autonomi; • Diversificazione per le aziende del settore; • Nuovi posti di lavoro; • Applicazioni alta densità potenza; • Nuovi materiali riciclabili e eco-sostenibili; • Batterie ricaricabili; • Crescita economica e finanziaria per le comunità; • Nuovo business, nuovi investitori.	***MINACCE*** • Tecnologie simili (batterie stato solido); • Nuove tecnologie, idrogeno; • Impatto ambientale negativo.

Tabella 10 Batterie Li-ion: analisi SWOT

7. BATTERIE A FLUSSO

7.1 Descrizione attività e stato dell'arte

L'attività è finalizzata all'analisi delle criticità dell'impiego delle batterie a flusso in relazione allo sviluppo e alla produzione di tecnologie per la realizzazione di sistemi di accumulo distribuito e di sistemi ibridi, nel contesto locale e per applicazioni stazionarie. In riferimento a ciò, l'attività illustra le principali performance dei diversi tipi di batterie a flusso (redox, vanadio) anche in raffronto alle batterie agli ioni di litio; a seguire, l'attività studia le attuali e principali applicazioni. L'attività prosegue affrontando il tema delle voci di costo delle batterie a flusso e termina con la analisi SWOT.

Le batterie a flusso rappresentano una tecnologia utile e scalabile per l'accumulo di energia elettrica in generale. La struttura di una tipica batteria a flusso è concettualmente semplice poiché comprende due serbatoi ed uno stack di celle posto tra essi; la Fig. 26 illustra tale struttura [77]. Le batterie a flusso sono ritenute idonee e convenienti in applicazioni fisse e di media potenza - dimensione superiore ad applicazioni residenziali, almeno pari a quella per piccole applicazioni industriali - questo prevalentemente perché i materiali elettroattivi e l'elettrodo non sono racchiusi insieme in uno spazio confinato [78] ma separati. I materiali elettroattivi sono anzitutto disciolti in soluzioni elettrolitiche e poi racchiusi nei due serbatoi. Tali serbatoi sono oggetti distinti e separati; essi sono collegati alla stessa unità di reazione chimica cioè allo stack centrale di celle. Un sistema di pompe elettriche spinge gli elettroliti attivi dai serbatoi allo stack; in questo modo hanno inizio reazioni elettrochimiche reversibili per la carica e la scarica del sistema di accumulo.

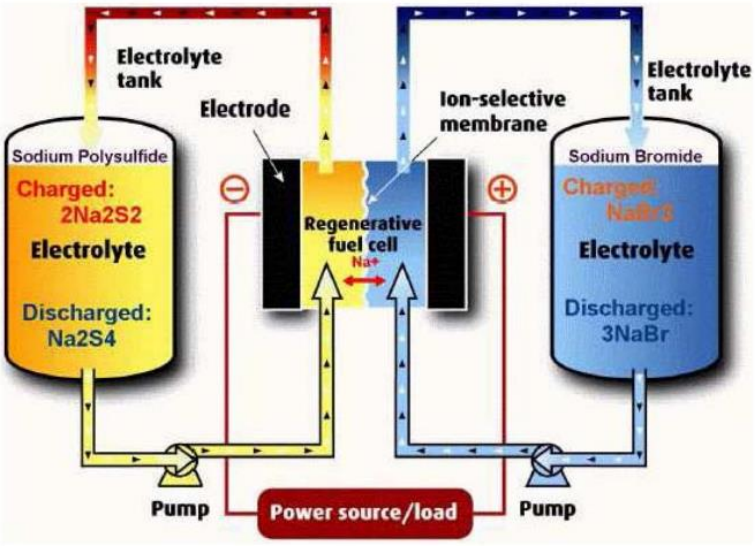

Figura 26 Schema di una tipica batteria a flusso – Fonte [79]

Le batterie a flusso si dividono in batterie a flusso puro e batterie a flusso ibrido. Sono batterie a flusso puro le ben note batterie a flusso redox, dette anche redox-vanadio (VRFB); queste batterie sono a flusso puro perché tutti i materiali attivi sono conservati separatamente dallo stack e sono sciolti in soluzioni liquide [80] [81] [82] [83]. Al contrario, sono batterie a flusso ibrido le ben note batterie a flusso zinco-bromo (ZBFB); queste batterie sono dette ibride poiché almeno uno dei materiali attivi è conservato unitamente allo stack, mentre gli altri materiali sono conservati in serbatoi esterni [84] [85].

7.2 Analisi delle criticità e punti di forza

La semplicità della struttura di una tipica batteria a flusso mostrata in Fig. 26 dimostra l'elevato grado di scalabilità di questa tecnologia tant'è che per aumentare la potenza del sistema di accumulo è sufficiente aumentare la quantità di celle nello stack centrale mentre per aumentare la capacità del sistema di accumulo è sufficiente aumentare la quantità di elettrolita contenuto nei serbatoi. Così la scalabilità è, molto probabilmente, il principale vantaggio delle batterie a flusso dal punto di vista tecnologico; altro vantaggio è l'abbondante disponibilità di materiali a basso costo ma ciò afferisce più specificatamente al contesto del mercato. Secondo la prospettiva delle applicazioni per sistemi di accumulo distribuiti e per comunità energetiche, altri vantaggi sono il numero elevato di cicli di vita, la profonda scarica, il costo competitivo, la capacità di operare anche a basse temperature. Al fine di valutare meglio questi vantaggi, può essere di aiuto una comparazione delle performance delle batterie a flusso con le performance delle ben note batterie litio ferro-fosfato. Ad esempio, la Tab. 11 mostra che il valore atteso del numero di cicli di vita delle batterie

a flusso è 10.000 (diecimila) se di tipo redox-vanadio e 13.000 (tredicimila) se di tipo zinco-bromo. Questi valori sono rispettivamente due volte e tre volte maggiori del valore atteso dei cicli di vita di una batteria litio ferro-fosfato. La Tab. 11 mostra anche l'eccellente profondità di scarica delle batterie a flusso, già pari al 100% nel 2016; al contrario le batterie litio ferro-fosfato richiedono che lo stato di carica non sia inferiore al 10%. La profondità di scarica delle batterie a flusso è eccellente anche perché la totale scarica non implica una sensibile riduzione della vita utile delle stesse batterie. Anche il tasso di autoscarica delle batterie a flusso redox-vanadio è eccellente visto che già nel 2016 tale tasso era pari a 0%. Per quanto in merito ai costi unitari ovvero quanti dollari costa una batteria a flusso per ogni kWh di capacità di accumulo, le batterie a flusso redox-vanadio contrastano la supremazia delle batterie litio ferro-fostato con una vincente concorrenza; stante la Tab. 11, il costo unitario di riferimento nel 2016 per le batterie a flusso era 347 USD/kWh, il 40% più basso dell'omologo costo per le batterie litio ferro-fosfato. In previsione al 2030, questa differenza tra costi unitari sarà ancora maggiore (46.8%), sempre a vantaggio delle batterie a flusso.

			Cycle life (equivalent full-cycles)			Depth of discharge (%)			Self-discharge (% per day)			Energy installation cost (USD/kWh)		
Type	Technology	Year	worst	reference	best	worst	reference	best	worst	reference	best	worst	reference	best
Flow	VRFB	2016	12000	13000	14000	100	100	100	1.00	0.15	0.00	1050	347	315
		2030	12000	13000	14000	100	100	100	1.00	0.15	0.00	360	119	108
	ZBFB	2016	300	10000	14000	100	100	100	33.60	15.00	8.00	1680	900	525
		2030	300	10000	14000	100	100	100	33.60	15.00	8.00	576	309	180
Li-Ion	LFP	2016	1000	2500	10000	84	90	100	0.36	0.10	0.09	840	578	200
		2030	1910	4774	19097	84	90	100	0.36	0.10	0.09	326	224	77

Tabella 11 Principali parametri tecnici per batterie a flusso e agli ioni di litio: vantaggi – [43]

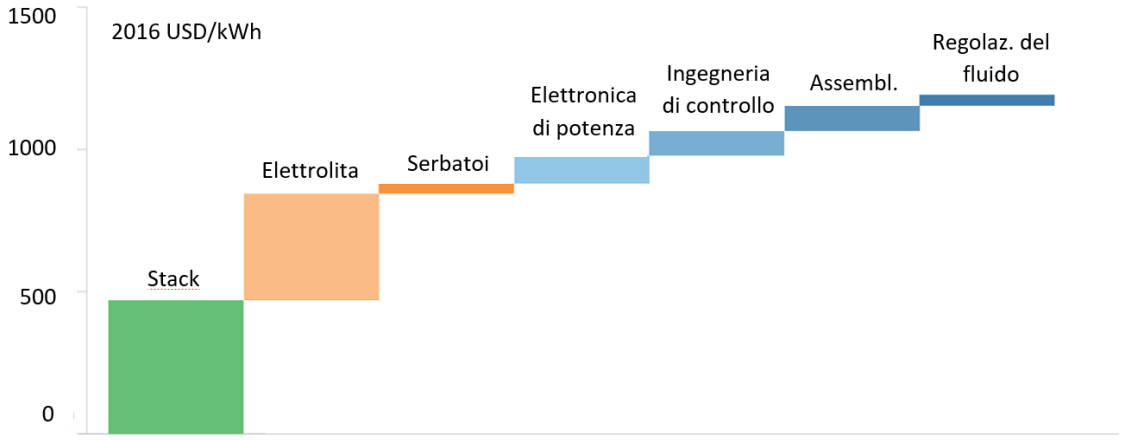

Figura 27 Scomposizione del prezzo di batterie a flusso del tipo Redox Vanadio – Fonte [86]

Scomposizione del costo unitario delle batterie a flusso del tipo redox vanadio

Le batterie a flusso redox-vanadio offrono una interessante resistenza alla supremazia delle batterie litio ferro-fosfato; per tale motivo, è interessante scomporre il costo unitario delle batterie a flusso del tipo redox vanadio per come illustrato in Fig. 27 al fine di comprendere come questa concorrenza può rivelarsi concretamente vincente. Assumendo un costo unitario pari a 1250 USD/kWh, la Fig. 27 mostra che il 40% circa del costo è da imputare allo stack centrale mentre il 32% circa è per l'elettrolita. I serbatoi incidono per appena il 2.3% circa così come i dispositivi per la regolazione del flusso. L'elettronica di potenza conta per il 9% circa mentre sia l'ingegneria del controllo che l'assemblaggio contano entrambi il 7%. Stante la scomposizione del costo, gli analisti del mercato prevedono una rilevante diminuzione del prezzo delle batterie a flusso entro il 2030; la diminuzione attesa è pari a circa due terzi in 15 anni o poco più. In questo modo, il prezzo delle batterie a flusso sarà compreso nell'intervallo tra 108 e 576USD/kWh. Al momento, è in fase di studio la fattibilità dell'impiego di materiali e processi che consentirebbero una riduzione del prezzo delle batterie a flusso di tipo redox-vanadio fino a 120 USD/kWh, al netto dei costi di posa in opera ed ipotizzando un volume di produzione annuale di circa 10 GWh [87] [88] [89] [90] [91]. Questa forte riduzione del prezzo renderebbe la tecnologia delle batterie a flusso estremamente competitiva dato che il valore atteso del prezzo medio per il 2030 delle batterie agli ioni di litio è pari a 77 USD/kWh.

I punti di debolezza e gli svantaggi delle batterie a flusso

Le batterie a flusso hanno punti di debolezza che si manifestano come svantaggi di interesse marginale o rilevante a seconda delle applicazioni. I costi elevati per riparazione e manutenzione, l'impiego di pompe e di sensori, il rischio di perdite di liquidi acidi [92] [93] [94] [95] [96] sono punti deboli di carattere generale e di relativa importanza. Esistono ulteriori punti deboli che determinano svantaggi di rilievo nettamente maggiore. Ad esempio, secondo la prospettiva delle applicazioni per sistemi distribuiti e per comunità energetiche, la densità di potenza, la densità di energia e l'efficienza nei cicli di lavoro sono tre punti di debolezza che causano enormi svantaggi.

