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

Analisi di mercato per le varie tecnologie in studio

Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D1.2

COMESTO
Community Energy Storage
Gestione Aggregata di Sistemi d'Accumulo dell'Energia in Power Cloud

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	D1.2
Tipologia	Rapporto Tecnico
Data di Rilascio	06/10/2019
Obiettivo Realizzativo	OR1
Attività Realizzativa	A1.2
Soggetti Beneficiari Proponenti	UNICAL, ENEA, FBK, EVOLVERE, TIM
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Debora Cilio (DiSPeS), Anna Pinnarelli (DIMEG) – UNICAL Maria Valenti, Valeria Palladino – ENEA Alberto Zanetti, Edoardo Gino Macchi – FBK Francesco Cavallaro, Pasquale Bonanno, Pierluigi Romito – TIM Francesco Cimino, Alessandro Burgio – EVOLVERE
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Gabriella Rossi - ENEA Francesco Cavallaro - TIM
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Membri del PEB

La riproduzione, anche parziale, di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta del Project Executive Board di progetto.

Indice

EXECUTIVE SUMMARY 12
1.PREMESSA: PROSPETTIVA STRATEGICA DI EVOLUZIONE DELLE TECNOLOGIE DI ACCUMULO 16
2.INTRODUZIONE 19
3.METODOLOGIA DELLA RICERCA 21
Ricerca Secondaria 21
Ricerca Primaria 21
4 PANORAMICA DEL MERCATO MONDIALE DEI SAE 23
4.1 Il Potenziale di mercato dei SAE in Italia: opportunità ed applicazioni 24
4.2 Analisi delle Tecnologie di Accumulo previste da ComESto 28
4.3 Accumulo convenzionale 28
Batterie 28
Supercapacitori 38
4.4 Accumulo non convenzionale 48
Accumulo Termico: 48
Power to Heat (P2H) 50
Accumulo idrico 53
Pumped Hydro Storage (PHS) – Sistemi di pompaggio idroelettrico 56
Idrogeno 61
Alcuni progetti 64
Biodiesel da oli vegetali esausti 64
5 I DRIVER DEL MERCATO: TECNOLOGIE E FATTORI ABILITANTI 80
5.1 Tecnologie abilitanti (TA) 81
Diffusione delle FER 81
Smart & Micro Grid 89
Energy Cloud e Cloud Computing 95
5.2 Fattori Abilitanti 111
Crisi energetico – ambientale 111
Quadro normativo e policy energetiche 114

Empowerment del cittadino/utente/consumatore 119
6 IL MERCATO ELETTRICO IN ITALIA: OPPORTUNITÀ E BARRIERE 122
6.1 Configurazioni fisiche e virtuali 122
Configurazioni Fisiche 122
Configurazioni virtuali 124
Progetto pilota UVAC 125
Progetto pilota UVAP 127
Progetto pilota UVAM 128
Il contesto internazionale: configurazioni elettriche fisiche e virtuali [88] 129
6.2 Le Community Energy Storage nell'attuale scenario di mercato 130
7 FOCUS RDM COMESTO 133
7.1 Penetrazione delle rinnovabili nelle RdM 133
Dati per settore di attività 140
Autoconsumi in Italia 2018 142
7.2 Potenzialità (elaborazione dati questionario) 143
8 NOTE CONCLUSIVE 151
9 APPENDICE: DOMANDE QUESTIONARIO PROPENSIONE ALL'USO DEI SISTEMI DI ACCUMULO ENERGETICO E FONTI RINNOVABILI 153
9.1 Executive summary 153
9.2 Metodo di campionamento e sezioni del questionario 154
9.3 Informativa ai sensi dell'art. 13 Regolamento (UE) 2016/679 (RGPD) 155
9.4 Questionario 157
Sezione 1: Informazioni generali e Flussi informativi 157
Sezione 2: Ambiente ed Energia 160
Sezione 3: Comunità Energetiche 163
10 RIFERIMENTI 165

Indice delle figure

FIGURA 1 - TECNOLOGIE DI ACCUMULO PREVISTE DAL PROGETTO COMESTO....13
FIGURA 2 - TECNOLOGIE ABILITANTI (TA)....15
FIGURA 3 - FATTORI ABILITANTI SAED....15
FIGURA 4: SUDDIVISIONE SAE PER SEGMENTI....23
FIGURA 5: LO SVILUPPO GLOBALE DEI SAE....24
FIGURA 7: PREZZI SAE ELETTROCHIMICI RIFERITI AL 2016....30
FIGURA 6:SCHEMA BATTERIE LI-ION....29
FIGURA 10 COSTO ATTUALE IN EURO/KWH PER CICLO RIFERITO ALLE TECNOLOGIE DI ACCUMULATORI MAGGIORMENTE DIFFUSI IN ORDINE CRESCENTE. FBK....39
FIGURA 12 MODULO PER ACCUMULO DELLA KILOWAT LAB CON SUPERCAPACITORI E CARATTERISTICHE TECNICHE MODULO PER ACCUMULO ENERGIA CON SUPERCAPACITORI DELLA KILOWAT LAB....40
FIGURA 11 COSTO ATTUALE IN EURO/ KWH RIFERITO ALLE TECNOLOGIE DI ACCUMULATORI MAGGIORMENTE DIFFUSI IN ORDINE CRESCENTE. FBK40
FIGURA 13 SUPERCAPACITORE NINGBO NEW ENERGY TECHNOLOGY....41
FIGURA 14 LA TRACCIA NERA RAPPRESENTA LA POTENZA FORNITA, LA TRACCIA AZZURRA LA POTENZA GENERATA, I PICCHI SONO FORNITI DAI SUPERCAPACITORI. IN QUESTO CASO IL GENERATORE NON "VEDE" I PICCHI RICHIESTI DAL CARICO (SKELETON - GROßRÖHRSDORF – GERMANIA) 42
FIGURA 15 VARIAZIONI DI FREQUENZA PRIMA (TRACCIA ARANCIONE) E DOPO L'INSERIMENTO DEI SUPERCAPACITORI (TRACCIA AZZURRA) (SKELETON - GROßRÖHRSDORF – GERMANIA)....43
FIGURA 16 UTILIZZO DEI SUPERCAPACITORI NELLE APPLICAZIONI UPS IN SOSTITUZIONE DELLE BATTERIE (SKELETON - GROßRÖHRSDORF – GERMANIA)....44
FIGURA 17 MODULO A SUPERCAPACITORI 240V (AEP COMPONENTS - NETHERLANDS)....45
FIGURA 18 SHANGHAI - BUS ELETTRICO ALIMENTATO CON SUPERCONDENSATORE....46
FIGURA 19 CITTÀ DI NINGBO (CINA) BUS ELETTRICO ALIMENTATO CON SUPERCONDENSATORE. TEMPO DI CARICAMENTO 10S.....47
FIGURA 20 L'AR VAG TREDAN ESEGUE 28 VIAGGI GIORNALIERI, UNO OGNI MEZZ'ORA.....47
FIGURA 21 L'AR VAG TREDAN IN 4 MINUTI FA IL PIENO PER 1H DI AUTONOMIA....48
FIGURA 22: SCHEMA TECNOLOGIE DI ACCUMULO TERMICO....49
FIGURA 23: ESEMPI DI SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO GIÀ IN ESERCIZIO.....49
FIGURA 24: CATEGORIZZAZIONE DELLE OPZIONI RESIDENZIALI PER IL P2H-....50
FIGURA 25: ANDAMENTI DELLE VENDITE DI POMPE DI CALORE IN EUROPA 2017/2018.....51
FIGURA 26: POTENZA GENERATA DA FER A LIVELLO GLOBALE PER FONTE....54
FIGURA 27: IDROELETTRICO SUDDIVISO PER SETTORE DI MERCATO.....54
FIGURA 29: PRODUZIONE IDROELETTRICA PER NAZIONE (DATI 2019).....55
FIGURA 31: L'ACCUMULO DI ELETTRICITÀ DA POMPAGGIO IDROELETTRICO NEL MONDO (DATI 2018).....57
FIGURA 32: CAPACITÀ AGGIUNTIVA PHS IN PROGRAMMA (PERIODO 2018-2030) PER PAESE....58
FIGURA 33: TASSO DI CRESCITA DELLA CAPACITÀ DI ACCUMULO DI ELETTRICITÀ PER TECNOLOGIA DAL 2017 AL 2030. FONTE IRENA [33].....59
FIGURA 34: PREVISIONI DI CAPACITÀ ANNUALE INSTALLATA P2G E PRODUZIONE CUMULATA DI IDROGENO, PER REGIONE, 2017-2026. 61
FIGURA 35: DOMANDA POTENZIALE DI H2. 62
FIGURA 37: SCHEMA TRATTAMENTO OVE. 65
FIGURA 38: STIMA DEL VALORE DEL MERCATO GLOBALE DEI BIOFUEL AL 2023. FONTE: STATISTA 2019 [98]....66
FIGURA 39: MERCATO GLOBALE DEI BIOCARBURANTI AL 2022. FONTE: ZION MARKET RESEARCH, 2017 [97] 66
FIGURA 40: ASPETTATIVE DI CRESCITA DEL MERCATO DEL BIODIESEL AL 2022. 66
FIGURA 41: STIMA MERCATO DEL BIODIESEL AL 2021. 67
FIGURA 43: PRODUZIONE E CONSUMI DI BIODIESEL IN ITALIA (IN MIGLIAIA DI TONNELLATE)....69

FIGURA 44: ANDAMENTO RACCOLTA CONOE 2010/2018. 70
FIGURA 45: RIPARTIZIONE SETTORI DI RACCOLTA DEGLI OVE 70
FIGURA 47: DESTINAZIONE RECUPERO OVE RACCOLTI, ANNO 2017. FONTE: CONOE [48] 71
FIGURA 48: IL MERCATO (POTENZIALE) DEI MICRO CHP NEGLI USA, PROIEZIONE 2017-2024. 74
FIGURA 49: VENDITE DI M-CHP PER PAESE, ANNI 2005-2012. [54] 75
FIGURA 50: POTENZIALE DI SVILUPPO M-CHP NEL TERZIARIO. 76
FIGURA 51: SCHEMA CONFIGURAZIONI M-CHP (NS ELABORAZIONE) 77
FIGURA 52: SCHEMA TA 80
FIGURA 53: FATTORI ABILITANTI (FA) 80
FIGURA 52 ..... **ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.**
FIGURA 54 ISTALLAZIONI FV PREVISTE PER IL 2019. 82
FIGURA 55: EVOLUZIONE DELLA CAPACITÀ FOTOVOLTAICA INSTALLATA TRA IL 2000 E IL 2018. FONTE SOLAR POWER EUROPE IN TAIYANGNEWS.INFO [99] 83
FIGURA 56: CRESCITA DEL MERCATO FOTOVOLTAICO GLOBALE. 83
FIGURA 57: TASSO DI CRESCITA DEL SOLARE IN EUROPA. FONTE: SOLAR POWER EUROPE 2019 [60] 84
FIGURA 58: VALORI DELLA POTENZA CONNESSA E NUMERO DI IMPIANTI CONNESSI PER CLASSI DI POTENZA NEL 2017. FONTE: VPSOLAR.COM [61] 85
FIGURA 59: POTENZA INSTALLATA A LIVELLO REGIONALE IN ITALIA – DATI 2016-2017. FONTE: CPSOLAR.COM 85
FIGURA 62: NUMERO IMPIANTI FV INSTALLATI IN ITALIA, CONFRONTO 2017/2018. FONTE GSE (OP.CIT.) 87
FIGURA 60: PREZZI FV VS PREZZI FF. FONTE SOLAR POWER EUROPE 2017 [100]. 86
FIGURA 61: TREND COSTI COMPLESSIVI IMPIANTO FV AL 2025. FONTE: VPSOLAR.COM SU DATI IRERA 86
FIGURA 63: CLASSE DI POTENZA E NUMEROSITÀ DEGLI IMPIANTI FV INSTALLATI IN ITALIA: RAFFRONTO 2017-2018. FONTE: GSE 87
FIGURA 64: EVOLUZIONE DELLA POTENZA E DELLA NUMEROSITÀ DEGLI IMPIANTI FV IN ITALIA. FONTE: GSE 88
FIGURA 65: EVOLUZIONE TAGLIA MEDIA IMPIANTI DAL 2008 AL 2018. FONTE:GSE (OP.CIT) 88
FIGURA 66: SMART GRID VS TRADITIONAL GRID. FONTE: MAPSGROUP.IT 89
FIGURA 67: 2018 - MICROGRID, VALORE GLOBALE DI MERCATO (MILIARDI DI $), 2012, 2017, 2022. SOURCE: GLOBALDATA 92
FIGURA 68: - DEFINIZIONE DI CLOUD COMPUTING 96
FIGURA 69: - MODELLO CONCETTUALE PER IL CLOUD COMPUTING SECONDO IL NIST 98
FIGURA 70: EVOLUZIONE DELL'ENERGY CLOUD FONTE: NAVIGANT RESEARCH 103
FIGURA 71: RETE DI TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE ATTUALE E MODELLO EMERGENTE DEL SISTEMA ENERGETICO 104
FIGURA 72: STRUTTURA DEL POWER CLOUD DOMUS 105
FIGURA 73: PIATTAFORMA POWER CLOUD DOMUS 106
FIGURA 74: PERCENTUALI RELATIVE ALLE PRINCIPALI INIZIATIVE PORTATE AVANTI A LIVELLO AZIENDALE 108
FIGURA 75: PERCENTUALI RELATIVE ALLE PRINCIPALI BARRIERE ALLO SVILUPPO DI CLOUD IN AMBITO AZIENDALE 109
FIGURA 76: DIGITAL BUSINESS TRANSFORMATION SURVEY 2019 109
FIGURA 77: ANOMALIE NELLA TEMPERATURA MEDIA MENSILE NEL PERIODO 2012-2017. FONTE LTECONOMY, ELABORAZIONE SUL NOAA NATIONAL CLIMATE DATA CENTER 111
FIGURA 78: TEMPO DI ESAURIMENTO DEL CARBON BUDGET. FONTE: NATURE 113
FIGURA 79: OBIETTIVI CONCORDATI QUADRO 2030 CLIMA ED ENERGIA. FONTE: AUDIZIONE DEL COMMISSARIO EUROPEO PER L'AZIONE PER IL CLIMA E L'ENERGIA (OP. CIT), 2019 115
FIGURA 80: LINEE STRATEGICHE UE PER RAGGIUNGERE LA NEUTRALITÀ CLIMATICA ENTRO IL 2050. FONTE: AUDIZIONE DEL COMMISSARIO EUROPEO PER L'AZIONE PER IL CLIMA E L'ENERGIA (OP. CIT), 2019 115
FIGURA81:EMISSIONI GAS SERRA PER SETTORI. FONTE IPCC IN LTECONOMI 119
FIGURA 82: IMMISSIONE GAS SERRA IN ATMOSFERA PER SETTORE, ANNO 2016. FONTE: ISPRA - 2016 120
FIGURA 83: SCHEMA DELLE CONFIGURAZIONI FISICHE AMMESSE. 123
FIGURA 84: PROGETTO PILOTA UVAC – POTENZA ABILITATA E CONTRATTUALIZZATA NEL PERIODO GIUGNO 2017-LUGLIO 2018 [4]. 126
FIGURA 85: POTENZA ABILITATA TRAMITE SOLE UNITÀ DI CONSUMO E PUNTI MISTI NEL PERIODO GIUGNO 2017-LUGLIO 2018 [4] 126
FIGURA 86: PROGETTO PILOTA UVAP – POTENZA ABILITATA E CONTRATTUALIZZATA NEL PERIODO DICEMBRE 2017-GIUGNO 2018 [4]. 128

FIGURA 87: PROGETTO PILOTA UVAP –POTENZA ABILITATA NEL PERIODO DICEMBRE 2017-GIUGNO 2018 [89] 128
FIGURA 88: PROGETTI PILOTA NEL MONDO [3] 130
FIGURA 89: FLESSIBILITÀ IN POTENZA ED IN ENERGIA DI UN AGGREGATO DI SISTEMI DI ACCUMULO DA 10 MW, 10 MWH COMPLESSIVI, ASSERVITI ALL'AUTOCONSUMO DI ENERGIA DA FOTOVOLTAICO. FONTE: RSE. 131
FIGURA 90: DISTRIBUZIONE REGIONALE DELLA NUMEROSITÀ E DELLA POTENZA IMPIANTI FV A FINE 2018. FONTE GSE [62] 134
FIGURA 91: DISTRIBUZIONE REGIONALE NUMERO IMPIANTI FV A FINE 2018. DATI GSE, 2018 135
FIGURA 92: DISTRIBUZIONE PROVINCIALE DEL NUMERO DEGLI IMPIANTI FV A FINE 2018. FONTE GSE 136
FIGURA 93: DISTRIBUZIONE PROVINCIALE DEL NUMERO DEGLI IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO NEL 2018. FONTE GSE 136
FIGURA 94: DISTRIBUZIONE REGIONALE DELLA POTENZA INSTALLATA A FINE 2018. FONTE GSE 137
FIGURA 95: POTENZA INSTALLATA NEL 2018, DISTRIBUZIONE PROVINCIALE. FONTE GSE 137
FIGURA 96: DISTRIBUZIONE PROVINCIALE POTENZA ENTRATA IN ESERCIZIO NEL 2018. GSE 138
FIGURA 97: DENSITÀ DELLA POTENZA INSTALLATA A FINE 2018 PER REGIONE. FONTE GSE 139
FIGURA 98: CAMPIONE PER REGIONE. NS ELABORAZIONE IN TABELLA E GRAFICO 143
FIGURA 99: ZONE GEOGRAFICHE RILEVATE NEL CAMPIONE. NS ELABORAZIONE 144
FIGURA 100: TIPO IMPIANTO DI GENERAZIONE DA FER DICHIARATO. NS ELABORAZIONE 144
FIGURA 101: UTILIZZO IMPIANTO. NS ELABORAZIONE 145
FIGURA 102: MOTIVI INSTALLAZIONE IMPIANTO FER. NS ELABORAZIONE 145
FIGURA 103: DOMANDA D'OPINIONE SULLE POTENZIALITÀ DI DIFFUSIONE DELLE FER SU SCALA DOMESTICA. NS ELABORAZIONE 146
FIGURA 104: DIFFUSIONE DEI SAE NEL CAMPIONE. NS ELABORAZIONE 146
FIGURA 105: DIFFUSIONE SAE NEL CAMPIONE. NS ELABORAZIONE DATI CATI 147
FIGURA 106: POTENZIALITÀ. NS ELABORAZIONE SU DATI CATI 147
FIGURA 107: PROPENSIONE ALL'USO DEI SAE PER TIPOLOGIA PREVISTA DA COMESTO. NS ELABORAZIONE SU DATI CATI 148
FIGURA 108: COMUNITÀ ENERGETICHE, GRADO DI CONOSCENZA NEL CAMPIONE. NS ELABORAZIONE 148
FIGURA 109: INTERESSE NELLA DIFFUSIONE DI INFORMAZIONI SULLE COMUNITÀ ENERGETICHE. NS ELABORAZIONE 149
FIGURA 110: PERCEZIONE DEL CAMPIONE SUI POSSIBILI VANTAGGI DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE. NS ELABORAZIONE 149
FIGURA 111: SCHEMA QUESTIONARIO 154

Indice delle tabelle

TABELLA 2: VALUTAZIONE DELLA SOSTENIBILITÀ ECONOMICA DEI SAE PER COMPONENTE 26
TABELLA 3: IL MERCATO POTENZIALE DEI SAE NEI "SERVIZI DI RETE" – SCENARIO CONSERVATIVO 27
TABELLA 4: IL MERCATO POTENZIALE DEI SAE NEI "SERVIZI DI RETE" - SCENARIO ESPANSIVO 27
TABELLA 5: SAE ELETTROCHIMICI PREVISTI DA COMESTO 28
TABELLA 6: PANORAMICA DELLE OPZIONI DI FLESSIBILITÀ DAL LATO DELLA DOMANDA, INCLUSO I PTH 51
TABELLA 7: UNITÀ DI POMPE DI CALORE VENDUTE IN EUROPA PER PAESE, ANNO: 2018. 52
TABELLA 8: UNITÀ VENDUTE DI POMPE DI CALORE VENDUTE IN EUROPA PER PAESE, ANNO: 2017. 52
TABELLA 9: DRIVER, OSTACOLI E POTENZIALITÀ DEL MERCATO DEI PHS. 58
TABELLA 10: POTENZIALITÀ DI MERCATO DEI PHS PER TECNOLOGIA. 59
TABELLA 11: CONFRONTO TRA SAE. FONTE: FUEL CELLS AND HYDROGEN JOINT UNDERTAKING (2015). COMMERCIALIZATION OF ENERGY STORAGE IN EUROPE [40] 62
TABELLA 12: CONFRONTO TRA DIVERSE TECNOLOGIE M.CHP DISPONIBILI (DATI 2013). 77
FONTE: FIRE 78
TABELLA 13: VANTAGGI/SVANTAGGI M-CHP 78
TABELLA 14: SCHEMA PROBLEMATICHE DI DIFFUSIONE DELLE FER A LIVELLO DISTRIBUITO 88
TABELLA 15: SMART E MICRO GRID - PUNTI DI FORZA E DEBOLEZZA 93
TABELLA 16: ATTORI COINVOLTI NELLO SVILUPPO DELLE SMART E MICRO GRID 93
TABELLA 17 REQUISITI TECNICI E SERVIZI RIGUARDANTI IL PROGETTO PILOTA UVAC 125
TABELLA 18 REQUISITI TECNICI E SERVIZI RIGUARDANTI IL PROGETTO PILOTA UVAP 127
TABELLA 19 REQUISITI TECNICI E SERVIZI RIGUARDANTI IL PROGETTO PILOTA UVAM 128
TABELLA 20: DATI DI SINTESI 2017 - 2018. FONTE: GSE 134
TABELLA 21: TAGLIA MEDIA IMPIANTI FV NEL 2018 (MW). FONTE: GSE 135
TABELLA 22: NUMEROSITÀ E POTENZA, PER PROVINCIA, IMPIANTI FV 2017-2018. FONTE: GSE 139
TABELLA 23: PRODUZIONE PER PROVINCIA NELLE RDM COMESTO DEGLI IMPIANTI FV NEL 2017 E 2018. FONTE.GSE 140

Abbreviazioni ed acronimi

Abbreviazione/Acronimo	Testo Esteso
AGM	Absorbent Glass Mat
ANIE	Federazione Nazionale Imprese Elettrotecniche
APAC	Asia Pacific
API	Interfaccia di Programmazione
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
ASE	Altri Sistemi Esistenti
BEV	Battery Electric Vehicle
BNEF	Bloomberg New Energy Finance
CAGR	Compound Annual Growth Rate
CAPEX	CAPital EXpenditure
CATI	Computer Assisted Telephone Interview
CAWI	Computer Assisted Web Interviewing
CAES	Compressed Air Energy Storage
CES	Community Energy Storage
CONOE	Consorzio Nazionale raccolta Oli Esausti
CPV	Concentrated Photo Voltaic
CPU	Central Processing Unit
CSP	Concentrated Solar Power
DB	Digital Business
DoD	Depth of Discharge
DR	Demand Response
EDA	Event Driven Architecture
EC2	Elastic Computer Cloud
E&SG	Energy and Strategy Energy Group
EHPA	Associazione Europea Pompe di Calore
FA	Fattori Abilitanti
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FF	Fonti energetiche di origine Fossile
FRNP	Fonti Rinnovabili Non Programmabili
FV	Fotovoltaico
GMI	Global Market Insights
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
H_2	Idrogeno
IaaS	Infrastructure as a Service
IAFRNP	Impianti Alimentati a Fonti Rinnovabili Non Programmabili
ICN	Information Centric Networking

IEA	International Energy Agency
ILUC	Indirect Land Use Change
IPCC	Intergornmental Panel on Climate Change
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
LCOS	Levelized Cost Of Storage
LEC	Local Energy Community
LHTES	Latent Heat Thermal Energy storage
Li-ion	Batterie Ioni di Litio
m-CHP	Micro Cogeneration Heat and Power
MENA	Middle East and North Africa
MISE	Ministero dello Sviluppo Economico
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
MSH	Multiple Site Heating
NFER	Nuove Fonti Energetiche Rinnovabili
NHA	National Hydropower Association
NIST	National Institute of Standard and Technology
OVE	Olio Vegetale Esausto
PaaS	Platform as a Service
PEM	Proton Exchange Membrane
PHEV	Plug In Electric Vehicle
PHS	Pumped Hydro Storage
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PGD	Paradigma di Generazione Distribuita
PNIEC	Piano Nazionale Integrato Energia e Clima
POD	Punto di Prelievo
PoliMi	Politecnico di Milano
P2G	Power to Gas
P2H	Power to Heat
P2P	Power to Power
QoS	Quality of Service
RDEE	Riconversione Diretta Energia Elettrica
RdM	Regioni del Meridione
SaaS	Software as a Service
SAED	Sistemi di Accumulo Energetico Distribuito
SAE	Sistemi di Accumulo Energetico
SAEV	Sistemi di Accumulo Energetici Virtuali
SAP	Sistemi di Autoproduzione
SAT	Sistemi di Accumulo Termico

SEN	Strategia Energetica Nazionale
S&MG	Smart and Micro Grid
SEESEU	Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza
SEU	Sistemi Efficienti di Utenza
SDC	Sistemi di Distribuzione Chiusi
SHD	Solar District Heating
SHTES	Sensible Heat Thermal Energy Storage
SLAs	Service Level Agreements
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SOEC	Solid Oxide Electrolyser Cell
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SSH	Single Site Heating
SSP	Sistemi in regime di Scambi sul Posto
SSPC	Sistemi Semplici di Produzione e Consumo
S3	Simple Storage Service
TA	Tecnologie Abilitanti
TcES	Thermochemical Energy Storage
UVAC	Unità Virtuali Abilitate di Consumo
UVAP	Unità Virtuali Abilitate di Produzione
UVAM	Unità Virtuali Abilitate Miste
UVAN	Unità Virtuali Abilitate Nodali
VE	Veicoli Elettrici
V2G	Vehicle to Grid

EXECUTIVE SUMMARY

Il presente documento, deliverable del progetto ComESto, sintetizza i risultati delle attività condotte nell'ambito dell'attività 1.2 ("***Analisi delle potenzialità di mercato italiano, europeo e internazionale per le tecnologie destinate alla realizzazione di sistemi di accumulo distribuito e di sistemi ibridi")*** dell'Obiettivo Realizzativo 1 (OR1)**.**

In linea con gli obiettivi progettuali, le attività condotte sono state finalizzate allo studio del potenziale di mercato, nazionale, europeo ed internazionale, delle tecnologie atte alla realizzazione di sistemi di accumulo distribuito e di sistemi ibridi.

Il mercato delle tecnologie per realizzazione di sistemi di accumulo (energetico) distribuito (SAED) e di sistemi ibridi, è caratterizzabile nel tempo e nello spazio, rispettivamente, dalla velocità e dalla profondità di penetrazione con le quali gli Impianti Alimentati a Fonti Rinnovabili Non Programmabili (IAFRNP) si diffondono nei sistemi elettrici nazionali, nell'ambito della ormai avviata fase di transizione energetica.
Sotto il profilo tecnologico, questo mercato si caratterizza anche per le funzioni che i Sistemi di Accumulo Energetico (SAE) Distribuiti (SAED) geograficamente - in aree più o meno ampie del territorio e interconnessi tra loro dalla rete elettrica di distribuzione- sono chiamati a svolgere, cooperando tra loro e operando come Sistemi di Accumulo Energetici Virtuali (SAEV). Tali funzioni vanno dalla compensazione della eventuale non programmabilità delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), con le quali si alimentano i relativi impianti di generazione, al supporto che possono offrire nella gestione ottimale dei sistemi elettrici nazionali nel loro complesso (riduzione delle congestioni, controllo dei flussi di potenza nelle reti di distribuzione, livellamento dei diagrammi di carico, supporto alle rampe di carico netto, supporto al Demand Response ecc.). Un profilo, quello tecnologico, che determina una caratterizzazione del mercato tanto complessa quanto variegate sono le varie tipologie di SAE (convenzionali e non convenzionali; elettrochimiche, elettriche ecc.) e complesse le tecnologie dei sistemi ibridi (nanogrid) -posti a valle del contatore installato nel punto di prelievo (POD) ovvero "behind the meter" - necessari ad accoppiare tra loro vari tipi di SAE e FER appartenenti al singolo utente.

Il mercato che verrà analizzato sin da subito, lascia intravedere diverse potenzialità derivanti dalle opportunità di realizzare, grazie alle nanogid, SAED in combinazione con IAFRNP, gestiti in forme più o meno spinte di Comunità Energetiche, capaci di contribuire a garantire ai sistemi elettrici nazionali i necessari livelli di adeguatezza, sicurezza e resilienza; una complessità che, quindi, si riflette anche nella concreta possibilità di coinvolgere attivamente gli utenti del sistema elettrico per dar vita all'auspicato "New Deal for Energy Consumers" [1].