			Power density (W/L)		Energy density (Wh/L)		Round-trip efficiency (%)
Type	Technology	Year	worst	best	worst	best	reference
Flow	VRFB	2016	1	2	15	70	70.00
		2030	1	2	15	70	78.00
	ZBFB	2016	1	25	20	70	70.00
		2030	1	25	20	70	78.00
Li-Ion	LFP	2016	100	10000	200	620	92.00
		2030	100	10000	200	620	94.00

Tabella 12 Principali parametri tecnici per batterie a flusso e agli ioni di litio: svantaggi – [43]

A tal proposito la Tab. 12 mostra che la densità di potenza delle batterie a flusso è centinaia o perfino migliaia di volte inferiore rispetto a quella delle batterie litio ferro-fosfato; allo stesso tempo, la densità di energia delle batterie a flusso è un decimo di quella delle batterie litio ferro-fosfato. Tanto basta a far comprendere quanto sia penalizzato l'impiego della tecnologia delle batterie a flusso; valori così scarsi di densità di potenza e di energia causano enormi pesi e volumi e ciò, inevitabilmente, preclude la possibilità di installare batterie a flusso in settori strategici come, ad esempio, il settore residenziale per autoconsumo. Le batterie a flusso sono attualmente molto meno performanti rispetto alle batterie litio ferro-fosfato anche per quanto in merito all'efficienza dei cicli di lavoro o round trip efficiency; nel 2016 il round trip efficiency delle batterie a flusso era pari al 70%, nel 2030 sarà il 78%, sia per le batterie a flusso del tipo zinco-bromo che redox-vanadio. Per terminare, è doveroso citare un ulteriore punto critico delle batterie a flusso e cioè la stabilità chimica dell'elettrolita per come meglio discusso nel seguito di questo documento.

La previsione per il futuro delle batterie a flusso

La stabilità chimica dell'elettrolita è il fattore più critico da punto di vista tecnologico per le batterie a flusso; in previsione, tale criticità permarrà per molti anni ancora. Allo stesso tempo, non può essere escluso che l'innovazione industriale trovi soluzione alla stabilità dell'elettrolita anche nel breve periodo. Questo perché la stabilità a lungo termine dell'elettrolita è la chiave per una elevata longevità che, a sua volta, compensa il costo iniziale e i rischi di investimento. Di conseguenza, la stabilità chimica dell'elettrolita è un vivo ed importante campo di ricerca industriale. Proprio dalla ricerca industriale, si attende un miglioramento della conduttività della membrana delle celle dello stack e della cinetica degli elettrodi; questo miglioramento consentirebbe di ridurre le dimensioni delle batterie a flusso, un aumento della densità di energia fino a 117 Wh/litro [97], una riduzione dei tempi e dei costi di produzione, una maggiore durata [98]. In riferimento a ciò, è opportuno ricordare che le attuali batterie a flusso ibrido sono sistemi "acquosi": il principale solvente per le soluzioni elettrolitiche è l'acqua, i principali materiali elettrochimicamente attivi sono prodotti chimici inorganici. Le batterie acquose con materiali redox inorganici sono le più usate per applicazioni di accumulo stazionarie anche su larga scala. La ricerca oggi esplora valide alternative come, ad esempio, le batterie a flusso con acqua salata; queste batterie hanno potenzialmente un costo molto basso [99]. Altro esempio sono le batterie a flusso con materiali redox organici che offrono una migliore solubilità e stabilità nel processo redox e costi potenzialmente molto bassi [100] [101]. Ed ancora, la ricerca esplora batterie non acquose - che possono fornire valori di densità di energia maggiori rispetto alle batterie acquose – e batterie

a flusso redox del tipo "tutto organico". Queste ultime hanno il grande vantaggio di una ampia disponibilità di molecole e di abbondanti risorse naturali [102] [103] [104].

7.3 SWOT analysis

Le batterie a flusso sono una tecnologia utile per l'accumulo di energia elettrica in applicazioni fisse e su larga scala. Il punto di forza principale delle batterie a flusso è la scalabilità. Difatti un sistema di accumulo realizzato mediante questa tecnologia può, molto agevolmente, aumentare di scala in caso di necessità o disponibilità. Altri punti di forza sono un numero elevato di cicli di vita e materiali disponibili in abbondanza ed a basso costo. La principale debolezza delle batterie a flusso è il costo iniziale – CAPEX - poiché ritenuto elevato e non commisurato ai risparmi che ne conseguono. Se paragonate alle batterie Li-ion, le batterie a flusso hanno un rendimento per ciclo di lavoro decisamente inferiore e valori di densità di energia e potenza ancora più bassi. Oltre ai costi di acquisto ed installazione, anche i costi di riparazione e manutenzione – per pompe, sensori, attuatori e tubazioni - risultano elevati. Una ulteriore debolezza è l'assenza di codici e standard per la disciplina dei requisiti produttivi e prestazionali; ciò ha anche influenzato il mercato che, oggi, risulta poco sviluppato a livello globale e fortemente concentrato in poche zone geografiche. Una opportunità per le batterie a flusso proviene dal settore dei data centers. In tale ambio le batterie Li-ion stanno definitivamente soppiantando le batterie al piombo-acido nei gruppi di continuità (UPS). Allo stesso tempo, un certo interesse sta nascendo per le batterie a flusso poiché queste possono anche essere ricaricate, quasi istantaneamente, sostituendo i liquidi cioè anche in assenza di una fonte di energia elettrica. Altre opportunità provengono dalle normative ambientali e dal basso impatto sull'ambiente che le batterie a flusso apportano. La minaccia per le batterie a flusso sono le batterie a litio, sui fronti della tecnologia, del mercato e dello sviluppo.

PUNTI DI FORZA	***PUNTI DI DEBOLEZZA***
• Spiccata scalabilità; • Numero di cicli elevato; • Materiali abbondanti e a basso costo.	• Costo elevato; • Densità di potenza, densità di energia; • Standard assenti o quasi; • Mercato poco vasto.

OPPORTUNITA'	***MINACCE***
• Richiesta di accumulo nei data centers; • Normative ambientali.	• Batterie Li-ion.

Tabella 13 Analisi SWOT per le batterie a flusso

8. SUPERCAPACITORI

8.1 Descrizione attività e stato dell'arte

L'attività è finalizzata all'analisi delle criticità dell'impiego dei supercapacitori in relazione allo sviluppo e alla produzione di tecnologie per la realizzazione di sistemi di accumulo distribuito e di sistemi ibridi, nel contesto locale e per applicazioni stazionarie. In riferimento a ciò, l'attività introduce subito alla principale performance dei supercapacitori (la densità di energia) e al raffronto con le batterie agli ioni di litio; questo raffronto apre la discussione sui sistemi ibridi dove supercapacitori e batterie Li-ion compensano reciprocamente i rispettivi limiti. L'attività prosegue discutendo altre importanti performance, il tema della produzione dei supercapacitori, le pricnipali applicazioni. L'attività termina con la analisi SWOT.

Così come avviene per un condensatore, la capacità di un supercapacitore è direttamente proporzionale alla superfice degli elettrodi e alla permeabilità dielettrica dell'isolante tra i due elettrodi; allo stesso tempo, la capacità di un supercapacitore è inversamente proporzionale alla distanza tra gli elettrodi. L'energia accumulata in un supercapacitore è il prodotto tra la capacità ed il quadrato della tensione misurata ai suoi morsetti, diviso due. La differenza tra un supercapacitore ed un comune condensatore è il valore tipico di capacità. Nel caso di un supercapacitore gli elettrodi hanno un'ampia superficie, maggiore rispetto a quella dei condensatori, e la distanza tra essi è molto ristretta [105]. Un supercapacitore, quindi, ha una capacità estremamente più elevata rispetto ad un comune condensatore: la capacità di un supercapacitore è migliaia di Farad invece che micro o milli Farad [106]. Le armature dei supercapacitori sono solitamente avvolte così da ottenere una forma cilindrica; la società Maxwell, leader mondiale nella produzione di supercapacitori, ha inteso standardizzare il diametro dei supercapacitori al valore 60mm; ne consegue che l'altezza del supercapacitore dipende dal valore di capacità che si desidera conseguire. I supercapacitori immagazzinano energia elettrostatica, il funzionamento si basa sullo spostamento di sole cariche elettriche; diversamente dalle batterie agli ioni di litio, nessuna reazione chimica con spostamento di massa è attivata. Questo

differente modo di immagazzinare energia conferisce ai supercapacitori una pregiata caratteristica cioè una elevata densità di potenza; ne consegue che i tempi di scarica e di carica si riducono drasticamente fino all'ordine dei secondi [107]. Anche la particolare struttura a doppio strato del supercapacitore contribuisce alla ricarica ultra rapida del supercapacitore stesso rispetto alla tradizionale batteria agli ioni di litio [108]; questo grazie al minore valore di resistenza del resistore serie equivalente. Sebbene la pregiata caratteristica di una elevata densità di potenza, i supercapacitori sono comunemente criticati per la loro scarsa densità di energia. In questa critica, i supercapacitori sono posti a confronto con le batterie agli ioni di litio per la realizzazione di sistemi di accumulo di piccole o medie dimensioni; nel confronto i supercapacitori perdono senza margine di incertezza.

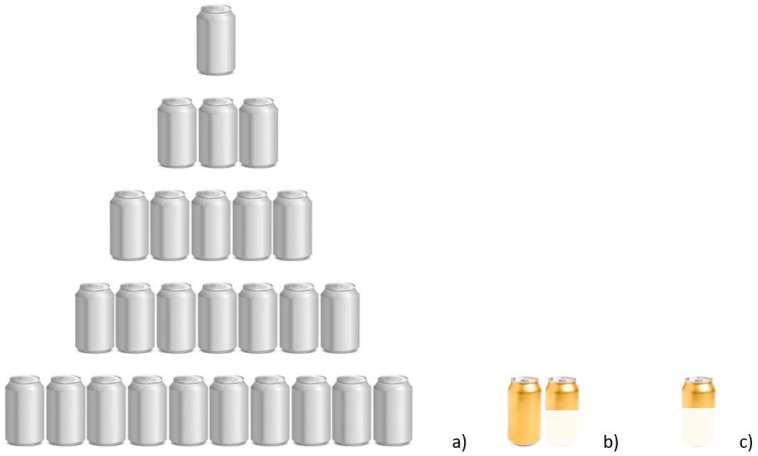

Figura 28 Sistema di accumulo di 100Wh realizzato con a) 26 lattine di supercapacitori, b) 1.44 lattine di LFP nella peggiore delle ipotesi e c) 0.51 lattine di LFP nella migliore delle ipotesi

8.2 Descrizione del sistema

La densità di energia dei supercapacitori in raffronto a quella delle batterie agli ioni di litio

Si consideri un supercapacitore grande quanto una classica lattina di alluminio con capienza 0.33 cl; questo supercapacitore pesa circa 600g, ha una capacità pari a circa 3400 F, ha una tensione massima di 2.85 V, ha una potenza nominale pari a 7250 W, ha una energia nominale pari a 3.84 Wh. Il rapporto tra l'energia e la massa, o tra l'energia ed il volume, restituisce una energia specifica pari a 6.4W h/kg o anche 11.63 Wh/L. Sulla base di questi dati, si calcola che un sistema di accumulo composto di soli supercapacitori e capace di

accumulare appena 100 Wh si compone di 26 lattine da 33 cl, occupa un volume pari a 8.58 litri, ha un peso pari a 15.6 kg, come mostrato in Fig. 28. Si consideri ora una batteria agli ioni di litio ferro-fosfato (LFP) grande quanto una lattina da 0.33 cl; nel peggiore dei casi questa batteria ha una energia specifica pari a 100 Wh/kg o 200 Wh/L mentre nella migliore delle ipotesi l'energia specifica è 300 Wh/kg o 600 Wh/L. Sulla base di questi dati, si calcola che un sistema di accumulo composto di sole batterie LFP e capace di fornire 100 Wh si compone di 1.51 lattine da 0.33 cl (volume 0.47 litri, peso 1 kg) nel peggiore di casi oppure di mezza lattina da 0.33 cl nella migliore dei casi, come mostrato in Fig. 28. Il rapporto tra i volumi dei sistemi di accumulo considerati è 1:18 nel primo caso e 1:51 nel secondo caso. Una conclusione è: un sistema di accumulo realizzato con soli supercapacitori è 18 volte o 51 volte più grande di un equivalente sistema realizzato con sole batterie LFP. Una ulteriore conclusione è: valori tanto scarsi di densità di energia causano enormi pesi e volumi anche per valori assai modesti di energia accumulata pertanto è, attualmente e tecnologicamente, preclusa ogni reale convenienza circa l'impiego dei supercapacitori in sistemi di accumulo per settori strategici come il settore residenziale e commerciale, ad eccezione di pochi e particolari casi. Preso atto che un supercapacitore da 0.33 cl perde nettamente il confronto con una batteria LFO da 0.33 cl in termini di densità di energia, è altrettanto vero che il supercapacitore vince decisamente il confronto in termini di densità di potenza. La potenza nominale di un supercapacitore è proporzionale al quadrato della tensione misurata ai suoi terminali ed al valore di resistenza del resistore equivalente serie (ESR) calcolato agli stessi terminali. Ne risulta che il supercapacitore da 0.33 cl ha una potenza di oltre 7000 W ed una corrente pari a circa 2800 A; al contrario, la batteria LFP da 0.33 cl ha una potenza sette volte più piccola, circa 1000 W, ed una corrente dieci volte più piccola, circa 270 A. Una conclusione è: a parità di potenza (o di corrente), un sistema di accumulo realizzato con soli supercapacitori è sette volte (o dieci volte) più piccolo rispetto ad un sistema di accumulo realizzato con sole batterie LFP.