Figura 1 - Tecnologie di accumulo previste dal Progetto ComESto

FONTE: Nostra Elaborazione

Per poter avere una stima del potenziale mercato delle tecnologie per realizzare i SAED e i sistemi ibridi, in un'ottica di influenza reciproca, si è ritenuto opportuno preliminarmente analizzare il mercato dei Sistemi di Accumulo Energetico (SAE) sotto diversi punti di vista (geografico - internazionale/nazionale; delle applicazioni - residenziale/non residenziale; delle finalità - accumulo "come riserva" / accumulo "come servizi di rete"; spazio temporale - mercato passato/mercato futuro; tecnologico – accumulo convenzionale/accumulo non convenzionale). Successivamente, si è guardato anche alla diffusione, progressiva ed inesorabile delle FER, e soprattutto delle FRNP (la solare in particolare) che, nonostante la crisi economica globale dal 2008 in poi, ha continuato la sua "difficile espansione" in un sistema energetico tout court costruito sulle caratteristiche tipiche delle FF, sia nei mercati "maturi" che nei paesi "emergenti", come la Cina.

La crescita prevista per il mercato globale del fotovoltaico (FV) per il 2019 è del 25%, rispetto all'anno precedente, con il raggiungimento di 129 GW di Istallazioni, con un aumento – esclusa la Cina – del 43% (Dati IHS Markit).
Una crescita sicuramente guidata, in passato, da importanti finanziamenti pubblici che hanno spinto verso la proliferazione di impianti Utility Scale (si veda il caso attuale della Cina). Nel momento in cui tali agevolazioni si sono interrotte, però, hanno lasciato lo spazio – attraverso anche diverse ed eterogenee forme di incentivazione - alla proliferazione di impianti di piccola taglia ad uso domestico residenziale, in un'ottica di generazione distribuita (si veda il caso italiano).

Il mercato dei SAE, nella sua estrema complessità (considerando il numero e le differenze delle singole tecnologie e il diverso grado di maturità che lo compongono) è in continua evoluzione. Se da un lato assistiamo ad una crescente "stabilizzazione" del mercato delle batterie, con le Li-ion sempre più competitive, dall'altro prendono corpo gradualmente, ma inesorabilmente, altri sistemi e tecnologie (supercapacitori, tecnologie P2H, m-CHP, H_2 ecc) il cui successo di mercato è fortemente dipendente dai livelli di costo, dal grado di maturità tecnologica e dal livello di penetrazione delle informazioni su larga scala.

Tabella 1 – Potenzialità di mercato per sistema di accumulo

Tecnologia	CAGR AL 2022
BATTERIE	• Li-Ion 28% • A Flusso 38%<CAGR<45%
SUPERCAPACITORI	20,7%
P2H	6%
H_2	Potenzialità di domanda in crescita al 2050
OVE/M-CHP	4,5%

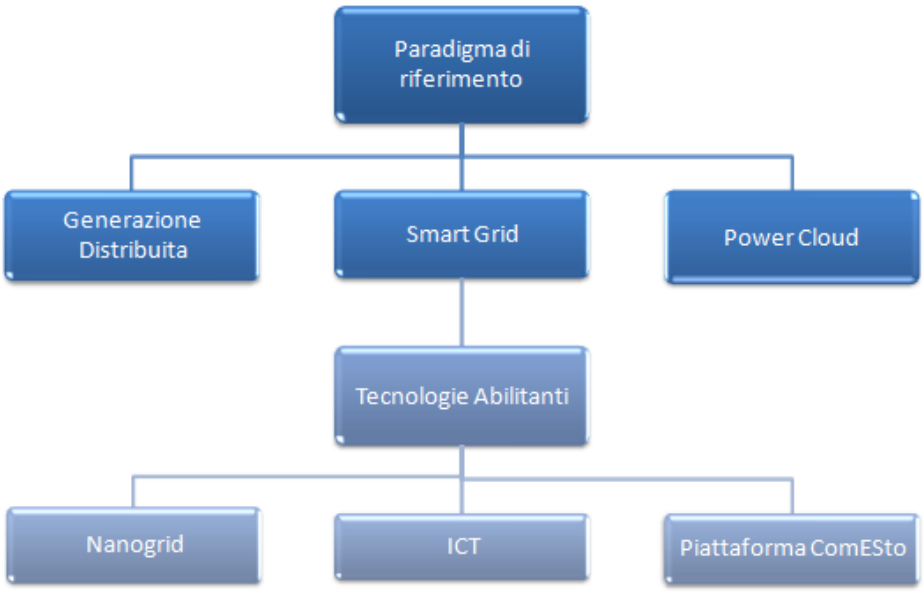
FONTE: Nostra Elaborazione

Infine, vi è da osservare che quello dei SAE è un mercato relativamente "nuovo" che viene definito e spinto in avanti dall'evoluzione di altri mercati, da innovazioni tecnologiche e di sistema sempre crescenti e da quadri regolatori in continua evoluzione.
Infatti, come accennato in precedenza, l'immissione crescente di Energia Elettrica Non Programmabile in una rete pubblica non pronta ne ha messo in crisi il principio fondamentale, l'**equilibrio**. Proprio per migliorare le modalità di pianificazione della rete, soprattutto quella di distribuzione, in continuo "inseguimento" della condizione di equilibrio tra generazione e carico, sono necessarie azioni di adeguamento degli attuali sistemi elettrici per neutralizzare gli effetti della non programmabilità, dell'incertezza in termini di predicibilità della capacità di generazione e della tendenziale mancata coincidenza tra produzione e domanda finale. Lo **sviluppo delle Smart Grid**, una **modifica strutturale dei sistemi di gestione delle reti** – supportata da un aggiornamento del quadro legislativo attuale - e **lo sviluppo di tecnologie di trasmissione dati di archiviazione dati in Cloud** giocano un ruolo strategico come **tecnologie abilitanti** non solo per la diffusione di azioni di accumulo distribuito, ma anche nel processo di costruzione di Comunità Energetiche con Accumulo (Community Energy Storage).
L'effervescenza nel mondo della ricerca e dello sviluppo di soluzioni di comunicazione e intelligenza artificiale unitamente all'estrema dinamicità delle Smart and Micro Grid (S&MG) rispetto alle reti tradizionali hanno destato un crescente interesse verso queste tecnologie, tanto che si prevede che al 2022 il mercato arriverà ad un valore di 30 miliardi di dollari (Global Data)[1].
Analogamente, cresce il potenziale per le soluzioni tipo il Power Cloud e si muove, anche se al momento solo in termini di progetti pilota, il sistema del mercato elettrico.

[1] Op. Cit. [63]

Per raggiungere, quindi, l'obiettivo di definire la potenzialità di realizzare Sistemi di Accumulo Energetico Distribuito (SAED) abbiamo ritenuto fondamentale definire, anche, quali siano le TA (Tecnologie Abilitanti) (Figura 2) e quali invece i Fattori Abilitanti (FA) (Figura 3) che qualificano il processo di diffusione dei SAE.

Figura 2 - Tecnologie Abilitanti (TA)



FONTE: Nostra Elaborazione

Figura 3 - Fattori Abilitanti SAED

FONTE: Nostra Elaborazione

1. PREMESSA: PROSPETTIVA STRATEGICA DI EVOLUZIONE DELLE TECNOLOGIE DI ACCUMULO

La crescente penetrazione nei sistemi elettrici di impianti di produzione basati sulle fonti rinnovabili e di sistemi di generazione distribuita richiede una significativa innovazione nella gestione delle reti, sia di trasmissione sia – soprattutto – di distribuzione, che consenta di integrarvi quote crescenti di "intelligenza" e di flessibilità. In molte applicazioni, di energia o di potenza, i sistemi di accumulo devono essere anche in grado di portarsi al valore corretto di potenza di carica/scarica, o di commutare tra le fasi di carica e quelle di scarica in tempi molto rapidi.

Il pompaggio idroelettrico, che – insieme con i sistemi CAES (Compressed Air Energy Storage) – si presta a svolgere le funzioni di accumulo di grande taglia, tipicamente a livello della rete di trasmissione, è previsto generalmente in crescita. I sistemi CAES stanno incontrando un rinnovato interesse per applicazioni centralizzate di grande taglia (dell'ordine delle centinaia di MW) sono oggetto di attività di R&S e dimostrazione in Germania e negli USA, in particolare per lo sviluppo di sistemi cosiddetti "adiabatici", cioè in assenza di combustibili fossili.

Gli accumulatori elettrochimici sono attualmente oggetto di intensa attività di ricerca e sviluppo e si riscontra una crescente penetrazione, sia per applicazioni in rete di trasmissione sia per applicazioni distribuite in prossimità dell'utenza e nelle smart grids di piccola e media taglia (tra 1 MW e qualche decina di MW). Le tecnologie più promettenti appaiono essere, accanto alle batterie ad alta temperatura (Na-S e Na-NiCl), quelle basate su ioni di litio e le batterie a flusso che impiegano vanadio.

In mercati emergenti come EV e BES, esiste una domanda elevata per gli accumulatori elettrochimici di energia, grazie alla concorrenza tra i produttori e all'aumento della capacità di produzione i costi delle batterie agli ioni di litio sono diminuiti. La continua riduzione del costo degli accumulatori Li-ion è un'arma a doppio taglio, permette di soddisfare e stimolare la domanda, ma allunga i tempi di commercializzazione di nuove tecnologie, in quanto queste devono ridurre ulteriormente i costi per risultare competitive e rende difficile superare la cosiddetta "valle della morte", ovvero il tempo che intercorre tra la fase di ricerca e sviluppo e la produzione commercialmente competitiva. A sua volta, questo potenzialmente frena la richiesta d'innovazione dai mercati che utilizzano le batterie. Un recente studio ha analizzato tre possibili scenari connessi allo sviluppo di tecnologie riguardanti le batterie Li-ion: 1) l'attuale generazione di batterie Li-ion prevale, 2) emerge una nuova generazione di batteria basata su Litio, 3) emerge una nuova tecnologia che sostituisce le batterie agli ioni di Litio [2]. Secondo questo studio lo scenario più probabile risulta il secondo poiché le attuali tecnologie Li-ion stanno raggiungendo il loro limite teorico l'ampia diffusione di EV e apparecchiature elettroniche crea un'azione di spinta verso nuove soluzioni in grado di risolvere le criticità attuali (e.g., densità energetica) applicazioni quali l'elettronica di consumo di alta gamma costituiscono un mercato particolarmente attrattivo per le nuove tecnologie ciò consente di creare una domanda anche prima di puntare ad applicazioni destinate al mercato di massa.

La tecnologia attualmente più promettente risulta la batteria allo stato solido; vi sono tuttavia diverse problematiche tecnologiche da risolvere oltre che superare la "valle della morte" prima che questa tecnologia possa arrivare sul mercato. Inoltre, anche quando questa tecnologia entrerà nel mercato, le attuali batterie Li-ion continueranno ad essere prodotte per soddisfare molte applicazioni per altri 10-15 anni. Le batterie allo stato solido si diffonderanno inizialmente nel mercato dell'elettronica di consumo di alta gamma, in seguito la tecnologia si diffonderà ad altre applicazioni con requisiti tecnologici stringenti quali la mobilità elettrica e lo stoccaggio stazionario. Le batterie agli ioni di litio sono continuamente migliorate negli ultimi 25 anni, consentendo di un incremento delle loro performances e abilitando il loro impiego in un crescente numero di applicazioni (e.g., EVs e droni). Tuttavia, al fine di aumentare il loro utilizzo in questi settori e per consentire il loro impiego in altre applicazioni risultano necessarie nuove innovazioni che portino ad un significativo aumento delle performance. Le principali criticità riguardano [2] [3]:

- costo, affidabilità, tempi di ricarica e vita utile per EVs
- vita utile in termini di numero di cicli e costo per stoccaggio stazionario di energia per reti elettriche
- sicurezza per diverse applicazioni.

Diverse nuove batterie di nuova generazione sono attualmente in fase di sviluppo anche da parte di ambiziose start-up. Allo stesso tempo vi è un crescente livello di innovazione dell'ambito Li-ion principalmente focalizzato in tre aree: anodi a base di silicio, chimiche avanzate per catodo ed elettroliti a stato solido. Il silicio ha una maggiore capacità di energia rispetto alla grafite, il materiale comunemente utilizzato per l'anodo. Ciò stimola l'impiego di un blend di silicio e grafite, con l'obiettivo finale di arrivare a anodi totalmente a base di silicio che offrono un incremento un incremento teorico della capacità fino al 40%. Tuttavia, problematiche legate alla vita utile devono essere risolte; attualmente risultano in fase di sviluppo solo soluzioni che impiegano minime concentrazioni di silicio che limitano il potenziale incremento di densità energetica al 10-20%. Diverse chimiche avanzate sono in fase di sviluppo per il catodo, ad esempio LNMO (lithium nickel manganese oxide). Questi catodi con alto potenziale elettrico stanno affrontando problemi legati all'elettrolita liquido comunemente impiegato nelle batterie che si degrada a tensioni superiori a 4.5 V. La terza e più promettente innovazione è l'impiego di elettroliti a stato solido. Quest'ultimi rimpiazzano l'attuale elettrolita formato da solventi organici, sali disciolti di Litio e separatore in poliolefina con una sottile membrana a scambio ionico. Questa innovazione ha un potenziale dirompente sulle batterie Li-ion, permettendo l'impiego di nuovi componenti e presentando quattro importanti vantaggi [2] [3]:

- consentire l'utilizzo in sicurezza di anodi completamente a base di Litio metallo, con conseguente incremento della densità di energia della cella del 40%
- permette l'impiego di nuovi materiali per il catodo con elevata tensione (>4.5 V), con ulteriore incremento della densità di energia del 10%

- abilitare una nuova tipologia di materiali per il catodo, permettendo un significativo incremento della densità di energia (ad esempio batterie Li-S)
- migliorare la sicurezza della batteria - probabilmente il vantaggio più importante, l'elettrolita a stato solido previene la formazione di dendriti (quindi eventuali corto-circuiti) e rende impossibile la fuoriuscita dell'elettrolita (evitando quindi una potenziale autocombustione)

Alla luce di questi fattori, non sorprende che i benefici prospettati dall'uso di elettroliti a stato solido sono di grande interesse e ciò è dimostrato dal numero di start-up ben finanziate, investimenti, attività di R&D e domande di brevetto che trattano elettroliti allo stato solido per batterie Li-ion.
Accanto alla diversificazione del mix di produzione, il settore energia ha adottato gli strumenti della rivoluzione digitale sperimentando opportunità e vantaggi. Si sono sperimentate le prime transazioni di energia via blockchain o i primi di progetti di accumulo fotovoltaico in cloud. Alcuni elementi di particolare interesse in questo ambito sono: cloud computing, blockchain e IoT (Internet of Things). La diffusione dell'IoT e della raccolta di dati da sensori in dispositivi connessi, ha il potenziale di snellire radicalmente le strutture esistenti del flusso di lavoro e di elaborare analisi dedicate e apprendere in automatico tramite l'impiego dell'intelligenza artificiale. In questo modo si potranno risolvere preventivamente i problemi prima che si manifestino. Il cloud computing permette di ridurre i costi di investimento garantendo la disponibilità di un'elevata potenza di calcolo per la realizzazione di elaborazioni e analisi sempre più complesse. La tecnologia delle blockchain ha altre valide applicazioni a parte le criptovalute. L'uso di registri digitali consente l'elaborazione sicura delle transazioni in tempo reale e del trading automatizzato. Nel settore dell'energia, queste caratteristiche rendono il trading più liquido, la blockchain si propone inoltre ad essere determinante nello sviluppo delle vendite di energia elettrica peer-to-peer [4] [5] [6] [7].