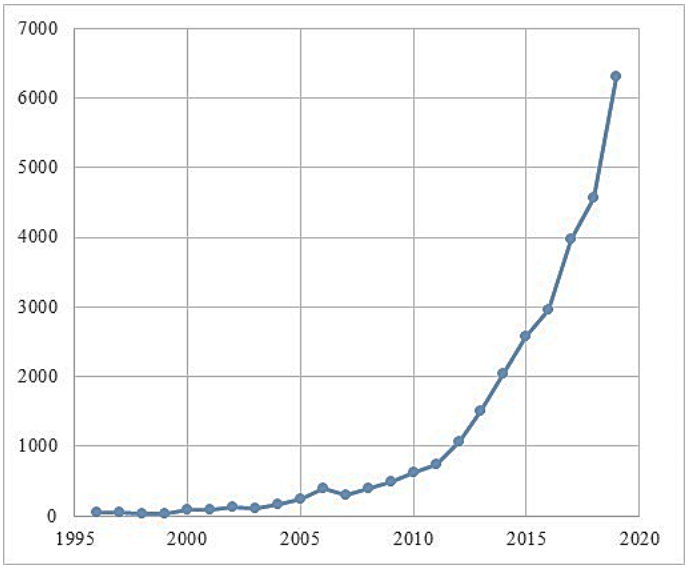

Figura 29 Pubblicazioni per parola chiave "supercapacitors"- FONTE [109]

8.3 Analisi delle criticità e punti di forza

La densità di energia dei supercapacitori nel prossimo futuro

Come facile intuire, la attuale ricerca industriale nel campo dei supercapacitori è fortemente concentrata nel trovare soluzioni innovative che ne incrementino la densità di energia. Quanto intensa sia l'attività di studio e ricerca circa i supercapacitori lo mostra chiaramente la Fig. 29 che illustra il trend esponenziale del numero di pubblicazioni scientifiche dal 1995 al 2020 per come alla piattaforma ScienceDirect. In tale contesto, I supercapacitori ibridi agli ioni di zinco raccolgono particolare interesse anche perché tali supercapacitori sono idonei alla realizzazione di dispositivi elettronici portabili e indossabili. Ad esempio, è in fase di studio un supercapacitore ibrido agli ioni di zinco con speciali catodi a base di carbonio con architettura porosa gerarchica; la capacità è ultraelevata (305 mAh/g), la densità di energia è elevata (118 Wh/kg) così come la densità di corrente (2 A/g) [110]. E' anche in fase di studio e sperimentazione un supercapacitore ibrido a ioni di zinco a stato solido che impiega un elettrolita di idrogel di polimeri naturali; la tensione è elevata e stabile (2.4 V), la densità di energia è alta (286 Wh/kg) così come la densità di potenza (220 W/kg) [111]. Un ulteriore supercapacitore detto "Internal asymmetric tandem supercapacitor" mostra elevata densità di energia per elevati valori di tensione (6.6 V); i materiali utilizzati per produrne il catodo e l'anodo impiegano film di nanotubi di carbonio. Questi dispositivi all-in-one hanno fatto misurare un'elevata capacità specifica (336.7 mF/cm2) e un'eccezionale densità di energia (2032.8 µWh/cm^2 o 118.2 mWh/cm^3) [112]. Infine, è in

fase di studio e sperimentazione un supercapacitore con elettrodi di grafene modificati per i quali è stato risolto il problema di *restacking* e della bassa conducibilità elettrica; tale supercapacitore ha un'altissima densità di energia (206 Wh/kg o 59.74 Wh/L) e una altissima densità di potenza (496 W/kg) [113].

	Supercapacitore	Batteria ioni di litio
Tensione, V	2.5	3.7
ESR, milliOhm	8	300
Densità di energia, J/cm^3	55	89
Corrente di dispersione, microA	100	58
Energia specifica, Wh/kg	1-10	10-100
Potenza specifica, W/kg	Fino a 10000	1000-3000
Efficienza, %	98	75-90
Ciclabilità	Fino a 2*10^7	Fino a 10^3
Vita, anni	10-15	5-10
Tempo di ricarica, minuti	2-6	120
Rischio di esplosione	No	Si
Necessità di convertitori DC-DC	Si	No

Tabella 14 Confronto delle performance tra supercapacitori e batterie agli ioni di litio

Oltre al già noto confronto tra densità di potenza e densità di energia, esistono altri parametri che consentono il giusto raffronto tra supercapacitori e batterie LFP. In riferimento a ciò, la Tab. 14 mostra quanto siano simili e complementari le caratteristiche di queste due tecnologie di accumulo [114]. Ad esempio, il valore di resistenza del resistore serie-equivalente di un supercapacitore è 37 volte più piccolo di quello di una batteria agli ioni di litio pertanto il primo si presta a tempi di ricarica mediamente 40 volte più brevi rispetto al secondo. Entrambe le tecnologie hanno tempi di autoscarica sufficientemente lunghi perché superiori ad un mese. I supercapacitori hanno una eccellente efficienza pari al 98% così da compensare la minore efficienza delle batterie agli ioni di litio che risulta non superiore al 90%. Stesso dicasi per i cicli di carica-scarica, nel caso delle batterie agli ioni di litio il massimo numero di cicli si ferma a 1000 mentre nei supercapacitori il massimo numero è 20000 (ventimila) volte superiore. Alcune di queste caratteristiche,

come il numero di cicli e la velocità di carica-scarica, sono descritte con maggiore dettaglio nelle sezioni seguenti. Da questi approfondimenti si conclude che, al momento, i supercapacitori hanno un fortissimo concorrente, cioè le batterie al litio, che ne impedisce la diffusione in moltissime applicazioni. Allo stesso tempo, questo fortissimo concorrente offre agli stessi supercapacitori una concreta opportunità di impiego poiché le rispettive carenze sono mutuamente compensate.

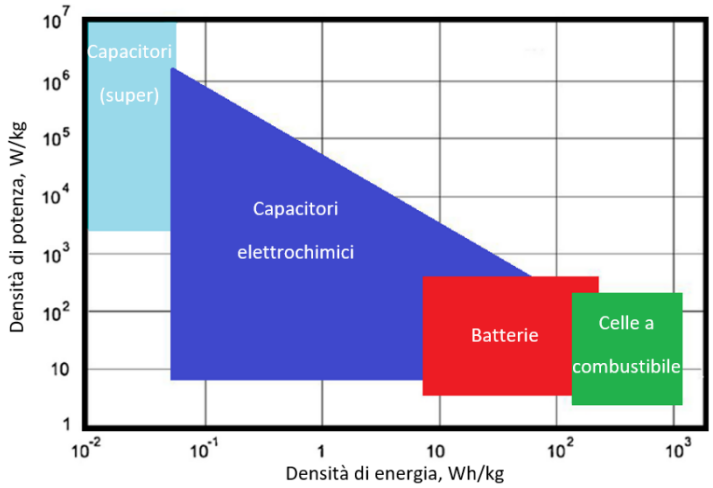

Figura 30 Tecnologie di accumulo nel rapporto tra densità di potenze e densità di energia. Fonte [115]

I supercapacitori e le batterie: soluzioni ibride di successo

I supercapacitori hanno una eccellente densità di potenza; ulteriore eccellente caratteristica è la scarsa necessità di manutenzione; queste due caratteristiche hanno determinato il diffuso impiego dei supercapacitori come dispositivo di accumulo per il controllo del passo delle turbine eoliche; si stima che nel 2015, il 20-30% delle turbine eoliche fosse munito di sistemi di controllo del pitch basati su supercapacitori [116]. Sempre in questo stesso ambito, i supercapacitori sono adottati con crescente trend al fine di mitigare l'intermittenza e gli effetti dovuti alle repentine variazione della potenza elettrica generata dalle turbina eoliche [117] [118] [119] [120]. Sebbene il trend positivo, non sembra essere questo un punto di svolta per una massiccia diffusione dei supercapacitori. È più probabile che la svolta avverrà allorquando il forte handicap della scarsa densità di energia dei supercapacitori sarà in qualche modo colmata. In riferimento a ciò, si consideri il piano densità-di-energia e densità-di-potenza come quello mostrato in Fig. 30; in tale piano, come già detto, i capacitori si distinguono rispetto alle più comuni tecnologie di accumulo per la eccellente densità di potenza. La Fig. 30 mostra che tale densità di potenza raggiunge valori fino a 10000 kW/kg (diecimila kW/kg) [121]. Allo stesso tempo, come già detto, i capacitori hanno una scarsissima

densità di energia, perfino inferiore a 0.1 Wh/kg. Le celle a combustibile mostrano una eccellente densità di energia ma valori scarsi di densità di potenza. Capacitori elettrochimici e batterie trovano una posizione di mezzo. I ricercatori sono costantemente alla ricerca di tecnologie che si collochino nella Fig. 31 quanto più in alto e a destra possibile; questa ricerca è viva ed è assai produttiva ma, al momento, i ricercatori affermano che non vi sono floride prospettive circa una tecnologia di accumulo abbia eccellente densità sia di potenza che di energia. Tuttavia, sistemi di accumulo che soddisfano entrambi questi requisiti già esistono e sono soluzioni ibride come, ad esempio, quelle ottenute dall'accoppiamento di supercapacitori e batterie. Potrebbe essere questa la chiave di successo per la massiccia diffusione dei supercapacitori, infatti molte soluzioni ibride sono già una eccellenza in svariate applicazioni nel settore dell'energia in generale e delle fonti energetiche rinnovabili in particolare [122]. Come dimostrato in letteratura [123], soluzioni ibride supercapacitori-batterie sono impiegate con successo al fine di mitigare le fluttuazioni della potenza generata dai sistemi di generazione distribuita in generale [124] o di uno specifico impianto fotovoltaico installato a terra e di potenza nominale oltre i 100 kW [125]. Allo stesso tempo, soluzioni ibride sono soluzioni di successo al fine di erogare i cosiddetti servizi di regolazione rapidi ed ultra rapidi alla rete elettrica [126], [127] oppure al fine di gestire le rapide fluttuazioni del carico in una microrete, eventualmente isolata, così da migliorarne la resilienza [128] [129] [130].

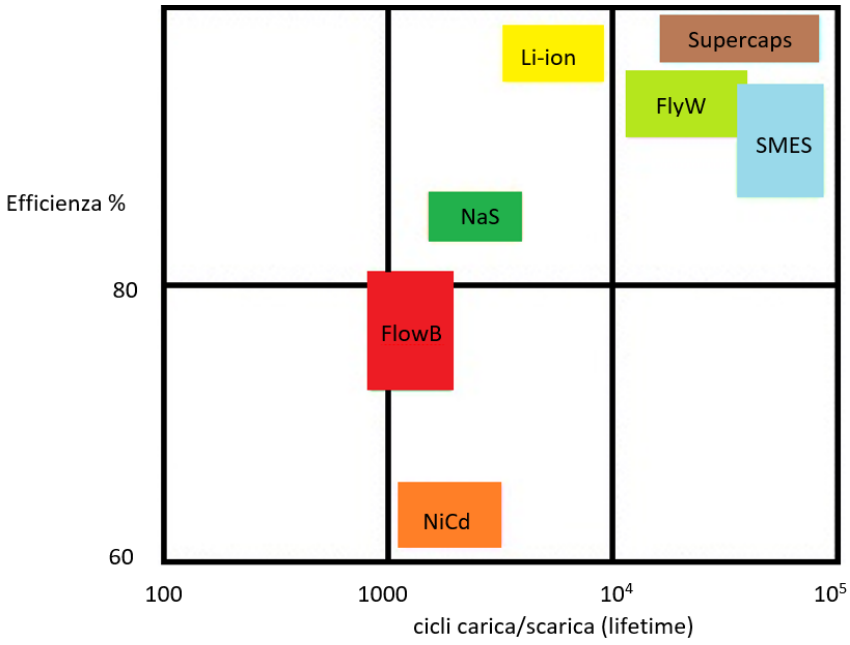

Figura 31 Tecnologie di accumulo nel rapporto tra efficienza e vita utile Fonte [131]

La velocità di carica e scarica dei supercapacitori

La velocità di carica e di scarica dei supercondensatori è un tema che è stato in parte già illustrato nel deliverable D1.3 [132]; tuttavia, in questo documento, il tema è brevemente ripreso ai fini della analisi dei punti di forza e debolezza della tecnologia di storage in esame. Infatti, è importante comprendere da cosa derivi questa importante caratteristica affinchè da avere maggiore consapevolezza nell'aplicare questa stessa tecnologia. Il tipico circuito elettrico equivalente di un supercapacitore è costituito dalla serie di un condensatore ideale C e di un resistore ideale R. Il resistore R è comunemente noto come resistore equivalente serie (equivalent series resistor, ESR) o resistore interno e la sua presenza è dovuta alla non idealità dei materiali. Come ben noto, ESR causa una caduta della tensione del supercapacitore ideale direttamente proporzionale alla corrente erogata e causa una perdita di potenza direttamente proporzionale al quadrato della correte erogata; in assenza di un opportuno raffreddamento, tale perdita di potenza può causare un aumento della temperatura di esercizio del supercapacitore reale e, di conseguenza, un invecchiamento precoce dello stesso supercapacitore. L'importanza di minimizzare il valore di resistenza del resistore ESR è, quindi, evidente.