2. INTRODUZIONE

I sistemi di accumulo energetico (SAE) sono tecnologie utilizzate per lo stoccaggio, e dunque la conservazione, dell'elettricità prodotta da differenti fonti. Diventano particolarmente interessanti, a livello globale, nel momento in cui si definiscono obiettivi di decarbonizzazione dei sistemi elettrici sempre più ambiziosi e stringenti e la diffusione crescente delle fonti energetiche non programmabili rendono sempre più urgente la necessità di assicurare sicurezza e flessibilità ai servizi di rete. Lo sviluppo dello Storage Elettrico (SE), infatti, è considerato come lo strumento principale e propedeutico per una transizione energetica da fossile a rinnovabile fattiva e relativamente "veloce", capace di fornire alla rete elettrica quelle caratteristiche di sicurezza, resilienza e flessibilità che sono necessarie a garantirne l'equilibrio.
Il nostro rapporto indaga il fenomeno dal punto di vista delle potenzialità di mercato dei SAE, guardando al suo sviluppo sia a livello globale che a livello europeo e nazionale. Spostando l'attenzione dalle caratterizzazioni tecnologiche – oggetto del D1.3 – si valutano l'economicità ed i rendimenti delle differenti tecnologie che stanno alla base del progetto **ComESto**. Un ambito – quello della valutazione economica – dove le possibili applicazioni dei SAE sono estremamente differenti: domestico, commerciale/industriale, nelle *utilities* e nelle infrastrutture di rete così come fortemente complessa e variegata è la dimensione della maturità delle tecnologie in campo.
L'analisi, finalizzata certamente a capire quale sistema di accumulo ha più potenziale, si definisce all'interno di approccio olistico che parte dal presupposto che la **soluzione vincente**, per la riuscita del processo, è rappresentata da un **mix di soluzioni** che può assicurarne efficacia ed efficienza.
Dopo aver definito una **panoramica generale del mercato dei SAE**, con un focus del **potenziale mercato italiano** ed un approfondimento del potenziale di mercato delle tecnologie di accumulo energetico previste dal progetto ComESto, il rapporto guarda allo "stato dell'arte" delle **Tecnologie Abilitanti** (TA) sia per il processo di diffusione di un sistema di accumulo distribuito, sia per la costruzione di Energy Community, e ai **Fattori Abilitanti** (FA) che ne possono assicurare la "stabilizzazione" (Cap.4).
Nel Cap.5 il rapporto tecnico si concentra sull'evoluzione del mercato elettrico italiano, definendo nella descrizione dei "progetti pilota" le potenzialità di cambiamento nelle reti di distribuzione all'interno del paradigma di produzione ed accumulo distribuito ed entra nel "cuore" del processo che ComESto ha il fine di attivare, ovvero il potenziale delle **Community Energy Storage nell'attuale scenario di mercato**.
Nel capitolo 7, infine, si definisce, con un approccio esplorativo, il potenziale di diffusione, nelle regioni di riferimento del progetto ComESto - Puglia, Campania e Calabria -, delle tecnologie (SAE) e del processo (Community Energy Storage) previste.
Sebbene il rapporto D1.2 sia frutto del continuo confronto tra i referenti della partnership del progetto ComESto coinvolti nell'attività realizzativa, bisogna sottolineare che la parte relativa all'analisi delle potenzialità di mercato delle SmartGrid (pp. 82-88) costituisce il risultato dell'attività di ricerca del Dipartimento di Ingegneria Meccanica Energetica e Gestionale dell'Università della Calabria; l'analisi del potenziale di mercato delle "Energy Cloud" (pp. 88-102) è stata svolta da TIM; il capitolo 6 sull'evoluzione del mercato elettrico in Italia e sull'attuale scenario di mercato delle Community Energy Storage (pp. 114-123) sono stati elaborati da ENEA; il paragrafo sullo stato attuale e sul potenziale dei

Supercapacitori (pp. 36-45) e la premessa al rapporto è di competenza di FBK; le rimanenti parti del documento (pp 23-35; 46-82; 103-113; 124-142) sono state elaborate dal Dipartimento di Scienze Politiche e Sociali dell'Università della Calabria, responsabile dell'attività realizzativa A1.2_OR1 del progetto ComESto; a carico di Evolvere la somministrazione dei questionari nelle RdM, coadiuvata da TIM per la Calabria.

3. METODOLOGIA DELLA RICERCA

L'analisi delle potenzialità di mercato oggetto delle tecnologie di accumulo previste in ComESto si basa su 2 linee di metodo:

- una **analisi secondaria** attraverso lo "studio *desk*" di rapporti annuali, statistiche di mercato prodotte da agenzie specializzate, articoli scientifici e materiale rinvenibile on line, al fine di definire il mercato a livello globale e nazionale;
- una **indagine primaria** attraverso una indagine campionaria e predisposizione di un questionario multiscopo che ha il fine di indagare la propensione all'utilizzo dei SAE nelle regioni del meridione di Italia *Case Study* del progetto, ad un campione di 150 utenti appartenenti a due gruppi obiettivo - Producer e Prosumer - selezionati seguendo la tecnica del "campionamento di convenienza" [8] da EVOLVERE a cui, eventualmente, si aggiungeranno le informazioni del questionario somministrato con metodo CATI destinata a Consumer, comprese Piccole e Medie Imprese, nelle RdM ComESto.

Ricerca Secondaria

La ricerca secondaria, o indagine a tavolino, si è sviluppata attraverso la ricerca e l'analisi di documentazione disponibile on line. **Indagini di mercato** effettuate da **agenzie specializzate** come – Bloomberg NET, ZION, Lazard, AlliedMarket, Statista, Global Market Insight, McKynsey, ecc; **dati ufficiali**, **delibere** dell'autorità: ARERA; **rapporti** istituzionali di **Enti di Ricerca** nazionali ed internazionali: IRERA, IEA, E&S Group del Politecnico di Milano, NIST, ENEA, RSE, CNR; **relazioni e rapporti** di consorzi ed associazioni di categoria: CONOE, FIRE, EHPA, ecc; **articoli su riviste** specializzate nel settore energetico: staffetta online, Rinnovabili.it, VPsolar.com, Casaeclima.it, ecc; **articoli scientifici** su riviste scientifiche internazionali specializzate: riviste Gruppo Enselvier, Navigant Research, ecc.

Ricerca Primaria

La ricerca primaria, finalizzata all'indagine delle potenzialità di mercato dei SAE nelle RdM previste dal progetto ComESto, si definisce attraverso l'utilizzo di un questionario strutturato "multifunzionale", o "multiscopo", ad hoc costruito, pensato per ciascun target obiettivo individuato dal progetto – Energy Producer, Prosumer ed Energy Consumer – in cui l'ultima sezione è specificatamente dedicata alla propensione all'uso dei sistemi di accumulo energetico e all'eventuale interesse a partecipare ad un processo di costruzione di Community Energy Storage.
Si parte dall'ipotesi che per una diffusione capillare di tecnologie nuove, potenzialmente in grado di innescare un processo di innovazione anche sociale, è necessaria una azione di comunicazione forte che SPINGA affinché si passi dall'essere consumatori passivi di energia a cittadini attivi e consapevoli, così come auspicato sia dall'Unione Europea – EUS, SET Plan, Clean Energy Package – sia a livello nazionale – SEN, PNR 2015-2010, SNSI, S3.

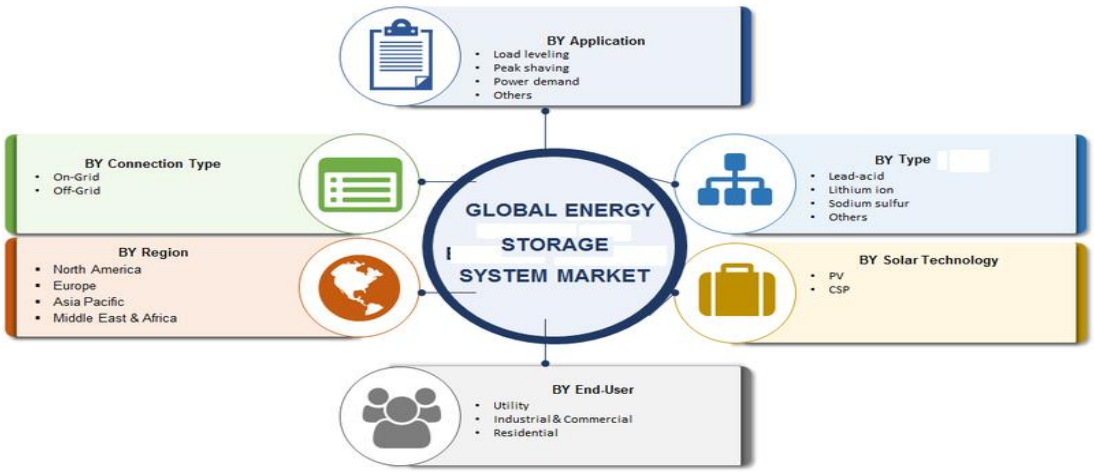
Dopo la prima sezione - dati socio-demografici – la survey pensata per ComESto definisce una batteria di domande che ha lo scopo di indagare da un punto di vista quantitativo, innanzitutto, quali sono i mezzi principali che si utilizzano per reperire le informazioni – questa sezione ha il fine di capire su quale mezzo è più conveniente investire nella comunicazione esterna (OR9); nelle sezioni successive le domande hanno il fine di indagare il grado di conoscenza e di consapevolezza dell'intervistato, e in aggregato degli intervistati, in merito alle fonti energetiche rinnovabili; il grado di conoscenza in merito ai sistemi di accumulo energetico e alle community energetiche e infine la propensione all'uso delle tecnologie SAE, ipotizzando che: maggiore è il grado di conoscenza e sensibilizzazione rispetto al tema, maggiore sarà la propensione all'uso di queste tecnologie, senza trascurarne eventuali criticità, resistenze e/o impedimenti alla diffusione.
Lo strumento di indagine dedicato all'indagine quantitativa del fenomeno, questionario strutturato – ovvero a domande chiuse – è stato "adattato" alle caratteristiche dei Target Obiettivo individuati in ComESto: Energy Producer, Energy Prosumer ed Energy Consumer. Sono stati, infatti, pensati 2 questionari, simili ma non uguali, con un "obiettivo cognitivo" comune, definire il grado di conoscenza di SAE e TA e valutarne la propensione all'uso ed alla partecipazione al processo di costruzione delle CES.
Il questionario dedicato agli E-Producer e agli E-Prosumer, considerato che è rivolto ad una "popolazione" statistica già sensibile, è tendenzialmente più "tecnico" e sposta l'attenzione più sull'esperienza che sulla percezione vera e propria (più evidente nel questionario dedicato agli E-Consumer).
Anche le modalità di somministrazione della survey sono differenti ed "adattate" al target.
Il primo questionario (E-producer/E-prosumer), utilizzato per l'esplorazione delle potenzialità che il mercato dei SAE ha nelle RdM ComESto, è stato strutturato in forma di Web Survey, cronometrato, testato e sottoposto, con metodo CAWI (*Computer Assisted Web Interviewing*) ad un campione, non casuale e di convenienza[2], di 202 (tra e-producer ed e-prosumer) da Evolvere – suddivisi in: 81 prosumer/producer in Campania, 67 in Puglia e 54 in Calabria.
I dati sono stati elaborati con software SPSS (Statistical Package for Social Science), attraverso cui le informazioni raccolte sono state tradotte in dati organizzati e codificati all'interno di una matrice.

[2] Quindi su base volontaria tra la loro utenza e scelti in maniera discrezionale, con l'unico obbligo il limite minimo di somministrazione (150).

4 PANORAMICA DEL MERCATO MONDIALE DEI SAE

Se da un lato possiamo operare una classificazione dei SAE a partire dalle singole caratteristiche tecnologiche, dall'altro non si può non tenere conto dell'"uso finale" che se ne fa, suddividendo il mercato in: domestico, commerciale/industriale e di servizio e in base alle possibili applicazioni: trasporti o applicazioni di rete.

Figura 4: suddivisione SAE per segmenti



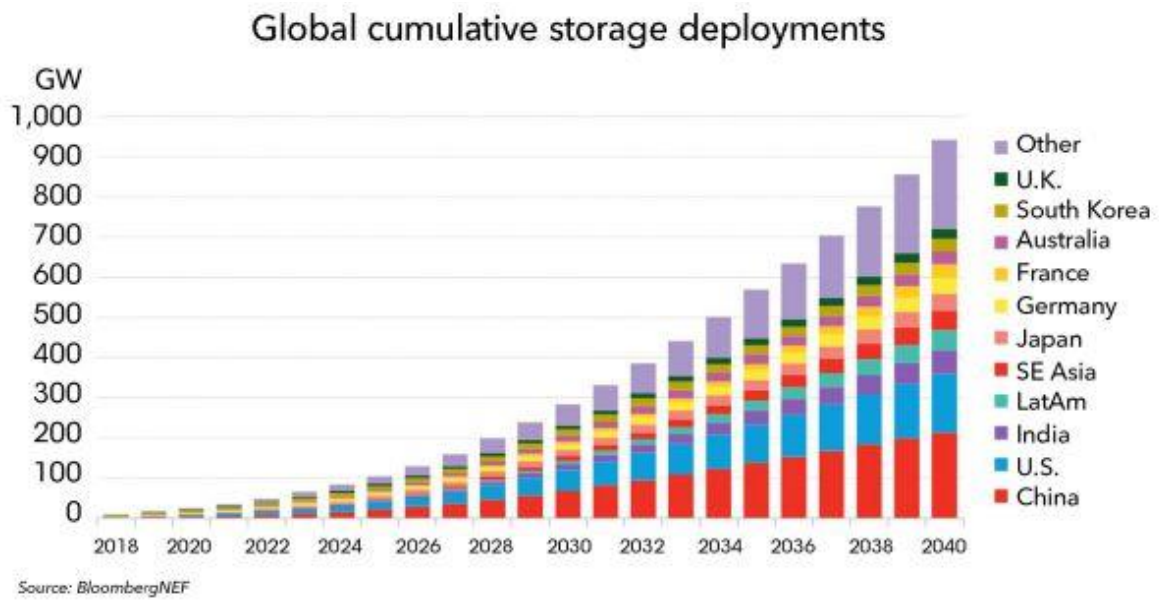
FONTE: E&SG

Nel 2016, secondo i dati diffusi nell'"Energy Storage Report" [9] dall'Energy&Strategy Group, sono stati istallati, a livello globale oltre 170 GW di capacità: 60 GW in Asia – che domina il mercato grazie alla Cina –, 45 in Europa (7 dei quali in Italia), 21 GW negli USA e la restante quota (44 GW) nel resto del mondo.
Di questi 170 GW il 95% è "coperto" dai pompaggi idroelettrici – tecnologie di accumulo meccanico sicuramente "stabili" ma non vocate al decentramento e dunque all'accumulo distribuito – i restanti 6 GW di capacità (5%) coperti da altri sistemi di accumulo (chimico, elettrochimico, elettrico e termico).
Questa distribuzione ha una ragione storica, i pompaggi idroelettrici, infatti, sono stati per lungo tempo la soluzione a "portata di mano", col vantaggio di poter raggiungere anche scale elevate, nel momento in cui tutti gli altri sistemi tecnologici erano ancora in uno stadio embrionale. C'è comunque da sottolineare che oggi, proprio per le caratteristiche dei pompaggi idroelettrici (costi e tempi di investimento elevati e alto impatto ambientale), la via dei pompaggi in Europa e in buona parte dei paesi occidentali è difficilmente praticabile
Trend di crescita del mercato confermati da Bloomberg New Energy Finance (BNEF) che partendo dal 2018, nel **Long-Term Energy Storage Outlook**, [10] ipotizza una crescita del mercato dei SAE, entro il 2040, di circa 1000 GW (Fig.5) - 942 GW /857 GWh[3], per la precisione – attraendo investimenti per 620