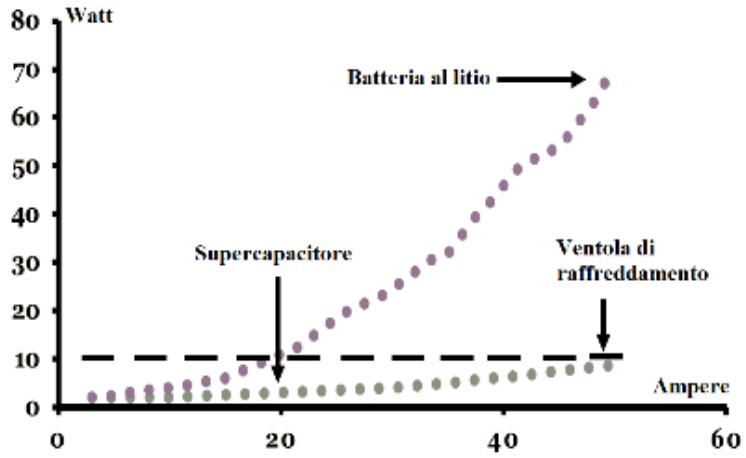

Figura 32 Perdite e corrente erogata – Fonte [133]

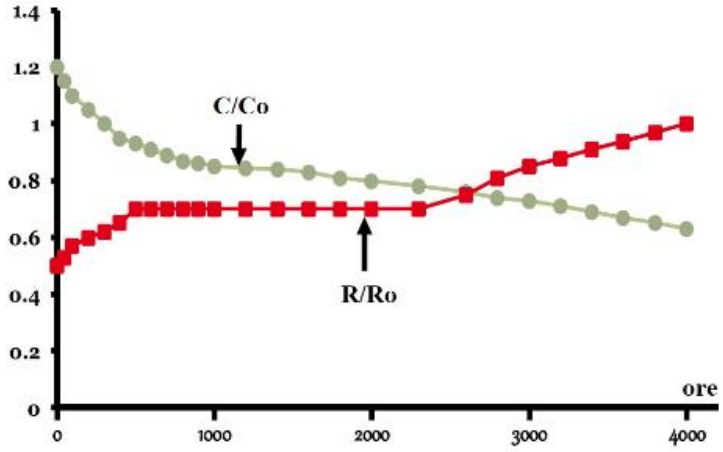

Figura 33 Rapporto R/R0 e CC0 in funzione delle ore di esercizio a temperatura controllata – [133]

In riferimento a ciò, la Fig. 32 mostra come varia la perdita di potenza di un supercapacitore e di una batteria agli ioni di litio in funzione della corrente erogata. La migliore performance del supercapacitore è evidente ed è da attribuire proprio al basso valore di ESR dei supercapacitori rispetto alle batterie elettrochimiche in generale. Oltre le minori perdite di potenza di funzionamento, un basso valore di ESR consente anche la possibilità di realizzare alimentatori per dispositivi elettronici più affidabili. Si consideri, ad esempio, un set di supercapacitori in combinazione con batterie agli ioni di litio così da realizzare un alimentatore. Un aumento del carico determina una maggiore corrente erogata e quindi una maggiore caduta di tensione sul resistore serie del circuito equivalente dell'alimentatore. Tale caduta di tensione può ridurre la tensione ai morsetti dell'alimentatore oltre il limite di tolleranza del carico; ciò non accade se l'alimentatore è provvisto di supercapacitori [134], [135]. Analoga osservazione vale per un aumento del carico repentino ovvero per

quelle applicazioni in cui è necessaria una elevata corrente di spunto; anche in questo caso un alimentatore provvisto di supercapacitori può sopperire alla domanda del carico anche in presenza di correnti brevi ma 10-20 volte maggiori del valore della corrente nominale [136]. Il basso valore di ESR consente anche di ricaricare i supercapacitori molto più velocemente di una batteria gli ioni di litio. Ad esempio, dispositivi elettronici per la persona o per applicazioni domestiche se muniti di supercapacitore con resistenza interna pari a 5-10 mΩ possono essere immediatamente ricaricati anche con correnti fino a 10A, dissipando appena 1 Watt. Valori analoghi di corrente per la ricarica di un equivalente dispositivo con batterie agli ioni di litio non sarebbero assolutamente possibili, pena la elevata probabilità di causare importanti incidenti [137]. In letteratura sono stati proposti modelli del supercapacitore sofisticati e completi così da descriverne il comportamento nelle varie applicazioni; alcuni modelli sono nel dominio del tempo e giungono a circuiti elettrici equivalenti in Fig RC [138], altri modelli sono nel dominio della frequenza [139], [140], [141] altri modelli ancora sono il frutto di impegnative indagini sperimentali per una migliore rappresentazione del fenomeno di diffusione della carica residua durante le fasi di carica/scarica e di riposo [142]. Il valore di ESR può essere misurato applicando diversi valori di tensione come, ad esempio, 5.0 V, 4.5 V, 3.5 V e 2.0 V, adottando così il nome di resistore Rp; la misura è eseguita anche per valori molto bassi di tensione, es. 100 mV, adottando così il nome di resistore R0. Unitamente a Rp e R0 sono misurati anche i valori di capacità cioè C e C0. Le misure sono eseguite facendo uso di comuni analizzatori di impedenza. Si consideri ad esempio il supercapacitore marca AVX modello SCMT22C505MRBA0 [143]. Questo supercapacitore è molto usato anche in combinazione con batterie secondarie al fine di fornire un tempo di backup prolungato ed una maggiore durata delle batterie per applicazioni che richiedono ripetutamente impulsi di potenza [144], [145] - come nel caso di UPS commerciali a supporto di processi produttivi critici industriali - o il recupero di energia. Il supercapacitore SCMT22C505MRBA0 è stato oggetto di studi approfonditi [146]; alimentato con una tensione pari a 4.5V, il supercapacitore è stato posto in un ambiente chiuso la cui temperatura era regolata al valore 85 °C. La Fig. 33 mostra il rapporto (C/Co) ed il rapporto (R/Ro) in funzione del numero di ore di funzionamento. Dopo 2600 ore di ininterrotto funzionamento, il valore di capacità di un congruo numero di supercapacitori si riduceva del 30%. È interessante notare che il valore dato dal rapporto RC/RoCo è quasi costante ed indipendente dal tempo; a parità di temperatura di esercizio, il valore di questa costante varia al variare dalla tensione applicata al supercapacitore. È anche importante notare che, dopo 2.600 ore di ininterrotto funzionamento a 85 °C, le performance del supercapacitore risultavano superiori o equivalenti a quelle di una batteria agli ioni di litio in termini di tensione di esercizio stabile, valori ESR più bassi, tempo di ricarica inferiore, migliore capacità di tollerare la massima corrente di picco.

Per ultimo, i supercapacitori già oggi in commercio possono funzionare in un ampio intervallo di temperature, da -40 °C a +60°C; pertanto, l'impiego dei supercapacitori è possibile in applicazioni dove l'impiego di batterie al litio non è praticabile. Infatti, la capacità dei supercapacitori rimane pressoché invariata quando misurata in corrispondenza di temperature ben al di sotto da quella ambiente: 164 F/g e182 F/g quando la temperatura è −100 °C e 60 °C, rispettivamente [147]. Analogamente, già esistono supercapacitori idonei a funzionare a temperaturature ben a di sopra di quella abiente: la capacità misurata a 200°C è ben 210 F/g [148].

La produzione dei supercapacitori: materiali, protocolli e passaggi

Il costo dei materiali per gli elettrodi e gli elettroliti è un fattore limitante, circa il 60-70% del costo di produzione di un supercapacitore è legato ai costi del materiale [149] e questi costi dipendono sia dalla disponibilità degli stessi materiali che dalla lavorazione. L'ossido di rutenio, ad esempio, è un materiale usato per gli elettrodi e nel 2018 aveva un costo pari a 7.638 €/kg [150]. Pertanto sono stati studiati materiali simili a costi contenuti ma che rappresentano un inconveniente significativo cioè la bassa conduttività ed il limitato range di tensione operativa e, di conseguenza, l'energia erogabile. Un'altra strada percorsa negli anni per limitare ed abbattere i costi dei supercapacitori è stata "riciclare". Esistono studi che hanno dimostrato la fattibilità tecnica di recuperare alcuni dei materiali utilizzati in un supercapacitore a doppio strato, recuperando con successo circa il 70% dell'elettrolita, il 59% del solvente e del materiale dell'elettrodo senza significativi cambiamenti strutturali [151]. Sono ancora in corso ulteriori studi per valutare appieno la fattibilità economica del recupero di materiali costosi e/o inquinanti dai supercapacitori. Il costo della materia prima non è il solo problema. Ad esempio, il grafene viene solitamente ottenuto dalla grafite (materia prima relativamente economica: 0.73 – 1.68 €/kg). Tuttavia, la trasformazione della grafite in grafene è ancora una voce di costo rilevante. Altro elemento importante di discussione è il protocollo per la produzione di supercapacitori. Come facilmente comprensibile, non sono disponibili in forma gratuita informazioni circa la produzione industriale di supercapacitori. Sono gratuitamente disponibili solo informazioni circa i principali passaggi di fabbricazione di comuni celle cilindriche per supercapacitori [152], [153] : 1) Pesatura dei materiali degli elettrodi; 2) Miscelazione del materiale attivo con le polveri additive conduttive, leganti e solventi organici; 3) Rivestimento dei collettori; 4) Essiccazione della lamina rivestita per evaporare i solventi utilizzati per produrre la sospensione; 5) Rotolazione; 6) Taglio; 7) Saldatura ad ultrasuoni dei cavi al collettore attuale; 8) Sandwiching una carta di separazione tra due elettrodi; 9) Avvolgimento del sandwich e immersione nell'elettrolita; 10) Inserimento della cella umida nella custodia, posizionamento di una guarnizione in gomma sui cavi, sigillatura della cella, passaggi eseguiti in atmosfera controllata e, nel caso di elettroliti organici, privi di umidità. Per quanto in merito alla produzione attuale

degli elettrodi dei supercapacitori, le informazioni di dominio pubblico riferiscono di un processo di sintesi in un solo passaggio, molto semplice e altamente desiderabile a causa del potenziale risparmio sui costi. La sintesi in un solo passaggio consente la produzione su larga scala di supercapacitori con densità di energia pari a 5 Wh/kg, densità di potenza pari a 2.2 kW/kg, conservazione della capacità del 93% dopo 10.000 (diecimila) cicli [154] oppure con densità di energia pari a 7 Wh/kg, densità di potenza pari a 8 kW/kg [155]. Questi risultati sono ben lontani dai migliori dispositivi segnalati dalla letteratura scientifica. Tuttavia, a causa della loro relativamente alta semplicità, il livello di prontezza della tecnologia potrebbe essere considerato più vicino alla maturità. Ad ogni modo, sono già noti metodi più complessi per produrre elettrodi di elevata performance, metodi che necessitano di processi di sintesi lunghi, complessi, a più fasi, più costosi e poco pratici per la produzione su larga scala. L'aumento delle prestazioni del supercapacitore in termini di ciclabilità e densità di energia e potenza è però notevole; ad esempio è stato fabbricato un supercapacitore a base di diossido di manganese e carbonio attivo con una densità di potenza di 22 kW/kg e una densità di energia pari a 50 Wh/kg circa [156]. Tuttavia, è doveroso sottolineare che l'economia dovuta alla singola fase di sintesi chimica non è sempre riconosciuta da tutti gli studiosi [157] difatti alcuni di essi sostengono che l'economia atomica cioè la minimizzazione dei prodotti di scarto sia un indicatore di scalabilità più importante rispetto all'economia della singola fase [158]. Il passaggio che è quasi sempre presente nella produzione di supercapacitori è il cosiddetto trattamento termico; tale trattamento aumenta la porosità e, di conseguenza, la superficie dell'elettrodo. Questo tipo di trattamento è tipicamente condotto in un forno ed è molto dispendioso in termini di tempo ed energia poiché un volume molto più grande del campione è riscaldato a temperature elevate da 300 a 1000 ° C che permangono per più di due ore [159], [160], [161]. Tra i diversi tentativi di trovare metodi alternativi, la ricottura laser sembra raggiungere risultati ancora migliori in termini di proprietà meccaniche ed elettriche rispetto alla ricottura termica convenzionale [162], [163] , [164].

I supercapacitori e gli aspetti ambientali

Per quanto noto, la produzione e l'impiego dei supercapacitori non sono origine di criticità in merito agli aspetti ambientali. I principali materiali per la produzione degli elettrodi dei supercapacitori sono l'alluminio ed il carbonio; questi due materiali sono abbondanti in natura e sono sicuri sia nel loro impiego sia nel processo di smaltimento. Anche la quantità di supercapacitori che deve essere smaltita quando a fine vita non è un elemento di preoccupazione poiché la sostituzione di supercapacitore è un evento raro a causa del suo lungo ciclo di vita; oltretutto, sono molte le opportunità di riutilizzare un supercapacitore sebbene a fine vita e ciò consente di evitare i costi dei processi per il riciclo dei materiali che lo compongono. Unica nota dolente è che il solvente più comunemente utilizzato per produrre l'elettrolita dei supercapacitori è

l'acetonitrile. Elettroliti non acquosi convenzionali, già utilizzati spesso nei supercapacitori in commercio, come i sali di tetraalchil-ammonio in acetonitrile o in carbonato di propilene, consentono di applicare potenziali di cella fino a 2.7 V mantenendo la ciclabilità di lunga durata. D'altro canto, l'acetonitrile è un materiale tossico ed infiammabile pertanto molti ricercatori sono impegnati alla scoperta di solventi alternativi anche per garantire maggiore stabilità elettrochimica, migliore potenza e prestazioni energetiche in un ampio intervallo di temperature [165]. Altra questione è il caso dei supercapacitori basati su nanotecnologie; i nanomateriali sono attualmente impiegati nella produzione una nuova generazione di supercapacitori con elevato potere specifico e elevate energia specifica. Allo stesso tempo, diversi sono gli studi circa le implicazioni ecologiche dei nanomateriali a base di carbonio e su come valutare l'impatto ambientale dei nanomateriali per l'intero ciclo di vita [166]. In tale contesto è stato pensato ed attuato il progetto ENERGY CAPS finanziato dall'UE per lo sviluppo di un supercapacitore ibrido sostenibile e sicuro, con elevata energia specifica e mantenimento di elevata potenza specifica e ciclabilità. I partner del progetto si sono concentrati proprio sulla riduzione dell'impatto ambientale ed hanno valutato la riciclabilità di tutti i componenti del dispositivo, valutando l'impatto ambientale sia dei processi di produzione che di riciclo. Uno dei più importanti risultati del progetto ENERGY CAPS è stata la definizione di un processo di produzione di supercapacitori che soddisfa tutti gli obblighi previsti dalla Direttiva UE sulle batterie e consente una efficienza di riciclo pari al 50% [167], [168].

Il mercato dei supercapacitori

Il mercato dei supercapacitori è un tema che è stato in parte già illustrato nel deliverable D1.2; tuttavia, in questo documento, il tema è brevemente ripreso ai fini della analisi dei punti di forza e debolezza della tecnologia di storage in esame. Questo perchè la attuale posizione sul mercato dei supercapacitori non è una posizione di rilievo, principalmente a causa di due punti di debolezza: costo elevato dei materiali e di produzione. L'attuale mercato dei supercapacitori è un mercato di nicchia all'interno dell'intero panorama dello stoccaggio di energia elettrica, con un piccolo numero di aziende manifatturiere dislocate principalmente negli Stati Uniti, in Cina e in Giappone. In Europa esistono poche aziende (Germania e Estonia). Il costo di produzione dei supercapacitore è molto diminuito negli anni, passando da 80 cUSD/F nel 1996 a 10 cUSD/F nel 2010 [169]; nel 2017/18, il costo di produzione è sceso fino a circa 2-3 cUSD/F. Nel 2018 i ricavi globali dovuti alla vendita di supercapacitori ammontavano a 1000 milioni di dollari; le principali società di consulenza prevedono un grande tasso di crescita per i prossimi anni e stimano un raddoppio dei ricavi entro il 2022 cioè un raddoppio dei ricavi in soli quattro anni. Questa è l'aspettativa per la sola ed attuale tecnologia dei supercapacitori a doppio strato; i miglioramenti periodici della tecnologia attuale e

l'introduzione di tecnologie innovative potrebbe sostenere una crescita del mercato con trend ancora migliori.

8.4 SWOT analysis

I supercapacitori sono una tecnologia abbastanza matura ma relativamente poco nota; le batterie agli ioni di litio sembrano essere una presenza asfissiante per i supercapacitori pertanto è opinione diffusa che, al momento, i supercapacitori non abbiano avuto un sufficiente numero di occasioni utili a mostrare in pieno le loro peculiarità ed i vantaggi del loro impiego.

Una criticità che li caratterizza è il fatto che sono assenti codici e standard per la disciplina dei requisiti produttivi e prestazionali.

Come riportato in Tab. 15, i punti di forza dei supercapacitori sono particolarmente facili da comprendere; i supercapacitori rappresentano una tecnologia altamente sicura con una eccellente densità di potenza, essi consentono processi di carica e scarica veloci o ultra rapidi, i cicli di vita sono teoricamente infiniti, non necessitano di manutenzione, non hanno alcun impatto ambientale di rilievo. Inoltre, i supercapacitori operano in un range di temperature ampio, molto più ampio rispetto alle batterie agli ioni di litio. Anche i punti di debolezza dei supercapacitori sono particolarmente facili da comprendere: la densità di energia è scarsa e ciò implica elevati volumi, pesi ed ingombri per sistemi di accumulo anche capacità assai ridotta; inoltre, il costo dei supercapacitori è molto elevato e il loro impiego richiede l'uso di convertitori elettronici. L'opportunità maggiore per i supercapacitori è la combinazione con le batterie agli ioni di litio per sistemi di accumulo di tipo ibrido dove le batterie agli ioni di litio assicurano la debita densità di energia mentre i supercapacitori la debita densità di potenza. Altre opportunità sono i costi (sebbene ancora elevati, sono in forte calo da anni), il mercato (si attende un raddoppio dei ricavi nel brevissimo periodo) ed il basso impatto ambientale. La minaccia ai supercapacitori è rappresentata da tecnologie concorrenti, in primis le batterie agli ioni di litio a stato solido.

PUNTI DI FORZA	***PUNTI DI DEBOLEZZA***
• Tecnologia sicura; • Densità di potenza elevata; • Carica e scarica veloce o ultra rapida; • Cicli di vita elevati; • Nessuna manutenzione; • Temperatura di impiego -100°C, +200°C.	• Densità di energia scarsa; • Costo elevato dei materiali e di produzione.

OPPORTUNITA'	***MINACCE***
• Combinazione con batterie Li-ion; • Costi in calo; • Raddoppio dei ricavi entro il 2022.	• Tecnologie concorrenti; • Batterie Li-ion a stato solido.

Tabella 15 Analisi SWOT per i supercapacitori

CONCLUSIONI

Gli obiettivi realizzativi dell'attività sopra descritta, si possono riassumere in due punti principali:

- analisi e verifica delle criticità connesse allo sviluppo ed alla produzione di tecnologie utili alla realizzazione di sistemi di accumulo distribuito, convenzionali e non, e sistemi ibridi quali le nanogrid;
- analisi delle criticità per la diffusione e utilizzo dei sistemi di accumulo distribuito mediante l'utilizzo della tecnologia abilitante quali le nanogrid con particolare attenzione alle possibile apllicazioni individuando la soluzione ottima a seconda delle tipologie di utenti.

Un aspetto importante della presente attività è stato ricoperto dall'analisi SWOT, mediante la quale è possibile individuare e valutare i punti di forza, le debolezze, le opportunità e le minacce per lo sviluppo e produzione di tecnologie utili alla realizzazione di sistemi di accumulo distribuito e sistemi ibridi.

A tale scopo sono state fornite delle matrici che riassumono i punti più importanti caratteristici dei sistemi di accumulo convenzionali e non, e della nanogrid; ciò è stato fatto costruendo un elenco utile alla pianificazione strategica e che consente di evidenziare nello stesso momento quali siano i fabbisogni e le strategie da adottare.

Inoltre, la matrice SWOT permetterà ai partner, che affronteranno le altre attività di progetto, di avere un chiaro quadro della situazione attuale, tenendo conto simultaneamente degli aspetti positivi e negativi del progetto.

Una criticità da tenere in considerazione è quella relativa alla tematica del recycling, ed è legata alla prospettiva del fine vita che assume particolare importanza in un'ottica di economia circolare e riduzione delle emissioni

Di seguito si riporta una tabella dei risultati ottenuti dall'analisi delle criticità relativamente ai sistemi ibridi ed a i vari sistemi di accumulo distribuito, convenzionale e non. Nello specifico sono stati analizzati:

- **Criticità tecnologia/processo produttivo** – rappresenta le criticità riscontrate nella realizzazione del sistema relativamente all'intera catena di produzione a partire dall'approvvigionamento dei materiali e tutto quanto necessario per giungere alla realizzazione del prodotto finito;
- **Criticità certificazione e normativa vigente** – sono le criticià riscontrare nella applicazione delle normative vigenti nel caso specifico (sistema ibrido, sistemi di accumulo distribuito);
- **Criticità nell'installazione** – criticità che si risocontrano nell'installazione dei dispositivi tenendo in considerazione tutte le prescrizioni normative e legislative dello specifico ambito applicativo;

- **Criticità nell'esercizio** – criticità nell'utilizzo del sistema, che possono comportare dei vincoli sul funzionamento ad esempio sul numero di ore utilizzabile o numero di cicli di carica/scarica etc;
- **Campo di applicazione** - limiti entro i quali il sistema considerato si deve sviluppare.