[3] Escludendo il pompaggio idroelettrico.

miliardi di dollari nei prossimi 22 anni. Alla guida del mercato in crescita restano Cina e USA, destinate ad aumentare al massimo la loro capacità di stoccaggio, e con India, Giappone, Germania, Francia, Australia, Corea del Sud e Regno Unito tra i primi 9 paesi più "attivi". Un mercato interessante viene individuato nei paesi in via di sviluppo in Africa, laddove le Utility arrivino a riconoscere che "[…] *recognize increasingly that isolated assets combining solar, diesel and batteries are cheaper in far flung sites than either an extension of the main grid or a fossil-only generator […]", come* afferma il rapporto.

Figura 5: Lo sviluppo globale dei SAE



FONTE: BNEF [10]

L'ottimismo delle stime della BNEF deriva– secondo gli analisti – innanzitutto dal rapido decremento del prezzo delle batterie, che si stima avranno un decremento di prezzo del 52% tra il 2018 ed il 2030[4], e, poi, dall'interesse diffuso verso due applicazioni specifiche: la ricarica dei veicoli elettrici e la possibilità di accesso all'energia delle regioni remote.
È proprio la possibilità di applicazioni multiple il "valore aggiunto" – secondo l'agenzia – dei SAE. Non solo, infatti, si potrà soddisfare la variabilità dell'offerta e della domanda, ma anche permettere una gestione più efficiente della rete tenendo conto sia delle esigenze dell'utenza finale che del sistema.

4.1 Il Potenziale di mercato dei SAE in Italia: opportunità ed applicazioni

Il mercato dei SAE, in Italia, è sostanzialmente ancora ad uno stadio embrionale e il suo sviluppo dipende molto dalle scelte che si vorranno definire in merito all'apertura o meno al mercato del

[4] Batterie più economiche ed accessibili significano sostanzialmente che eolico e solare saranno sempre di più in grado di funzionare quando il vento non soffia e il sole non splende, rendendo programmabile ciò che al momento programmabile non è.

dispacciamento (MSD) abilitandone gli utilizzi per il bilancio del sistema. Ci si trova, infatti, "*ad un bivio*", afferma l'E&SG (2016) rimanere un mercato di nicchia – ovvero rivolto esclusivamente al residenziale e al semplice autoconsumo- o definire un processo di sviluppo e diffusione delle tecnologie su ampia scala, al fine di agevolare il passaggio ad un sistema elettrico *Carbon Free* [11].
Definire il processo su più traiettorie, infatti, non solo permetterebbe di guidare l'obbligata transizione ma anche, e soprattutto, delineare "confini di mercato" più ampi.
Nel Rapporto "*Smart Grid Report: lo Storage e l'Auto Elettrica*" realizzato nel 2013 sempre dall'Energy&Strategy Group del Politecnico di Milano [12], si stimava che entro il 2020 le potenzialità di installazione di SAE in Italia potessero arrivare all'equivalente di più di 7 GWh di energia e quasi 10 Miliardi di euro di investimenti.
Con la consapevolezza che il mercato ha un potenziale di azione più ampio nel caso di impianti SAE in retrofit, ovvero d'accompagnamento ad impianti già esistenti. Considerando questa eventualità, secondo gli analisti dell'E&SG, il potenziale teorico del mercato sarebbe potuto arrivare a circa 28 miliardi di euro al 2020.

Il potenziale di mercato dei sistemi di accumulo energetico può essere, innanzitutto, definito attraverso la distinzione della "scala" all'interno del sistema elettrico.
Se da un lato, infatti, tali sistemi possono essere considerati come "riserva di energia" per l'autoconsumo - e dunque per lo più a livello di Prosumer[5] e su scala locale, dall'altro essi possono rappresentare fondamentali "servizi di rete" usati, dal gestore di rete o da soggetti assimilabili, per garantire il corretto funzionamento delle reti di trasmissione e di distribuzione, sia in termini di qualità della fornitura del servizio sia in termini di sicurezza del sistema.

Il mercato dei SAE come "riserva di energia" si definisce attraverso 3 componenti chiave:

- Le nuove realizzazioni residenziali costruite seguendo il paradigma del *full electric* in cui impianto di produzione e sistema di accumulo nascono insieme;
- I *retrofit* di impianti già esistenti in cui il sistema di accumulo fa da accompagnamento e che richiede la sostituzione dell'inverter;
- Le realizzazioni residenziali per prosumer commerciali e/o industriali o impianti stand alone di produzione di energia.

In questi scenari, nel rapporto della E&SG (2016) [9], la stima del potenziale di mercato dei SAE come "*Energy Reserve*" si prevede possa raggiungere i 150 milioni di euro, quasi equamente distribuito tra sistemi realizzati ex novo (~25000 realizzazioni) ed impianti in retrofit (~21000 realizzazioni); un valore che raggiunge il 10% del totale di fotovoltaico residenziale installato al 2025 (Ibidem).
Sottolineando, però, che "*l'effettiva esistenza di questo mercato dipenderà dalla capacità dei produttori di sistemi di accumulo di raggiungere i livelli di costo attesi e/o alla presenza di sistemi di incentivazione*

[5] Ovvero l'utente elettrico proprietario di un impianto di produzione da FER domestico che è diventato anche produttore di energia sfruttando il paradigma della generazione distribuita.

*che modifichino in maniera sostanziale il livello di investimento iniziale necessario (*caso citato Regione Lombardia[6]*)"* [9] *(p.195).*
Non pare ci sia, secondo il rapporto dell'E&SG, un mercato significativo per le utenze non residenziali per due motivi sostanziali: 1 - perché nella maggior parte dei casi gli impianti sono progettati per massimizzare *ex ante* il consumo in *real time*; 2 - perché il beneficio economico derivato dall'effetto *time shift* garantito dai SAE è irrilevante, per gli impianti stand-alone.

Tabella 2: Valutazione della sostenibilità economica dei SAE per componente

Componente	Sostenibilità economica dell'investimento in sistemi di accumulo	Propensione all'adozione dei sistemi di accumulo (% del mercato teorico penetrabile)
Residenziale nuovo	La redditività dell'investimento è accettabile solo nelle condizioni full eletric e per livelli di costo delle batterie in riduzione del 25%-30%% rispetto ai costi attuali	10%-15% (considerando la ridotta diffusione attuale dei sistemi full electric e che il livello di costo identificato non sarà raggiunto prima del 2020)
Residenziale in retrofit	La redditività dell'investimento risulta accettabile solo per livelli di costo delle batterie in riduzione del 40%-45% rispetto ai costi attuali, condizione quindi sostanzialmente irrealizzabile nell'orizzonte di tempo considerato.	5%-10% (considerando comunque che l'adozione da parte del cliente residenziale non è soggetta esclusivamente a valutazioni economiche)
Non Residenziale	La redditività dell'investimento risulta non accettabile lungo tutto l'orizzonte considerato ed in qualsiasi condizione di costo delle batterie	0% (considerando l'adozione in questi casi soggetta esclusivamente a valutazioni economiche)

FONTE: E&SG, 2016 [9]

Particolarmente interessante è l'analisi che il rapporto fa del potenziale di mercato dei SAE come "**servizio di rete**". Pur con la consapevolezza che in Italia i SAE, ad oggi, non possono offrire "servizi di rete" e, dunque - a parità di regole - il mercato è inesistente se non nei limiti di "progetti pilota" – di cui il presente rapporto tecnico parlerà più avanti -, l'E&SG opera una stima del mercato potenziale dei SAE impiegati come "servizi di rete" definendo due possibili scenari al 2025:
1. di tipo "conservativo" – definendo l'ingresso nel mercato del dispacciamento (e dunque il dimensionamento) del "batterista puro" ad un prezzo dell'energia transata "a salire" superiore ai 275€/MWh;
2. di tipo "espansivo" definendone l'ingresso ad un prezzo dell'energia transata superiore a 175€ MW/h. Con stima effettuata nel solo MSD[7], e quindi – si legge nel rapporto – "per difetto".

[6] Si fa riferimento alla Delibera 4769 del 28/01/2016 della Regione Lombardia che prevedeva due misure di incentivazione per la diffusione dei SAE e la ricarica privata per VE, con lo stanziamento di un fondo di 3 mln di €, nella misura di 2 mln per l'acquisto e l'installazione di un sistema di accumulo e 1 mln l'acquisto e l'installazione di sistemi di ricarica domestica per VE, bando chiuso in circa 5 mesi perché tutti i fondi furono assegnati (p.96).
[7] Per un approfondimento e per l'approccio metodologico si rimanda alla lettura del rapporto dell'Energy & Strategy Group.

Il risultato è che la stima di crescita del potenziale mercato al 2025 arriva a 90 mln di euro nel primo scenario (conservativo) (Tabella 3) per arrivare ad una stima di 420 mln di Euro nel secondo (espansivo) (Tabella 4).
Aldilà delle ipotesi sulle quali si basa il rapporto, che comunque ne condizionano i risultati, il mercato appare particolarmente interessante per i fini del progetto ComESto – ammesso che si verifichino tutte le condizioni di partenza - soprattutto se si tiene conto che l'area geografica virtuale con maggiore potenziale individuata nel citato rapporto è l'Area CENTRO/SUD.

Tabella 3: Il mercato potenziale dei SAE nei "servizi di rete" – Scenario conservativo

- I valori di potenza installabile ed investimenti in sistemi di accumulo dello scenario conservativo sono riportati nella tabella seguente, con la suddivisione nelle 10 aree geografiche virtuali del MSD.

MSD_2015	BRNN	CNOR	CSUD	FOGN	NORD	PRGP	ROSN	SARD	SICI	SUD	TOTALE
Nuova potenza instal-labile [MW]	0 – 1	1,5 - 3	50 - 60	1 - 2	18 - 22	0	0 - 1	0	0	0 - 1	**70,5 - 89**
Volume d'affari» [mln €]	0,9 – 2,8	71 - 88	168 – 190	15 – 21	207 - 220	0	1,4 – 2,8	0	0	4 – 6,1	**470 – 531**

- E' interessante sottolineare come il **67% del potenziale totale sia in realtà concentrato nell'area Centro Sud**, seguita per rilevanza dall'area **Centro Nord con un ulteriore 25%**.

FONTE: E&SG, 2016 [9]

Tabella 4: Il mercato potenziale dei SAE nei "servizi di rete" - scenario espansivo

- I valori di potenza installabile ed investimenti in sistemi di accumulo dello scenario conservativo sono riportati nella tabella seguente, con la suddivisione nelle 10 aree geografiche virtuali del MSD.

MSD 2015(E)	BRNN	CNOR	CSUD	FOGN	NORD	PRGP	ROSN	SARD	SICI	SUD	TOTALE
Nuova potenza instal-labile [MW]	0,5 – 2	51,5 - 63	120 - 135	11 - 16	148 - 157	0	1 - 2	0	0	3 - 4	**335 – 379**
Volume d'affari» [mln €]	0,6 – 2,2	57 - 70	132 – 149	12 – 18	163 - 173	0	1,1 – 2,2	0	0	3,3 – 4,4	**369 – 419**

- E' interessante sottolineare come in questo caso sia il **Centro Nord a passare in testa con riferimento al potenziale (42% del totale), seguito da vicino (35%) dal Centro Sud**.

FONTE: E&SG, 2016 [9]

4.2 Analisi delle Tecnologie di Accumulo previste da ComESto

Il progetto di ricerca industriale Community Energy Storage (ComESto), in un'ottica di diversificazione e di sperimentazione di differenti soluzioni utili ad agevolare non solo la diffusione di sistemi di accumulo energetico, ma anche e soprattutto per rendere più sicuro e flessibile il sistema, prevede lo studio e lo sviluppo di sistemi di accumulo di differente tipologia: convenzionale e non. Nella categoria di accumulo convenzionale si fanno rientrare le batterie (litio-ioni e redox) e i supercapacitori (ovvero accumulo elettrochimico ed accumulo elettrostatico); nella categoria di accumulo non convenzionale si fanno rientrare: Idrogeno e fuel cell e produzione di biodiesel (accumulo chimico); l'accumulo termico (in particolare le Pompe di Calore) e l'accumulo idrico (pico idro e accumulo tramite il sistema idrico integrato).
Per ciascuna di queste tecnologie nei paragrafi che seguono sarà esplicitato il potenziale di mercato.

4.3 Accumulo convenzionale

Batterie

Fra le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo quelle soggette ad una dinamica di sviluppo in crescita sono gli **storage elettrochimici**, sia a livello residenziale, con la diffusione a livello globale di "batterie" per usi domestici[8], sia come "servizi di rete" con il crescente volume di investimenti per "batterie" da impiegarsi per il controllo e la stabilizzazione delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione[9].
I sistemi di **accumulo elettrostatici** (o elettrici) (SMES e SuperCapacitori) sono ancora ad un grado di sviluppo embrionale, mentre quelli chimici e termici, che pure vedono soluzioni disponibili commercialmente, hanno ambiti di applicazione più limitati, spesso connessi a determinate configurazioni produttive come, ad esempio, i Campi Solari Termodinamici a Sali fusi.
La nostra analisi si concentra principalmente sulle tecnologie di accumulo elettrochimico previste dal progetto, ovvero le batterie Litio-Ferro-Fosfato (LiFePO4) e le batterie a flusso (Redox) (Tabella 5).