SISTEMA	Criticità tecnologia/processo produttivo	Criticità certificazione e normativa vigente	Criticità nell'installazione	Criticità nell'esercizio	Campo di applicazione
IBRIDO - NANOGRID	Tecnologia molto innovativa che comporta particolare attenzione al processo produttivo in quanto rappresenta una tecnologia che integra al suo interno diversi dispositivi presenti singolarmente sul mercato (ad esempio inverter fotovoltaico, convertitore per la gestione di un sistema di accumulo a litio etc…). Criticità nel processo produttivo relativo alla compatibilità elettromagnetica ed interferenze reciproche dei vari dispositivi integrati in un unico sistema ibrido. Gli attuali processi produttivi si focalizzano prevalentemente su singole soluzioni le quali singolarmente rispettano le prescrizioni normative sulle compatibilità elettromagnetica che può venir meno nel momento in cui	Installazione presso utente residenziale richiede il rispetto della normativa vigente sia in termici di marcatura CE (e quindi rispetto delle Direttive europee sui prodotti) e sia in termini di rispetto delle regole tecniche per la connessione di utenti attivi alla rete elettrica di distribuzione (ad esempio CEI 0-21).	Non si rileva alcuna criticità nell'installazione presso un utente residenziale, in quanto l'installazione del sistema ibrido e quindi della nanogrid è equivalente all'installazione di un normale inverter fotovoltaico (Indoor).	Non si rileva alcuna criticità nell'esercizio della nanogrid nonché un normale decadimento delle prestazioni come avviene nei normali dispositivi di conversione. Per il corretto esercizio dovranno essere rispettate delle prescrizioni minime (come ad esempio temperatura minima e massima etc..) come avviene per un classico inverter fotovoltaico il quale denota un decadimento delle prestazioni dopo 5 anni di funzionamento.	La nanogrid rappresenta la tecnologia abilitante per la diffusione e l'utilizzo dell'accumulo distribuito e quindi rappresenta la tecnologia da abbinare ai diversi sistemi di accumulo, convenzionali o non, che si decidono di utilizzare.

	tali dispositivi vengono integrati in un unico sistema.				
ACCUMULO BIODIESEL	Non si tratta di una tecnologia innovativa ma standard, che può essere comunque ottimizzata; i componenti sono disponibili sul mercato per cui non vi è una criticità di produzione. La criticità che si può riscontrare è relativa al Metanolo e alle sue implicazioni (ad es. rischio esplosione). Ulteriore criticità nella produzione è relativa al controllo termico, poiché si lavora a temperature dell'ordine dei 60°, e alla raccolta ed il trasporto della materia prima che potrebbe non risultare conveniente l'intero processo produttivo dal punto di vista del bilancio energetico.	L'installazione deve seguire la normativa Europea relativa agli impianti Chimici e rispettare i termini di marcatura CE.	L'installazione può avvenire in utenze più o meno grandi: si può avere criticità se si considerano condomini troppo piccoli poiché l'investimento è relativamente alto. È preferibile considerare utenze di quartiere. Altra criticità risiede nel tipo di struttura da utilizzare (metallica), che richiede parecchio spazio. Trattandosi di sistemi chimici, altra criticità è relativa alla sicurezza dell'uomo.	Affinché il sistema sia economicamente conveniente si può considerare il rapporto 1 l di olio su 0,8 l di Biodiesel, su un territorio ad esempio di 2000 abitanti. Si hanno criticità di esercizio per quello che riguarda le fasi di post trattamento e di recupero dei sottoprodotti. Altra criticità rilevante è relativa all'approvvigionamento del Metanolo.	Applicazioni in motori tipo gruppi elettrogeni con la possibilità di funzionare anche in modalità offgrid.
ACCUMULO IDROGENO	Si tratta di una tecnologia innovativa per certi versi: alcune filiere stanno prendendo piede rispetto ad altre. I sistemi che utilizzano basse temperature esistono già a livello commerciale mentre, per quelli che utilizzano	Vi è una criticità a livello normativo poiché non esiste una vera e propria legislazione, che sia definita in tutti gli ambiti. L'ambito automobilistico è favorito sotto questo aspetto, mentre quello stazionario no. Il	Non si rilevano criticità per le installazioni a livello residenziale, a meno che non ci si trovi in presenza di un sistema di accumulo di H2 in pressione: in tal caso, vi possono essere criticità e sono	Non vi sono criticità di esercizio; il funzionamento è a regime. Si può considerare un degrado delle performance (della cella) fin dai primi anni di	Behind the meter: *Peak Shaving, Load Following.*

	alte temperature, sono presenti pochi produttori e non esiste un vero e proprio prezzo di mercato; per le celle anche ad alta temperatura i prezzi sono attualmente alti (sicuramente è una barriera), per i sistemi di accumulo basati su celle a combustibile (a bassa o alta temperatura) effettivamente ci sono pochissime soluzioni disponibili sul mercato, soprattuto per applicazioni di piccola scala.	produttore certifica l'impianto sulla base di normative europee, comunque in fase di evoluzione.	richieste attenzioni particolari per l'installazione; l'unica attenzione è relativa alla sicurezza della persona. Si hanno diverse applicazioni, sia presso utenti che aziende elettriche. Ad esempio le celle di tipo SOFC si possono installare in edifici come scuole o residenze.	utilizzo, naturalmente non critico ma continuo (-1%/anno).	
ACCUMULO TERMICO	Le prestazioni complessive richieste dagli impianti ai sistemi di accumulo sono difficili da ottenere contemporaneamente, in quanto tale tecnologia comprende componenti di diversa tipologia. Inoltre, alcune tipologie di accumulo sono attualmente poco diffuse e per la maggior parte di natura sperimentale (sistemi a calore latente). Per i serbatoi di acqua calda sanitaria non si hanno criticità nel processo produttivo.	Installazione presso utente residenziale richiede il rispetto della normativa vigente.	Possibilità di utilizzo in impianti industriali, commerciali e domestici; attualmente non vi sono criticità nell'installazione.	Non si rilevano particolari criticità di esercizio; in particolare i sistemi a calore sensibile possono essere impiegati in ambito residenziale, applicazioni civili e industriali, lavorando sia con temperature basse che elevate.	Behind the meter: *Load Following, Peak shaving.* RER Integration: *RER Capacity Firming, Renewable Energy Time Shift, On Site Renewable Generation Shifting.*

ACCUMULO IDRICO	Sistema nel complesso innovativo che risulta costituito da più componenti tecnologiche consolidate. Dal punto di vista del sistema acquedottistico, del micro idrolettrico e delle FER non si evidenziano criticità rilevanti nel processo produttivo.	L'installazione e l'applicabilità a una grande varietà di contesti e realizzazioni impiantistiche (quartieri residenziali con edifici condominiali di grandi dimensioni, fabbricati di edilizia economica e popolare, hotel, villaggi turistici, etc.) richiede il rispetto della normativa vigente sia in termici di marcatura CE per le singole componenti del sistema (e, quindi, rispetto delle Direttive europee sui prodotti) che in termini di norme tecniche per le costruzioni.	Verificata l'applicabilità del sistema, dipendente dalla capacità di produzione elettrica da FER, dal salto potenziale e dalla portata fluente, non si riscontrano rilevanti criticità nelle fasi di installazione, se non dovute ai carichi piezometrici non uniformi.	Non si riscontrano criticità rilevanti per l'intero sistema se non una produzione elettrica minore in caso di ridotta richiesta idrica da parte delle utenze.	I sistemi idroelettrici di piccola taglia nella rete acquedottistica risultano applicabili a una elevata casistica di strutture residenziali e non, private e pubbliche. *RER Integration*: *RER Capacity Firming*
ACCUMULO CON BATTERIE A LITIO	Nella filiera di produzione dei raw materials ci sono criticità connesse alla sostenibilità e all'etica (ad esempio su mining di Li e Co)	Non si rilevano criticità di rilievo circa certificazione e normativa vigente.	Non si rilevano criticità nella installazione.	Non si rilevano criticità nell'esercizio.	Enhanced Frequency Response, Frequency Containment Reserve, Frequency Restoration Reserve, Energy Shifting & Load Leveling, autoconsumo residenziale, community Storage, Power Quality, Peak Shaving, Offgrid, Village Electrification.
ACCUMULO	La stabilità chimica dell'elettrolita è	Non si rilevano criticità circa	L'installazione è condizionata	Costi elevati per	Enhanced Frequency Response,

BATTERIE A FLUSSO	un vivo ed importante campo di ricerca industriale. Proprio dalla ricerca industriale, si attende un miglioramento della conduttività della membrana delle celle dello stack e della cinetica degli elettrodi.	certificazione e normativa vigente.	dai valori bassi di densità di potenza e di energia e la bassa efficienza che implicano sistemi di accumulo ingombranti e pesanti. Rischio di perdite di liquidi acidi.	riparazione e manutenzione. Impiego di pompe e sensori. Rischio di perdite di liquidi acidi.	Frequency Containment Reserve, Frequency Restoration Reserve, Energy Shifting, Load Leveling. Behind the meter: autoconsumo residenziale collettivo, Community Storage, Peak Shaving, Offgrid, Village Electrification.
ACCUMULO CON SUPERCAPACITORI	Non si rilevano ciricticità di rilevo nel processo produttivo.	Sono assenti codici e standard per la disciplina dei requisiti produttivi e prestazionali.	L'installazione è condizionata dai valori bassi di densità di energia.	Non si rilevano ciricticità di rilevo nell'esercizio.	Enhanced Frequency Response, Frequency Containment Reserve, Power quality, Peak shaving, UPS per datacenter.

Tabella 16 Criticità sistemi di accumulo distribuito e sistema ibrido

BIBLIOGRAFIA

[1] «Justo J. J., Mwasilu F., Lee J., Jung J. W., "AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 24, pp. 387-405, 2013».

[2] «Barone G., Brusco G., Burgio A., Menniti D., Pinnarelli A., Sorrentino N., "A power management and control strategy with grid-ancillary services for a microgrid based on DC Bus", International Review of Electrical Engineering (IREE), Vol. 9 (4), pp. 792-8».

[3] «D. Menniti, N. Sorrentino, A. Pinnarelli, G. Brusco, G. Barone, M. Motta, A. Burgio, "A Laboratory-Scale Prototype of a Smart User Network with DBS control" International Review of Electrical Engineering (IREE), 2018.».

[4] «https://www.ceinorme.it/it/news-main-it/1427-pubblicate-le-nuove-norme-cei-0-16-e-cei-0-21.html».

[5] « FAS –EU - https://ec.europa.eu/info/food-farming-fisheries/key-policies/common-agricultural-policy/income-support/cross-compliance/fas_en».

[6] «https://inforinnovabili.it/vantaggi-del-biodiesel/».

[7] «RAPPORTO STATISTICO GSE "Energia nel settore Trasporti 2017". Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. - Divisione Sviluppo Sostenibile, Direzione Sviluppo Unità Monitoraggio, Studi e Statistiche. https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%».

[8] «European Committee for Standardization. Standard EN 14214. Automotive fuels – fatty acid methyl ester (FAME) for diesel engines – requirements and test methods».

[9] «UNI EN ISO 14214».

[10] «Norma UNI EN ISO 14214».

[11] «https://www.cti2000.it/Bionett/BioNett_Biodiesel_ITA.pdf».

[12] «http://portale.regione.calabria.it».

[13] ComESto, «OR3 - A3.3 Analisi e sperimentazione in scala di laboratorio di un sistema di

stoccaggio di energia da impianto a fonte rinnovabile sotto forma di biodiesel ottenuto da olio esausto, ed individuazione della soluzione di interfaccia».

[14] «http://www.conoe.it/wp-content/uploads/2016/03/Il-contributo-di-Conoe-alla-Green-Economy-scaricato-da-Sviluppo-Sostenibile.pdf».

[15] «OR3: deriverable 3.1 – Analisi e sperimentazione in scala di laboratorio di tecnologie per l'accumulo di energia sotto forma di Idrogeno».

[16] «Marina Ronchetti, CELLE A COMBUSTIBILE - Stato di sviluppo e prospettive della tecnologia».

[17] « J. Larminie, A. Dicks, Fuel Cell Systems Explained, Wiley, 2003».

[18] «M. Noro, Celle a Combustibile, Tecnologia e Possibilità Applicative, Dario Flaccovio Editore, 2003».

[19] «M. Ronchetti, Celle a Combustibile, Stato di Sviluppo e Prospettive dellla Tecnologia, ENEA, 2008».

[20] «C. Berger, Handbook of Fuel Cell technology, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jearsey.».

[21] «B. Sorensen, Hydrogen and Fuel Cell, Engineering Technologies and Applications, Elsevier Academic Press, 2005».

[22] «RS23 – Proprietà e rischi dell'idrogeno, Linde - http://www.linde-gas.it/it/images/Proprietà%20e% 20rischi%20dell'idrogeno_tcm335-169742.pdf.».

[23] «Deliverable 3.5 - National Policy Paper (HyLaw) - https://www.hylaw.eu/sites/default/files/2019-03/Hy LAW_National%20policy%20Paper%20IT_eng.pdf».

[24] «https://www.energy.gov».

[25] «Lizana J, Chacartegui R, Barrios-Padura A, Valverde JM. Advances in thermal energy storage materials and their applications towards zero energy buildings: A critical review. Appl Energy 2017. doi:10.1016/j.apenergy.2017.06.008.».

[26] ComESto, «OR3 - A3.5 Definizione della soluzione ottimale di un aiatema di accumulo termico di energia elettrica prodotta da un IAFR».

[27] «AR 3.5 – Definizione della soluzione ottimale di un Sistema di accumulo termicodi energia elettrica prodotta da un IAFR».

[28] «Jordehi AR. Optimisation of demand response in electric power systems, a review. Renew Sustain Energy Rev 2019;103:308–19. doi:10.1016/j.rser.2018.12.054.».

[29] «Alva G, Lin Y, Fang G. An overview of thermal energy storage systems. Energy 2018. doi:10.1016/j.energy.2017.12.037.».