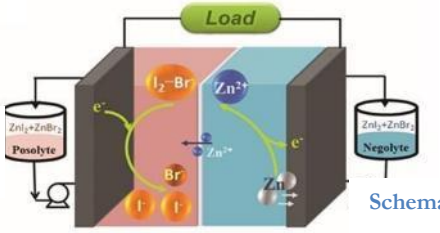
Tabella 5: SAE elettrochimici previsti da ComESto

[8] In Italia ci sono state, nel 2016, un numero di installazioni compreso tra le 2.000 e le 3.000 unità.
[9] Non in Italia, però. Questo tipo di applicazione, infatti, non è previsto dal quadro regolatorio energetico nazionale se non nei termini di progetti pilota.

SAE Elettrochimici previsti da ComESto
Batterie al Litio
Batterie a Flusso

L'estrema varietà di applicazioni e la scalabilità dei moduli ha creato i presupposti affinché il mercato delle "batterie" sia oggetto di grande interesse e di grossi investimenti in ricerca. Non è un caso, infatti, che il 90% dei nuovi investimenti in sistemi di accumulo siano dedicati precipuamente alle soluzioni elettrochimiche che, appunto, per le loro caratteristiche di scalabilità sono particolarmente adatte al paradigma della generazione distribuita di energia, sempre più affermato nei paesi avanzati.

Figura 6:Schema batterie Li-ion



Schema Batterie a Flusso

Performance, applicazioni, vantaggi e svantaggi

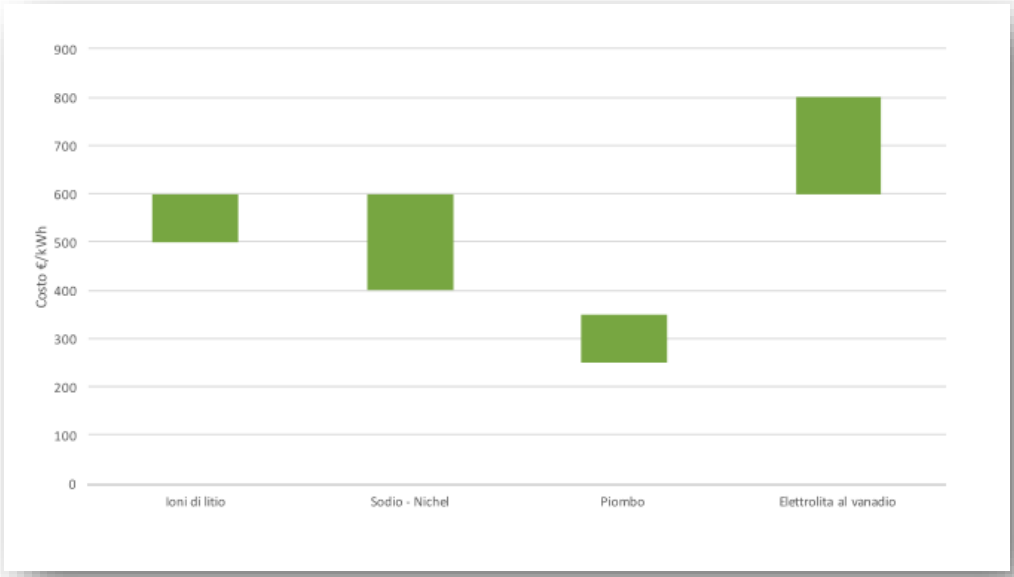
La famiglia delle batterie al Litio è piuttosto ampia ed è differenziata dal materiale catodico, che ne definisce le caratteristiche[10] e ne influenza le dinamiche del costo.

Dal grafico (fig 7) appare abbastanza chiaro che le **batterie al piombo** hanno un notevole vantaggio di costo – costando la metà delle Li-ion – derivante da economie di scala già in essere e da un livello di esperienza nel processo produttivo indubbiamente superiore; le **batterie redox al vanadio** sono in assoluto le più costose – probabilmente anche per la loro complessità – e, dunque, le meno competitive sul mercato; le **batterie Li-ion** e al **sodio-nichel** hanno una analoga posizione di mercato e, pur con un

[10] Per un approfondimento delle caratteristiche tecniche si rimanda alla lettura del D1.3 del progetto ComESto.

costo maggiore rispetto alle batterie al piombo, possono agevolmente considerarsi come le maggiori competitor sul futuro mercato dei SAE.

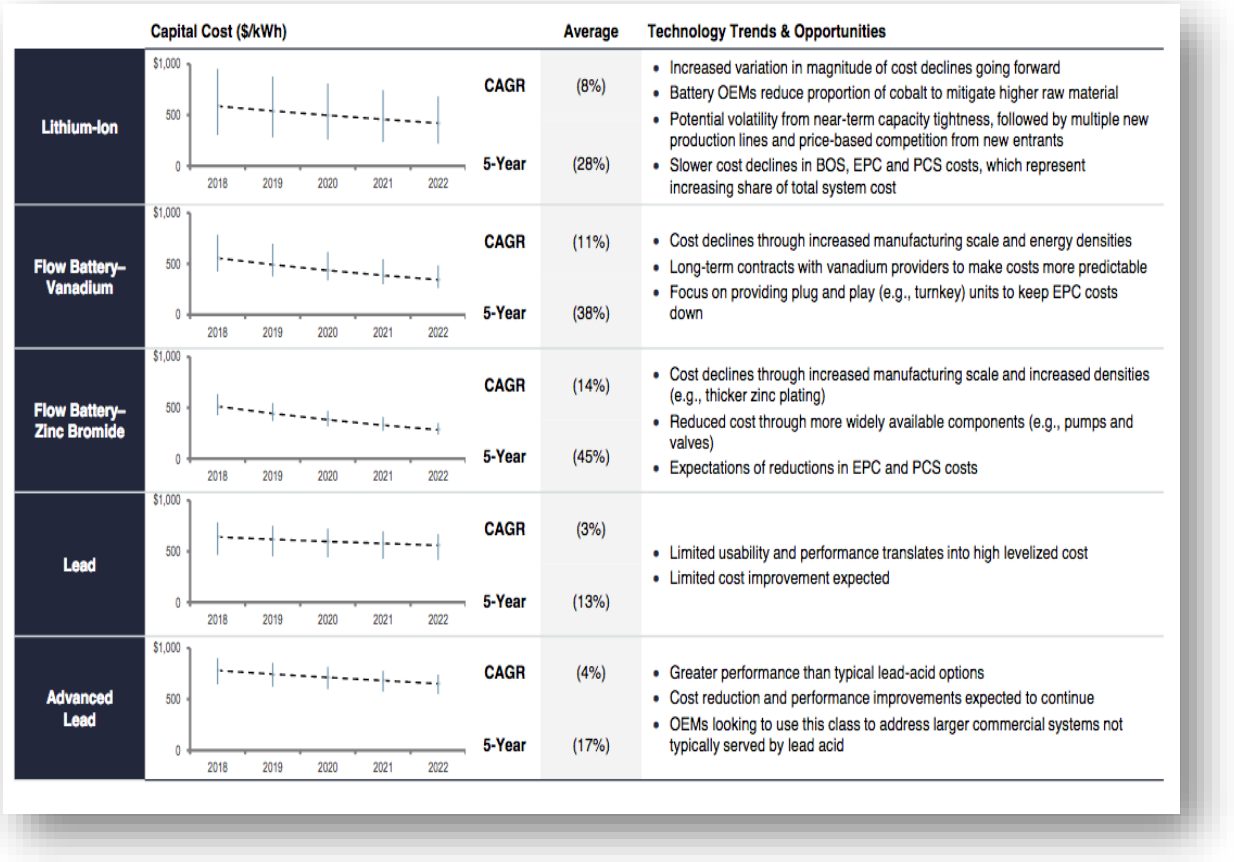
Figura 7: Prezzi SAE elettrochimici riferiti al 2016



FONTE: E&SG, 2016 [9]

Se si considera, poi, una proiezione di ulteriore riduzione dei costi entro il 2025 la competizione tra batterie al piombo e Li-ion appare ancora più evidente.
Se si aggiunge la prospettiva di riduzione di costi nell'orizzonte dei prossimi 10 anni (sino quindi al 2025) appare con ancora maggior evidenza questo "testa a testa".
Per le batterie al piombo, infatti, nonostante attività di ottimizzazione del processo produttivo *in progress*, è prevista una riduzione di costo di investimento sino ad un "massimo" del 5%. Le batterie redox al vanadio si stima possano avere– grazie soprattutto alla riduzione della complessità dell'architettura della batteria – riduzioni di costo attese anche nell'ordine del 20%. La previsione di riduzione di costo per le batterie sodio-nichel supera il 30%; per le batterie Li-ion sono possibili modifiche del costo anche nell'ordine del 40%.
Le potenzialità di mercato delle batterie, all'interno del paradigma della generazione distribuita, sono da più parti riconosciuta e i rapporti di ricerca sembrano convergere tutti nella medesima direzione, ovvero una progressiva e inesorabile crescita del mercato delle batterie litium based, agevolato da una previsione di decrescita dei costi, nonostante l'alea dei prezzi di litio e cobalto che influenza il costo delle batterie (fig.8).

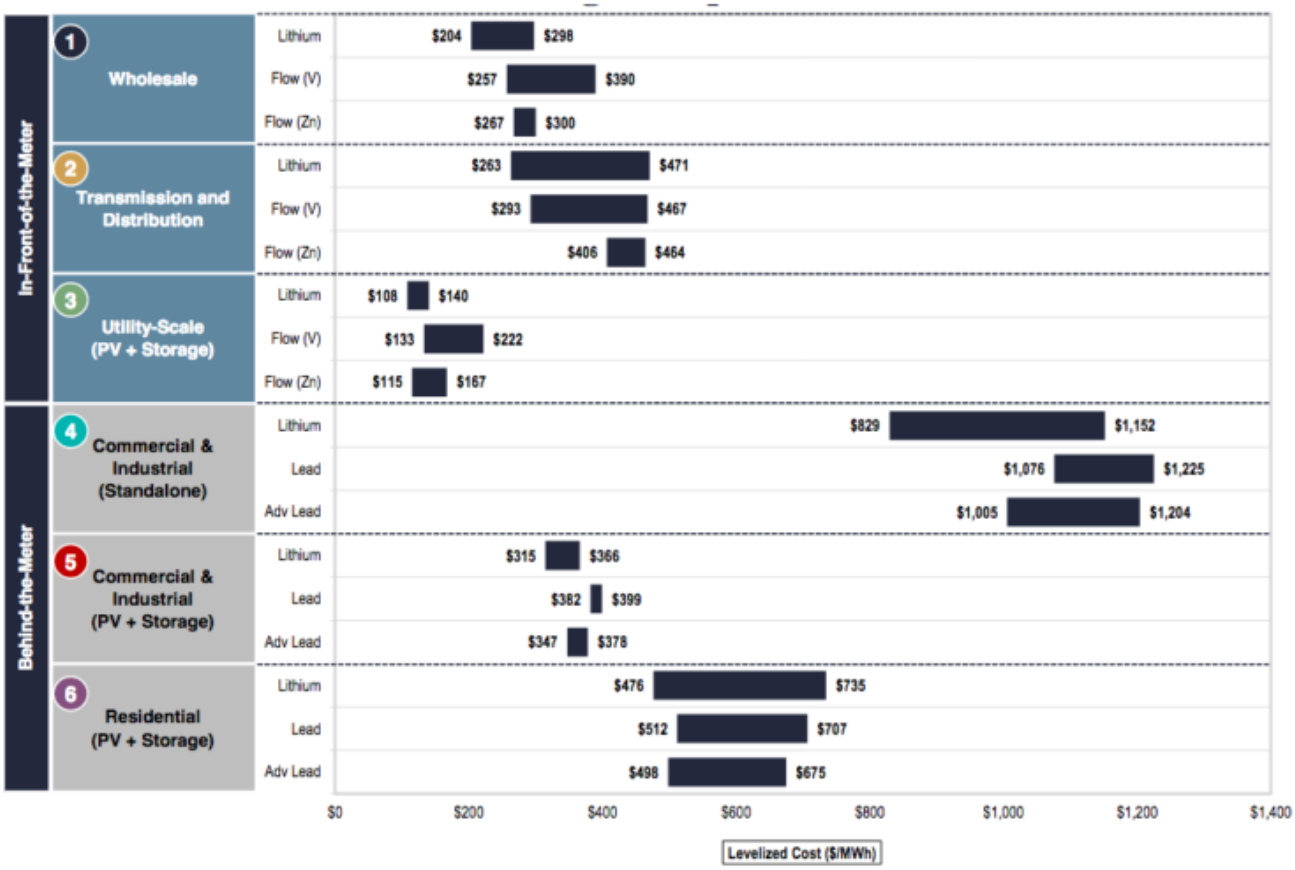
Figura 8: Trend dei costi delle batterie a 5 anni



FONTE: Lazard (2018) Levelized Cost of Storage [13]

Nel grafico che segue (fig 9) la società di consulenza finanziaria Lazard compara le differenti tipologie di accumulo elettrochimico in termini di prezzo livellato senza sussidi (*Unsubsidized Levelized Cost of Storage*) e per differenti tipologie di applicazioni sia a livello di rete (grandi istallazioni *in front of the meter*) sia a livello *behind the meter*, ovvero per utenze industriali/commerciali e domestico/residenziali.

Figura 9: LCOS, non sovvenzionato, di differenti batterie per differenti applicazioni



FONTE: Lazard (2018) Levelized Cost of Storage [13]

Economie di scala, innovazione tecnologica, maggiore diffusione delle FER, sono I driver che spingono il mercato degli accumuli verso un graduale, ma continuo, trend al ribasso del prezzo[11].

Anche se, si sottolinea nel rapporto della Lazard, per la maggior parte delle applicazioni i parametri sono migliorati di poco da un anno all'altro. Allo stato attuale delle condizioni locali del mercato dell'energia, la possibilità di generare profitti utilizzando gli accumuli per fornire determinati servizi – regolazione di frequenza, copertura dei picchi di domanda, ecc – sono ancora molto limitate.