[30] ComESto, «OR3 - A3. 4 Analisi di fattibilità e definizione dell'architettura ottimale di un sistema ibrido di accumulo idrico ed elettrico».

[31] «Scrosati, B. and Garche, J. "Lithium batteries: status, prospects and future", Journal of Power Sources, vol. 195, no. 9, pp. 2419–2430, 2010. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2009.11.048».

[32] «Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y. and Ding, Y., "Progress in electrical energy storage system: A critical review", Progress in Natural Science, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2008. DOI: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014».

[33] «Khan, M., Swierczynski, M. and Kær, S. "Towards an Ultimate Battery Thermal Management System: A Review", Batteries, vol. 3, no. 1, p. 9. DOI: 10.3390/batteries3010009».

[34] «Renewables and Electricity Storage. A technology roadmap for REmap 2030, International Renewable Energy Agency, IRENA, 2015».

[35] «Albright, G. and Al-Hallaj, S. "Making lithium-ion safe through thermal management" AllCell Technologies, 2012. Online: http://www.battcon.com».

[36] «Dahn, J., Fuller, E., Obrovac, M. and Vonsacken, U. "Thermal stability of LixCoO2, LixNiO2 and λ-MnO2 and consequences for the safety of Li-ion cells", Solid State Ionics, vol. 69, no. 3–4, pp. 265–270. DOI: 10.1016/0167-2738(94)90415-4.».

[37] «Yabuuchi, N. and Ohzuku, T.,"Novel lithium insertion material of LiCo1/3Ni1/3Mn1/3O2 for advanced lithium-ion batteries", Journal of Power Sources, vol. 119–121, pp. 171–174, 2003. DOI: 10.1016/S0378-7753(03)00173-3.».

[38] «Thackeray, M., "Spinel Electrodes for Lithium Batteries", Journal of the American Ceramic Society, vol. 82, no. 12, pp. 3347–3354, 2004. DOI: 10.1111/j.1151-2916.1999.tb02250.x.».

[39] «Chen, C. H., Liu, J., Stoll, M. E., Henriksen, G., Vissers, D. R. and Amine, K., "Aluminum-doped lithium nickel cobalt oxide electrodes for high-power lithium-ion batteries", Journal of Power Sources, vol. 128, no. 2, pp. 278–285, 2004. DOI: 10.1016/j.jpo».

[40] «Krause, L. J., Jensen, L. D. and Chevrier, V. L., "Measurement of Li-Ion Battery Electrolyte Stability by Electrochemical Calorimetry", Journal of The Electrochemical Society, vol. 164, no. 4, pp. A889–A896, 2017. DOI: 10.1149/2.1651704jes.».

[41] «Downie, L. E., Hyatt, S. R. and Dahn, J. R. "The Impact of Electrolyte Composition on Parasitic Reactions in Lithium Ion Cells Charged to 4.7 V Determined Using Isothermal Microcalorimetry", Journal of The Electrochemical Society, vol. 163, no. 2, pp. A35».

[42] «Stan, A.-I., Swierczynski, M., Stroe, D.-I., Teodorescu, R. and Andreasen, S. J. (2014) "Lithium ion battery chemistries from renewable energy storage to automotive and back-up power applications — An overview", IEEE, pp. 713–720. DOI: 10.1109/OPTIM.2014.».

[43] «Kosova, N. V. and Podgornova, O. A., "Supervalent doping of LiFePO4 for enhanced electrochemical performance", Chimica Techno Acta, vol. 2, no. 4, pp. 326–342, 2015. DOI: 10.15826/chimtech.2015.2.4.030.».

[44] «Su, W., Xu, K., Zhong, G., Wei, Z., Wang, C. and Meng, Y. (2017) "Enhanced Electrochemical Performance of LiFePO4 as Cathode for Lithium Ion Battery by Codoping with Titanium and Nitrogen", International Journal of Electrochemical Science, pp. 6930–6939,».

[45] «Scrosati, B. and Garche, J. (2010) "Lithium batteries: status, prospects and future", Journal of Power Sources, vol. 195, no. 9, pp. 2419–2430, 2010. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2009.11.048.».

[46] «Bruce, P. G., Scrosati, B. and Tarascon, J.-M. (2008) "Nanomaterials for Rechargeable Lithium Batteries", Angewandte Chemie International Edition, vol. 47, no. 16, pp. 2930–2946, 2008. DOI: 10.1002/anie.200702505.».

[47] «Soto, F. A., Ma, Y., Martinez de la Hoz, J. M., Seminario, J. M. and Balbuena, P. B., "Formation and Growth Mechanisms of Solid-Electrolyte Interphase Layers in Rechargeable Batteries", Chemistry of Materials, vol. 27, no. 23, pp. 7990–8000, 2015. DOI: 10».

[48] «Chen, Z., Belharouak, I., Sun, Y.-K. and Amine, K., "Titanium-Based Anode Materials for Safe Lithium-Ion Batteries", Advanced Functional Materials, vol. 23, no. 8, pp. 959–969, 2013. DOI:

10.1002/adfm.201200698.».

[49] «IRENA, 2017».

[50] «A. Berrueta J. et al, "Influence of the Aging Model of Lithium-Ion Batteries on the Management of PV Self-Consumption Systems," 2018 IEEE EEEIC, pp. 1-5, 2018. DOI: 10.1109/EEEIC.2018.8493778».

[51] «K. Zaghib et al, "Aging of LiFePO4 upon exposure to H2O, Journal of Power Sources, Volume 185, Issue 2, 2008. DOI:10.1016/j.jpowsour.2008.08.028».

[52] «M. L. Bacci et al, "Aging models for high capacity LiFePO4 cells," EETA Int. Conf., Torino, 2017. DOI: 10.23919/EETA.2017.7993212».

[53] «Leng F. et al, "Effect of Temperature on the Aging rate of Li Ion Battery Operating above Room Temperature", Scientific Reports, vol. 5, no. 1. DOI: 10.1038/srep12967».

[54] «Lawson B., "Battery Life and How To Improve It, 2017. Online: http://www.mpoweruk.com/life.htm».

[55] «Wang C. et al, "Lithium-ion battery structure that self-heats at low temperatures", Nature, vol. 529, no. 7587, pp. 515–518, 2016. DOI: 10.1038/nature16502.».

[56] «Bloomberg, 2019».

[57] «Feldman, D., Margolis, R., Denholm, P. and Stekli, J., "Exploring the Potential Competitiveness of Utility-Scale Photovoltaics plus Batteries with Concentrating Solar Power 2015–2030, U.S. Dept. of Energy, 2016. DOI: 10.2172/1321487».

[58] «Schmidt, M., "Rohstoffrisikobewertung Lithium", 2017. Available at https://www.deutsche-rohstoffagentur.de».

[59] «Electricity storage and renewables: costs and market to 2030, IRENA, pag. 63, 2017. WWW.irena.org».

[60] «Müller, M et al, "Evaluation of grid-level adaptability for stationary battery energy storage system applications in Europe", Journal of Energy Storage, vol. 9, pp. 1–11, 2017. DOI: 10.1016/j. est.2016.11.005.».

[61] ComESto, «OR1 - A1.2 Analisi delle potenzialità di mercato italiano, europeo e internazionale

per le tecnologie destinate alla realizzazione di sistemi di accumulo distribuito e di sistemi ibridi».

[62] «Battery Price Survey, Bloomberg NEF, 2018.».

[63] «The world production capacity of lithium batteries has exploded, Enerkeep, 2016. http://enerkeep.com/».

[64] « "Lithium: Powering a Global Revolution", Stratfor Press, 2018».

[65] «"China's global power play", Atlantic Council Press, 2019».

[66] «Ionic Materials Inc, https://ionicmaterials.com/».

[67] «"Scientists take step toward safer batteries by trimming lithium branches", Shinshu University. Online: https://phys.org/news/2018-02-scientists-safer-batteries-trimming-lithium.html».

[68] « M. Shimizu et al, "Suppressing the effect of lithium dendritic growth by the addition of magnesium" Phys. Chem. Chem. Phys., 2018. DOI:10.1039/C7CP06057B».

[69] «Petibon, R. et al, "Electrolyte System for High Voltage Li-Ion Cells', Journal of The Electrochemical Society", vol. 163, no. 13, 2016. DOI: 10.1149/2.0321613jes.».

[70] «Casimir, A. et al "Silicon-based anodes for lithium-ion batteries: Effectiveness of materials synthesis and electrode preparation", Nano Energy, vol. 27, pp. 359–376, 2016. DOI: 10.1016/j.nanoen.2016.07.023.».

[71] «Saulnier, M. et al"Manganese dissolution in lithium-ion positive electrode materials', Solid State Ionics, vol. 294, pp. 1–5, 2016. DOI: 10.1016/j.ssi.2016.06.007.».

[72] «Kim, E.-Y., Lee, B.-R., Yun, G., Oh, E.-S. and Lee, H., "Effects of binder content on manganese dissolution and electrochemical performances of spinel lithium manganese oxide cathodes for lithium ion batteries", Current Applied Physics, vol. 15, no. 4, pp».

[73] «Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030, IRENA, 2017, pag. 63. Disponibile online: www.irena.org.».

[74] «EU Network Code on System Operation, articles 3».

[75] «Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030, IRENA, 2017, pag. 86.

Disponibile online: www.irena.org».

[76] «H. Giess, "Evaluation of lead-acid valve-regulated (AGM) cells for frequency regulation duty in electrical power grids", 18th Asian Battery Conference, 2019».

[77] «Energy Storage Technologies and Application, IntechOpen, 2016».

[78] «Electricity storage and renewables: Costs and market to 2030, IRENA, pag. 86, 2017».

[79] «IntechOpen, 2016».

[80] «Li, L. et al, "A Stable Vanadium Redox-Flow Battery with High Energy Density for Large-Scale Energy Storage', Advanced Energy Materials, 2011. DOI: 10.1002/aenm.201100008».

[81] «Electrical Energy Storage, International Electrotechnical Commission (IEC), 2011».

[82] «Nguyen and Savinell, "Flow Batteries", Electrochem. Soc. Interface, vol. 19, no. 3, 2010».

[83] «Linden and Reddy, Handbook of Batteries, McGraw-Hill, 2002».

[84] «Skyllas-Kazacos, M. et al, "Progress in Flow Battery Research and Development", Journal of The Electrochemical Society, vol. 158, 2011. DOI: 10.1149/1.3599565».

[85] «Nguyen, T. and Savinell, R. F., "Flow Batteries", Electrochem. Soc. Interface, vol. 19, no. 3, 2010».

[86] «IRENA, Noack et al, 2016».

[87] «Minke C. et al, "Techno-economic assessment of novel vanadium redox flow batteries with large-area cells", Journal of Power Sources, vol. 361, pp. 105–114, 2017. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2017.06.066.».

[88] «Noack J. et al, "Techno-Economic Modeling and Analysis of Redox Flow Battery Systems", Energies, vol. 9, no. 8, 2016. DOI: 10.3390/en9080627».

[89] «Moore M. et al, "A Comparison of the Capital Costs of a Vanadium Redox-Flow Battery and a Regenerative Hydrogen-Vanadium Fuel Cell", Journal of Advanced Chemical Engineering, 2015. DOI: 10.4172/2090-4568.1000140».

[90] «Viswanathan V. et al, "Cost and performance model for redox flow batteries", Journal of Power Sources, vol. 247, 2014. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2012.12.023.».

[91] «Darling R. M. et al,"Pathways to low-cost electrochemical energy storage: a comparison of

aqueous and nonaqueous flow batteries", Energy Environ. Sci., vol. 7, 2014. DOI: 10.1039/C4EE02158D.».

[92] «UniEnergy Technologies – UET - Press, 2017».

[93] «Whittingham, M. S. "History, Evolution, and Future Status of Energy Storage", Proceedings of the IEEE, vol. 100, 2012. DOI: 10.1109/JPROC.2012.2190170.».

[94] «G. Fuchs et al, "Technology Overview on Electricity Storage", ISEA, 2012. Online: https://www.sefep.eu/».

[95] «Nguyen T. et al, "Flow Batteries", Electrochem. Soc. Interface, vol. 19, no. 3, 2010».

[96] «Linden D. et al, Handbook of Batteries, 3rd, McGraw-Hill, 2002».

[97] «Huskinson B. et al, "A metal-free organic–inorganic aqueous flow battery", Nature, vol. 505, no. 7482, pp. 195–198, 2014. DOI: 10.1038/nature12909.».

[98] «Janoschka T. et al, "An aqueous, polymer-based redox-flow battery using non-corrosive, safe, and low-cost materials", Nature, vol. 527, no. 7576, pp. 78–81, 2015. DOI: 10.1038/nature15746.».