Secondo Mario Conte, "*Per le sole applicazioni in impianti solari, il mercato delle batterie è visto in crescita quasi esponenziale arrivando nel 2020 a circa 4,5 miliardi di dollari dagli attuali 200 milioni, su un totale di mercato delle batterie ricaricabili di circa 78 miliardi di dollari*". *Le stime di mercato del Boston Consulting Group prevedono che il mercato dei sistemi di accumulo al 2030 possa raggiungere cumulativamente un totale, riferito alle sole reti elettriche, di 420 GW (oggi[12] sono intorno a 130 GW)*

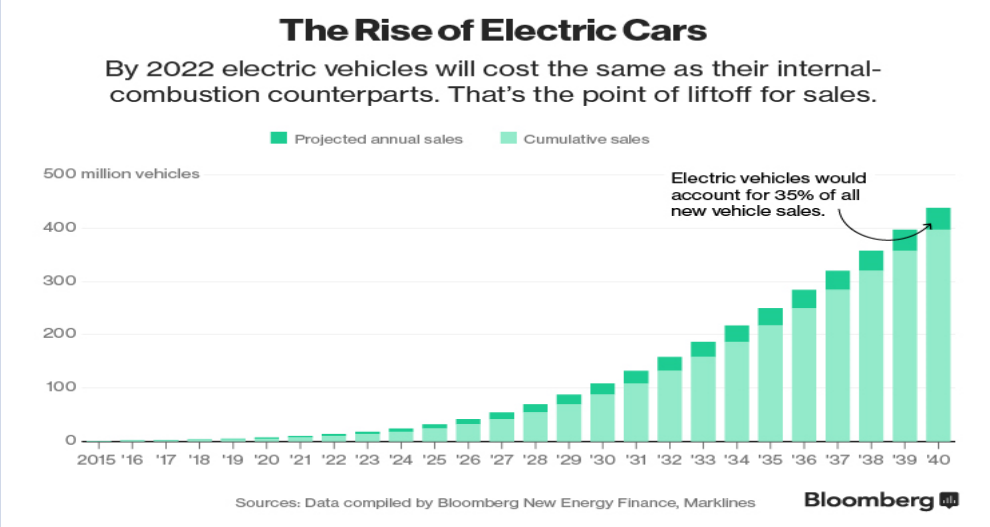
[11] Le batterie Li-ion dovrebbero, secondo il rapporto, entro il 2022 godere di una ulteriore riduzione di costo stimata al 28%.
[12] 2015.

con un valore economico complessivo di 280 miliardi di euro: circa la metà di questo mercato è previsto che possa essere coperto da tecnologie di accumulo elettrochimico" [14].

STATO DI AVANZAMENTO DEI SAE ELETTROCHIMICI PER SISTEMI STAZIONARI IN ITALIA E NEL MONDO [15]	
INTERNAZIONALE	NAZIONALE
Secondo il sistema DOE [16] in Europa sono ad oggi installati circa 240 MW - 460 MWh di impianti di accumulo elettrochimico (circa 170 impianti di diversa taglia e tecnologia), per varie applicazioni, regolazione primaria, *time-shift*, differimento di investimenti di rete, regolazione di tensione, e varie applicazioni in accoppiamento a generatori FER. Toyota e BMW hanno stretto un accordo per la progettazione e lo sviluppo di una batteria ultra-efficiente a base di Litio-Aria. La batteria Litio-Aria ha una densità massima teorica di 3450Wh/kg con costi molto elevati. Per intenderci, le attuali batterie agli ioni di litio hanno una densità di soli 200 Wh/kg. Grazie alla partnership nippo-tedesca (Toyota+BMW) i tempi sono imminenti ma i dispositivi dovrebbero essere piuttosto costosi. La Citroen sta testando batterie Alluminio-aria, così come Phinergy, azienda israeliana, che sta lavorando con il colosso dell'alluminio Alcoa Canada. La batteria zinco-aria ad alto potere BA-8180/U è commercializzata sin dal 2002 dalla Electric Fuel Battery Corporation di Auburn nello stato dell'Alabama, in USA.	In Italia sono installati o in fase di installazione 37 impianti, per un totale di 82 MW-310 MWh. Le applicazioni riguardano il supporto di tensione, la risoluzione di congestioni di rete su linee con elevata presenza di generatori eolici, la regolazione primaria di frequenza e il *time-shift*. In Italia le batterie metallo-aria, nelle dimensioni, tipologia e voltaggio (~12 V) necessari per l'autotrazione, vengono studiate e costruite dalla Edison di Trofarello, in provincia di Torino, mentre è di una controllata FIAMM (FZSonic) la produzione di batterie ZEBRA (a nickel cloruro). I sistemi ES possono essere accoppiati con tutte le fonti rinnovabili e non rinnovabili di generazione elettrica grazie alla loro estrema -flessibilità di prestazione. L'esistenza di un cospicuo numero di opzioni tecnologiche consente un adattamento e una -flessibilità alle specifiche applicative assolutamente ineguagliato dalle altre tecnologie competitive. Sono particolarmente adatte (anche a confronto con tecnologie più mature di grande taglia quali il pompaggio) perché sono modulari e scalabili su varie taglie, da qualche kW per impianti fotovoltaici di tipo domestico a decine di MW per accoppiamento con parchi eolici, hanno un tempo di risposta molto veloce (meno di 1'), il tempo di installazione dell'impianto è breve e possono essere installate ovunque, anche in prossimità dei generatori e/o carichi cui sono asserviti. Tutte le tecnologie possono inoltre fornire oltre al classico servizio ES anche servizi di rete utili agli operatori delle Smart Grid

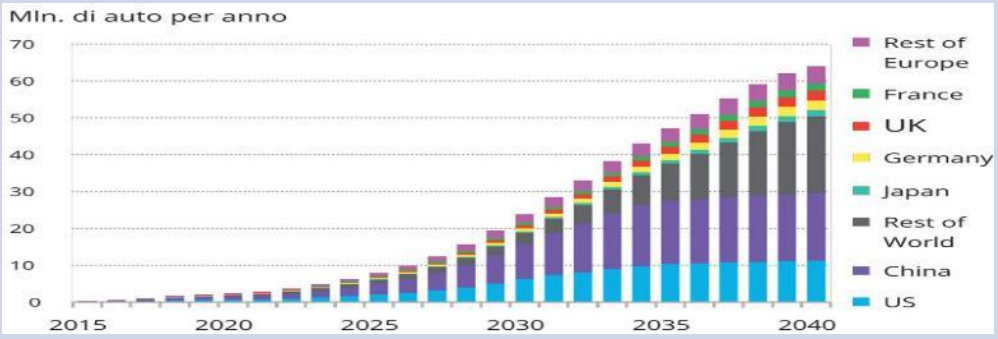
Automotive e Vehicle to Grid (V2G)

La diffusione delle auto elettriche sta guidando in maniera sostanziale la domanda di batterie Li-ion, che rappresenta la principale tecnologia per i dispositivi di storage collegati alle reti di utility ed agli impianti solari rooftop. Secondo le stime di BNEF questo consentirà ai produttori di aumentare la produzione ed attivare economie di scala per la riduzione dei costi. Il BNEF stima che la tecnologia arriverà a costare 120 dollari al kWh entro il 2030 rispetto agli attuali costi che arrivano a 300 dollari l'ora, ma che erano 1000 nel 2010. Se queste stime dovessero dimostrarsi reali il potenziale per risolvere il grande problema delle FER, ovvero l'intermittenza nelle ore notturne o in caso di mal tempo, sarebbe altissimo. Gli analisti di Bloomberg stimano che il 35% dei veicoli venduti entro il 2040 saranno elettrici (41 mln di auto). Una cifra maggiore di 90 volte rispetto ai dati del 2015. Gli investimenti in energie rinnovabili dovrebbero arrivare, nel 2040, a quota 7,8 miliardi di dollari, rispetto ai 2,1 miliardi investiti nelle FF. "*L'industria dei sistemi di accumulo [elettrochimici] è attualmente guidata da prodotti di consumo come computer e telefono cellulari* – dichiara uno degli analisti del rapporto di BNEF di NY- *I veicoli elettrici saranno il motore futuro del cambiamento della tecnologia delle batterie e contribuiranno in maniera sostanziale al loro calo dei costi*".

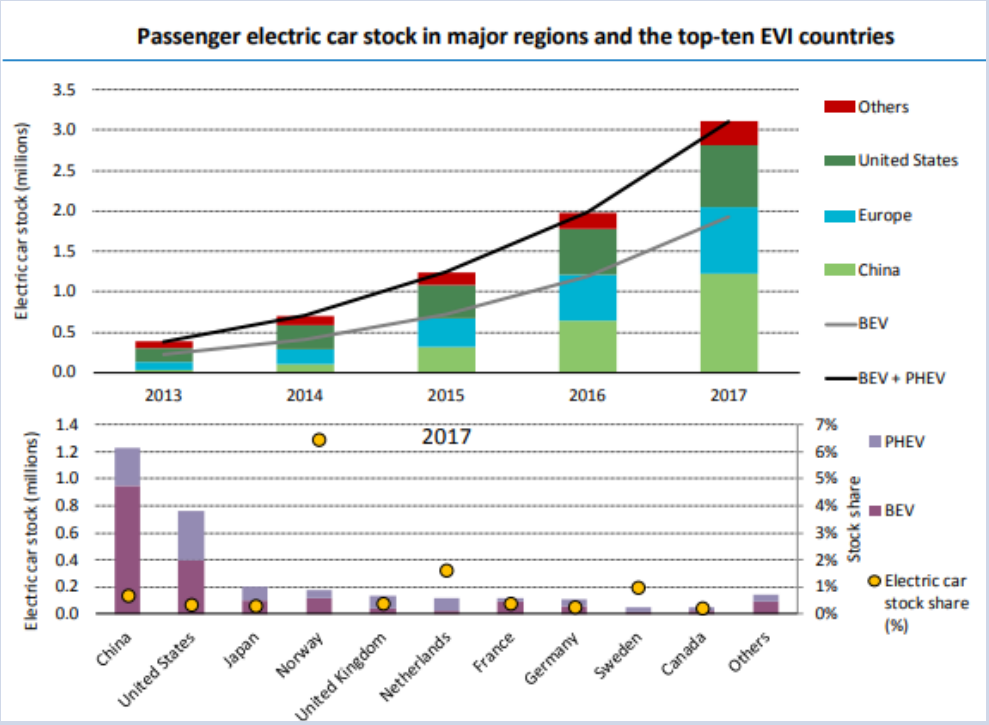


Stima di vendita dei VE al 2022. Fonte primaria: BNET

Come si evince dal grafico Bloomberg NEF [17] [18]stima che al 2022 il prezzo dei veicoli elettrici arriverà a pareggiare il costo delle auto a combustione interna e ad avere una incidenza, al 2040, del 35% del mercato automobilistico.

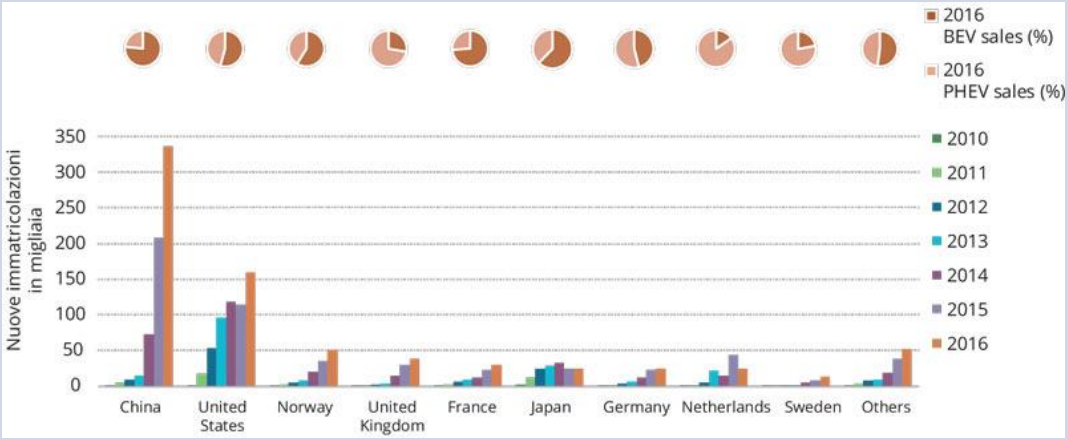


Stima di vendita annuali di VE nel mondo al 2040. FONTE: vpsolar.com [19]



Numero auto elettriche e top ten paesi più attivi nel mercato. FONTE: IEA [20]

Dai dati del *Global EV Outlook* dell'International Energy Agency (IEA) si evince chiaramente il ruolo dominante della Cina che detiene una fetta considerevole della vendita di auto ibride plug in (PHEV) – un venduto di circa 600.000 unità nel 2017 -, in Europa, invece, dominano le auto puramente elettriche (BEV) – in Europa il paese maggiormente attivo è la Norvegia [21] [20].



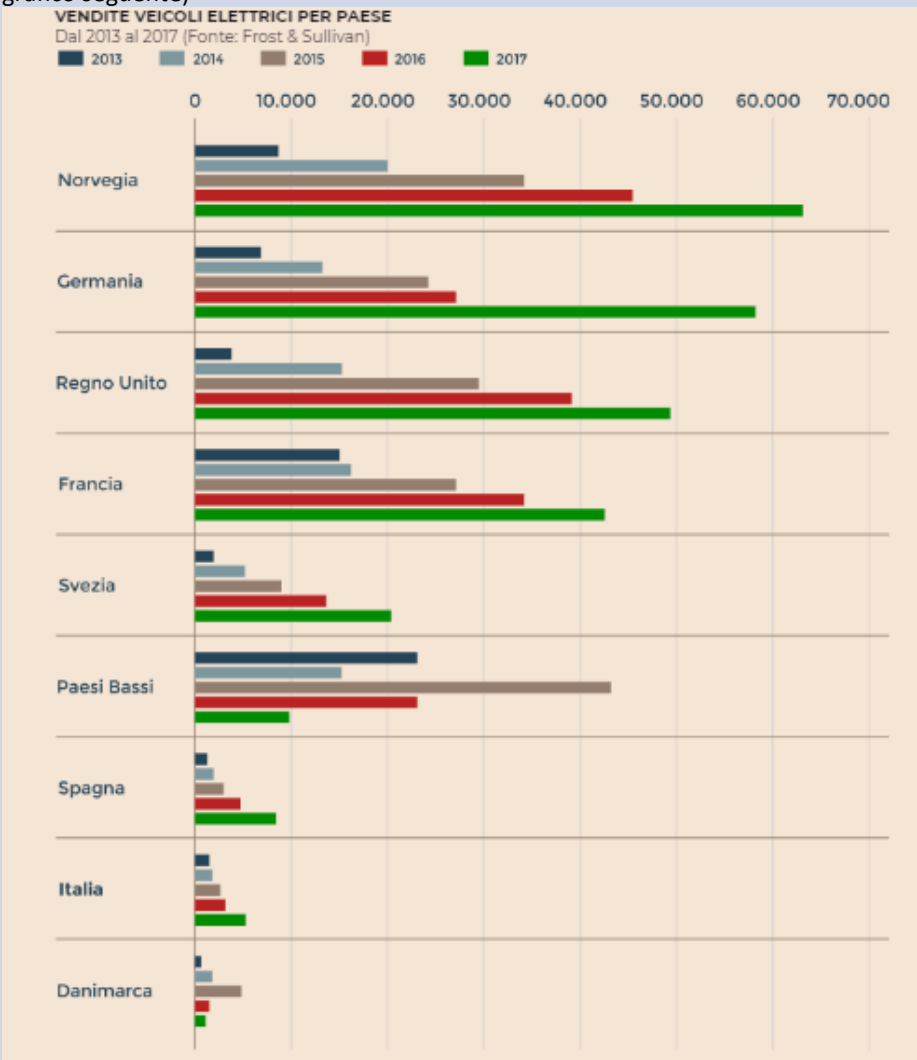
Nuove immatricolazioni VE al 2016 [19]

Oltre a rappresentare un fattore di traino per lo sviluppo e l'innovazione in merito ai SAE elettrochimici (le batterie), l'espansione del mercato dell'auto elettrica assume un significato ulteriore in un'ottica **Vehicle to Grid (V2G).**
Il sistema V2G è in definitiva la ricarica bidirezionale dei VE che trasforma le e-car in vere e proprie centrali mobili in grado di accumulare energia e rimettere in rete la quota parte di energia non utilizzata.
Stato di avanzamento della tecnologia:
Danimarca: primo utilizzo nel 2016 con Nuvve e N200:
UK: Progetto "e4fure" avviato nel 2018 con 30 milioni di sterline di finanziamenti dal governo e l'obiettivo di sperimentare su vasta scala con 1000 istallazioni V2G; sempre in UK viene avviato da Enel e Nissan il primo hub V2G commerciale presso la sede della utility danese Frederiksberg Forsyning con l'installazione di 10 caricatori V2G e l'acquisto di 10 Nissan e NV200Van a zero emissioni.
Germania: Leaf è stata la prima e-car ad avere superato la fase di pre-qualificazione come SAE (linee guida TSO) e questo ha permesso di accreditarla come riserva di energia per la rete nel progetto Hagen;
Italia: Nissan, Enel e l'Istituto Italiano di Tecnologia (IIT) avviano un protocollo di intesa per l'avvio di un progetto pilota di car sarin aziendale con 2 Leaf e 2 stazioni di ricarica all'interno dell'IIT a Genova.