[99] «Energati, "German redox flow battery - a game changer for energy storage?", Energy Management, 2017».

[100] «Yang, B. et al, "An Inexpensive Aqueous Flow Battery for Large-Scale Electrical Energy Storage Based on Water-Soluble Organic Redox Couples", Journal of the Electrochemical Society, vol. 161, no. 9, 2014. DOI: 10.1149/2.1001409jes.».

[101] «Huskinson B. et al, "A metal-free organic–inorganic aqueous flow battery", Nature, vol. 505, no. 7482, 2014. DOI: 10.1038/nature12909.».

[102] «Li B. et al, "Progress and directions in low-cost redox flow batteries for large-scale energy storage", National Science Review, p. 098, 2017. DOI: 10.1093/nsr/nww098».

[103] «Wei X. et al, "Towards High-Performance Nonaqueous Redox Flow Electrolyte Via Ionic Modification of Active Species", Advanced Energy Materials, vol. 5, no. 1, 2015. DOI: 10.1002/aenm.201400678.».

[104] «Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030, IRENA, pag. 86, 2017.

Disponibile online: www.irena.org.».

[105] «J. Sha J. et al, "Capacitor current feedback pulse train control technique for switching DC-DC converters", Electron. Lett., 2014».

[106] «A. Berrueta A. et al, " Supercapacitors: electrical characteristics, modeling, applications, and future trends", IEEE Access, 2019».

[107] «Abate G. et al, Supercapacitor for future energy storage, SpringerLink, 2019».

[108] «Ibrahim H. et al, "Energy storage systems—Characteristics and comparisons", Renew. Sustain. Energy Rev., 2008».

[109] «www.sciencedirect.com».

[110] «Peyfeng Y. et al, "Achieving high-energy-density and ultra-stable zinc-ion hybrid supercapacitors by engineering hierarchical porous carbon architecture", Electrochimica Acta, Volume 327, 2019».

[111] «Lu H. et al, "A flexible, high-voltage and safe zwitterionic natural polymer hydrogel electrolyte for high-energy-density zinc-ion hybrid supercapacitor", Chemical Engineering Journal, 2019».

[112] «Zhenyu Z. et al, "Achieving ultrahigh-energy-density in flexible and lightweight all-solid-state internal asymmetric tandem 6.6 V all-in-one supercapacitors", Energy Storage Materials, Volume 25, 2020».

[113] « Rani J.R. et al, "An Ultra-High-Energy Density Supercapacitor; Fabrication Based on Thiol-functionalized Graphene Oxide Scrolls", Nanomaterials 2019».

[114] «Satpathy S. et al, "How and where to use super-capacitors effectively, an integration of review of past and new characterization works on super-capacitors", Journal of Energy Storage, 2020. DOI: https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101044».

[115] «Maxweel, 2019».

[116] «Werkstetter S., ''Ultracapacitor usage in wind turbine pitch control sys-tems,'' Maxwell Technol., San Diego, CA, USA, Tech. Rep. 3000722,2015».

[117] «Ren G. et al, ''Overview of wind power intermittency: Impacts, measurements, and

mitigation solutions,''Appl.Energy, vol. 204, 2017».

[118] «Qu H., ''Constant power control of DFIG wind turbines with supercapacitor energy storage,''IEEE Trans. Ind. Appl., 2011».

[119] «Kenan M. et al, "Transient modeling and analysis of a DFIG based wind farm with supercapacitor energy storage", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2016».

[120] «Bensmaine O. et al, ''LMI approach of state-feedback controller design for a STATCOM-supercapacitors energy storage system associated with a wind generation", Energy Convers. Manage., 2015.».

[121] «Hall P. et al, "Energy-storage technologies and electricity generation", Energy Policy, 2008. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.037».

[122] «Berrueta A. et al, "Supercapacitors: electrical characteristics, modeling, applications, and future trends", IEEE Access 7, 2019».

[123] « Hajiaghasi S. et al, "Hybrid energy storage system for microgrids applications: a review", J. Energy Storage, 2019».

[124] « Pegueroles-Queralt F. et al, ''A power smoothing system based on supercapacitors for renewable distributed generation,''IEEE Trans. Ind. Electron., 2015».

[125] « Roy P. et al, "Investigations into best cost battery supercapacitor hybrid energy storage system for a utility scale PV array", J. Energy Storage, 2019».

[126] « Kin V. et al, ''Design and management of battery-supercapacitor hybrid electrical energy storage systems for regulation services'', IEEE Trans. Multi-Scale Comput. Syst., 2017».

[127] « Akram M. et al, ''A coordinated frequency regulation frame-work based on hybrid battery-ultracapacitor energy storage technologies", IEEE Access, 2018».

[128] « Camblong S. et al, ''Design of aSOFC/GT/SCs hybrid power system to supply a rural isolated microgrid', Energy Convers. Manage., 2016».

[129] « Habib H. et al, ''Utilization of supercapacitors in protection schemes for resiliency against communication outages: A case study on size and cost optimization", IEEE Trans. Ind. Appl.,

2018».

[130] «Wen S. et al, "Energy management and coor-dinated control strategy of PV/HESS AC microgrid during Islandedoperation", IEEE Access, 2019».

[131] «Maxwell, 2019».

[132] ComESto, «OR1 - A1.3 Classificazione e individuazione dei sistemi di accumulo utilizzabili in funzione delle applicazioni e dei contesti nei quali possono essere utilmente impiegati».

[133] «Ibanez F.M. et al, IEEE press, 2018».

[134] «Ibanez F.M. et al, "Extending the autonomy of a battery for electric motorcycles", IEEE Trans. Veh. Technol., 2019».

[135] «Arbabzadeh M. et al, "Green principles for responsible battery management in mobile applications", J. Energy Storage, 2019».

[136] « Han X. et al, "A review on the key issues of the lithium ion battery degradation among the whole life cycle", eTransportation, 2019».

[137] «"The Hazards due to lithium batteries", Office of the Vice Provost of Research, Univerisity of Tufts, 2018».

[138] «Sedlakova V. et al, "Supercapacitor equivalent electrical circuit model based on charges redistribution by diffusion", Journal of Power Sources, 2015. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2015.03.122».

[139] «Lajnef W. et al, "Characterization methods and modelling of ultracapacitors for use as peak power sources", Journal of Power Sources, 2007DOI: 10.1016/j.jpowsour.2007.02.049».

[140] «Musolino V. et al, "New Full-Frequency-Range Supercapacitor Model With Easy Identification Procedure", IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2013. DOI: 10.1109/TIE.2012.2187412».

[141] «Gualous H. et al, "Experimental study of supercapacitor serial resistance and capacitance variations with temperature", Journal of Power Sources, 2003. DOI: 10.1016/S0378-7753(03)00527-5».

[142] «Sedlakova V. et al, "Supercapacitor equivalent electrical circuit model based on charges

redistribution by diffusion", Journal of Power Sources, 2015. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2015.03.122.».

[143] «Supercaps mod. AVX-SCM-1018838, manifacturer AVX Corporation, South Carolina, USA».

[144] «Saranya S. et al, "Optimal size allocation of superconducting magnetic energy storage system-based unit commitment", J. Energy Storage, 2018».

[145] «He X. et al, "Efficient preparation of biomass-based mesoporous carbons for supercapacitors with both high energy density and high-power density", J. Power Sources, 2013».

[146] «Satpathy S. et al, "How and where to use super-capacitors effectively, an integration of review of past and new characterization works on super-capacitors", Journal of Energy Storage, 2020».

[147] « Xu J. et al, "Temperature-independent capacitance of carbon-based supercapacitor from −100 to 60 °C", Energy Storage Materials, 2019».

[148] « Hibino T. et al, "High-temperature supercapacitor with a proton-conducting metal pyrophosphate electrolyte", Sci Rep, 2015. DOI: 10.1038/srep07903».

[149] « Dura H. et al, "Cost analysis of supercapacitor cell production", ICCEP 2013. DOI: 10.1109/ICCEP.2013.6586902».

[150] « Ruthenium Prices and Ruthenium Price Charts, InvestmentMine. http://www.infomine.com/investment/metal-prices/ruthenium/».

[151] « Vermisoglou E.C. et al, "Recycling of typical supercapacitor materials", Waste Manag. Res., 2016. DOI: 10.1177/0734242X15625373».

[152] « Ajina A., "Statistical optimization of supercapacitor pilot plant manufacturing and process scale-up", University of Nottingham, 2015».

[153] « Pandolfo T. "General Properties of Electrochemical Capacitors", Supercapacitors Mater. Syst. Appl., 2013. DOI: 10.1002/9783527646661».

[154] « Yuan W. et al, "One-step synthesis of 2Dlayered carbon wrapped transition metal nitrides from transition metal carbides (MXenes) for supercapacitors with ultrahigh cycling stability", Chem. Commun., 2018. DOI: 10.1039/c7cc09017j».

[155] «Mohamed S.G. et al, "One-step synthesis of hollow C-NiCo2S4 nanostructures for high-performance supercapacitor electrodes", Nanoscale, 2018».

[156] «Zou W.Y. et al, "Supercapacitive properties of hybrid films of manganese dioxide and polyaniline based on active carbon in organic electrolyte", J. Power Sources, 2010. DOI: 10. 1016/j.jpowsour.2010.05.020».

[157] «Peplow M., "One small step... : Disagreements over the definition of a chemical step underlie much broader questions", Chem. World - R. Soc. Chem., 2017».

[158] «Newhouse T. et al, "The economies of synthesis", Chem. Soc. Rev., 2009. DOI: 10.1039/b821200g».

[159] « Lokhande C.D. et al, "Metal oxide thin film based supercapacitors", Curr. Appl. Phys., 2011».

[160] «Palneedi H. et al, "Laser irradiation of metal oxide films and nanostructures: applications and advances", Adv. Mater., 2018».

[161] « Queraltó A. et al, "Ultrafast epitaxial growth of functional oxide thin films by pulsed laser annealing of chemical solutions", Chem. Mater., 2016».

[162] « Yeo J. et al, "Flexible supercapacitor fabrication by room temperature rapid laser processing of roll-to-roll printed metal nanoparticle ink for wearable electronics application", J. Power Sources., 2014».

[163] « Brousse V. et al, "Laser-scribed Ru organometallic complex for the preparation of RuO2 micro-supercapacitor electrodes on flexible substrate", Electrochim. Acta., 2018».

[164] « Ye R. et al, "Laser-Induced Graphene", 2018. DOI: 10. 1021/acs.accounts.8b00084».

[165] « Jänes A. et al, "Organic carbonate–organic ester-based non-aqueous electrolytes for electrical double layer capacitors", Electrochem. Commun., 2005.».

[166] « Weil M. et al, "Ecological assessment of nano-enabled supercapacitors for automotive applications", Materials science and engineering, 2012».

[167] « "Clean and green supercapacitors for energy efficiency and transport applications", Energy Caps project, 2015».

[168] « Jänes A. et al, "Use of organic esters as co-solvents for electrical double layer capacitors

with low temperature performance", J. Electroanal. Chem., 2006».

[169] « Dura H. et al, "Cost analysis of supercapacitor cell production", ICCEP, 2013».

[170] «Shibata T., "Demonstration of a 60MWh vanadium flow battery system for grid control in Japan. Sumitomo Electric Industries", 2017».

[171] «Hall P. et al, "Energy-storage technologies and electricity generation", Energy Policy, Volume 36, Issue 12, 2008».

[172] «Snook G. et al, "Conducting-polymer-based supercapacitor devices and electrodes", J. Power Sources, 2011. DOI. https://doi.org/10.1016/j. jpowsour.2010.06.084».

[173] «Sagu J. et al, "Anodized steel electrodes for supercapacitors", ACS Appl. Mater. Interfaces., 2016. DOI: https://doi.org/10.1021/acsami.5b12107».

[174] «Zhang D. et al, "Supercapacitor electrodes with especially high rate capability and cyclability based on a novel Pt nanosphere and cysteine-generated graphene", Journal of Physical Chemistry Chemical Physics, 2012».

[175] «Sharma K. et al, "Review of supercapacitors: materials and devices", J. Energy Storage, 2019».

[176] «Sharma P. et al, "A review on electrochemical double-layer capacitors", Energy Conversion and Management, 2010. DOI: 10.1016/j.enconman.2010.06.031».

[177] «Bloomberg, 2019».

[178] «Marina Ronchetti, CELLE A COMBUSTIBILE - Stato di sviluppo e prospettive della tecnologia».