Le tecnologie V2G hanno un potenziale in un'ottica di accumulo distribuito dell'energia, così come possono contribuire al mantenimento di una Community Energy Storage.

Criticità del mercato

Secondo Philip Reuter, Head of Mediterranean Region di Frost and Sullivan, il mercato dell'auto elettrica in Europa in generale, e in Italia nel particolare, presenta non solo una penetrazione disomogenea nelle varie regioni (si veda grafico seguente)



Vendite veicoli elettrici per paese. Fonte:Sole24ore.com [22]

ma anche e soprattutto una serie di importanti sfide che tendono a rallentarne l'adozione e la penetrazione:

●la mole degli investimenti necessari per lo sviluppo di una infrastruttura di ricarica dei VE sono enormi e la penetrazione delle smart grid è ancora allo stadio embrionale;

●è molto lenta, quasi inesistente, l'elettrificazione dei veicoli commerciali – principali imputati dell'inquinamento nelle città;

●le batterie dei VE vengono prodotte principalmente fuori dall'Europa, che nel 2020 deterrà circa il 3% del mercato delle batterie. È la Cina il maggiore produttore (60% del mercato) che sicuramente non vuole abbandonare il primato, anche grazie alla stipula di contratti strategici che le assicurano l'accesso alle materie prime (litio e cobalto). [22]

Supercapacitori

Al momento i sistemi di accumulo più diffusi sono costituiti da batterie basate su tecnologie molto diverse, le più conosciute sono le batterie al litio (Li-ion) oppure le Litio-Ferro-Fosfato (LiFePO4), ma sono ancora molto usate le batterie al piombo come le AGM (Absorbent Glass Mat), al piombo GEL, meno conosciute le batterie a flusso (VRB) per citarne alcune tra le più conosciute.
Tutti questi tipi di accumulo presentano capacità, potenza specifica, energia specifica, indice C (capacità di carica/scarica), profondità di scarica (Depth of Discharge, DoD) e cicli di vita diversi tra loro che le rendono adatte e applicabili a contesti diversi.
Uno dei punti deboli che vincolano le modalità di utilizzo di questi sistemi è la velocità di carica e scarica; infatti, le batterie non possono essere caricate o scaricate a qualsiasi potenza, ma devono essere rispettati precisi parametri di corrente (soprattutto per le batterie al litio), oltrepassati i quali le celle subirebbero dei danni irreversibili fino al pericolo di esplosione. Un secondo problema è la degradazione nel tempo, trattandosi di accumulatori elettrochimici il degrado è presente perché correlato al tempo, indipendentemente dalle ore di utilizzo che ne riduce il numero di cicli di carica/scarica. Un altro problema meno impattante ma comunque vincolante è la temperatura di lavoro, sostanzialmente le batterie al litio non possono lavorare a temperature inferiori a 0°C.
I punti di forza degli accumulatori a supercapacitori sono proprio quelli che nelle batterie tradizionali rappresentano i punti deboli, possono reggere potenze di carica e scarica elevatissime, per cui se la potenza è disponibile si possono caricare anche in pochi secondi. Lo stesso può avvenire nella scarica se le esigenze del carico allacciato lo richiedono, allo stesso modo però posso essere caricati o scaricati a potenze molto piccole. Questa caratteristica li rende molto utili dove sono presenti picchi improvvisi di potenza sia in produzione che in assorbimento alternati a potenze minime, che sono le condizioni che spesso si presentano nelle reti e nelle produzioni di energie rinnovabili. Le specifiche fornite dai produttori indicano che l'accumulatore permette una completa profondità di scarica (fino al 99%), cicli rapidi di carica/scarica, funzionalità alle basse ed alte temperature (da -30°C a 85°C) il tutto senza compromettere la performance e la durata dei capacitori. L'assenza di processi elettrochimici, tipici delle batterie classiche, salvaguarda i supercondensatori da un rapido invecchiamento e assicura 1 milione di cicli vita che per un'applicazione stanziale potrebbero corrispondere a circa 40 anni di vita.
Gli aspetti deboli di questa tecnologia sono i valori ridotti di energia specifica che si attestano sui 40÷60 Wh/Kg, dove invece le batterie al litio raggiungono facilmente 100÷250 Wh/Kg.

Per il settore della mobilità questo è un aspetto cruciale che ne rallenta molto l'adozione, ma lo sviluppo della tecnologia e la sperimentazione di nuovi materiali hanno già prodotto dei supercapacitori che stanno raggiungendo i valori di energia specifica già propri del litio.
I moduli accumulatori a supercondensatori sono in grado di sostituire le attuali applicazioni stanziali basate sul piombo (AGM, GEL, acido libero) o le batterie al Litio-Ioni (qualsiasi tipo). Tra i vantaggi anche la bassa dissipazione di calore, (non necessita di raffreddamento), il mantenimento della capacità nominale indipendentemente dalla corrente erogata e dalla temperatura esterna. Questi accumulatori inoltre non richiedono il trasporto speciale per merci pericolose (ADR) come per le batterie al Litio, e non richiedono manutenzione.
I supercondensatori offrono un promettente approccio alternativo per soddisfare le crescenti richieste di energia dei sistemi di accumulo di energia: l'utilizzo misto di batterie e moduli a supercondensatori potrà trovare numerosi esempi di applicazioni poiché il ciclo di vita delle batterie si riduce significativamente quando si verifica una grande corrente di scarica a impulsi con un picco che supera ampiamente il consumo medio di energia. In condizioni di carico impulsivo, il supercondensatore lavora da filtro e appiana le sollecitazioni di picco sulla batteria fornendo energia al sistema in brevi tempi. Dopo aver erogato la corrente d'impulso, il supercondensatore viene rapidamente ricaricato dalla batteria tra i cicli di impulso. Lo stoccaggio parallelo della batteria-supercondensatore aumenta notevolmente la potenza di picco, riduce considerevolmente le perdite interne e prolunga la durata della batteria. Il costo per kWh attualmente è ancora elevato se confrontato con le altre tecnologie.

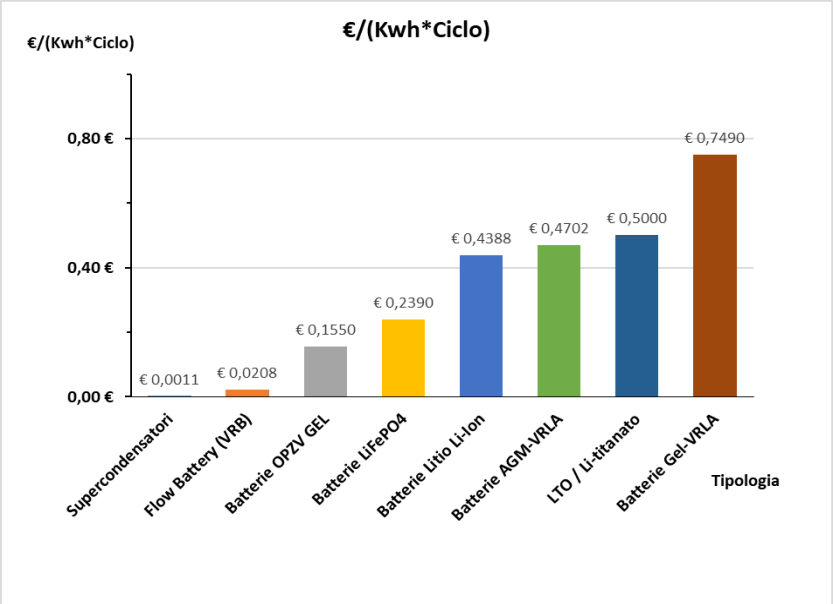


Figura 10 Costo attuale in Euro/kWh per ciclo riferito alle tecnologie di accumulatori maggiormente diffusi in ordine crescente. FBK

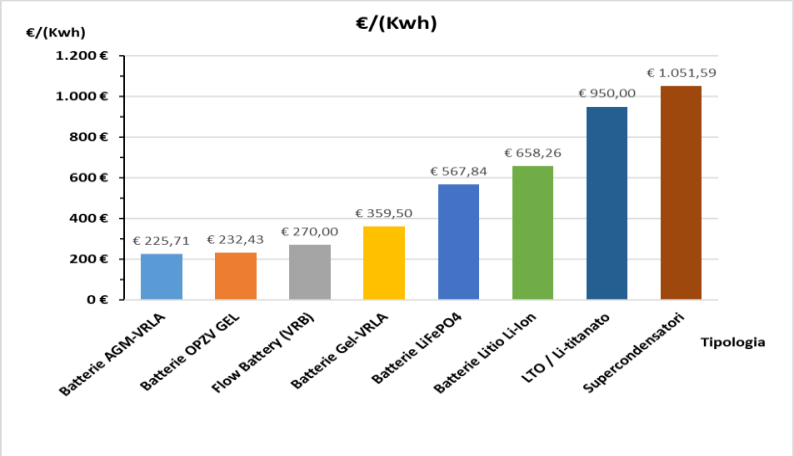


Figura 11 Costo attuale in Euro/ kWh riferito alle tecnologie di accumulatori maggiormente diffusi in ordine crescente.

Come sempre accade, però, con l'aumento delle quantità prodotte e le economie di scala il costo è previsto che potrà scendere notevolmente. Se si confronta il costo per ciclo, essendo che i supercondensatori garantiscono un elevato n° di cicli vita, il costo si abbatte notevolmente e come si vede nel grafico i supercondensatori fanno registrare il costo più basso.

Prodotti commercializzati

Un esempio già disponibile sul mercato di modulo per accumulo di energia a supercondensatori sono i moduli prodotti dalla Kilowat Lab. Questi moduli sono in grado di sostituire le attuali batterie al piombo o al litio negli accumuli associati a impianti fotovoltaici o eolici. I moduli sono prodotti in taglie da 1kW, 3,5kW e 7kW, e possono essere collegati in parallelo tra loro, teoricamente senza limiti di numero, per ottenere capacità cumulative superiori. La Kilowat Lab per i suoi prodotti garantisce 1 milione di cicli di carica/scarica al 99%, la vita attesa è di oltre 40 anni. Per il modulo da 3,55 kWh - 48V il costo è di € 4.455.

Figura 12 Modulo per accumulo della Kilowat Lab con supercapacitori e Caratteristiche tecniche modulo per accumulo energia con supercapacitori della Kilowat Lab

La società CSR Ningbo New Energy Technology è una società specializzata nello sviluppo, produzione e vendita di elettrodi supercondensatori. L'azienda produce supercondensatori CSRCAP da 350 a 9500 Farad. Ha una linea di produzione su larga scala, con la capacità di produrre moduli di supercondensatori ad alta tensione. La più alta tensione del modulo può raggiungere 1500V. Il suo mercato comprende una serie di industrie, come trasporto ferroviario, veicoli elettrici, energia eolica, reti intelligenti e attrezzature militari. L'azienda punta ad essere tra i primi tre nel settore globale nel 2015.

Capacità:	7500 Farad
Tensione:	2,7 V
Densità di energia:	5,71 Wh / kg
Densità di potenza:	6,85 kW / kg
Temp. di eserc.:	da -40 ° C a 65 ° C
Cicli vita:	> 1 milione
Altezza:	231 mm
Larghezza:	79 mm
Peso:	1,33 Kg

Figura 13 Supercapacitore Ningbo New Energy Technology

Lo stabilimento di produzione di Skeleton Technologies a Grossröhrsdorf, in Germania, è situato in un gruppo di aziende manifatturiere ad alta tecnologia, in una zona conosciuta colloquialmente come Silicon Sassonia.
SkelGrid è un sistema di accumulo dell'energia completo che può essere utilizzato per l'alimentazione di backup a breve termine o per aumentare la qualità dell'alimentazione per applicazioni o infrastrutture industriali. Come sistema modulare, i componenti SkelGrid possono essere personalizzati in base alle esigenze dei clienti. Il sistema è costituito da singoli moduli SkelMod 102V 88F e la dimensione massima di installazione è un container standard di 12m. , che può fornire potenza dell'ordine dei MW per esigenze a breve termine.
Gli ultracondensatori sono ideali per applicazioni di qualità energetica
Le celle SkelCap sono anche superiori alle batterie, attualmente la scelta migliore per le esigenze di alimentazione di backup: gli ultracondensatori possono fornire energia, fino a 60 volte più rispetto alle batterie, possono funzionare quasi a piena efficienza anche a -40 ° C, e si possono caricare e scaricare quasi all'istante per oltre un milione di cicli. Gli ultracondensatori sono in grado di reagire in pochi millisecondi, consentendo una potenza di backup senza interruzioni.
La famiglia di prodotti SkelGrid è progettata per applicazioni come la regolazione di tensione e frequenza e il livellamento dei picchi, oltre ad avere la capacità di fornire una potenza di backup affidabile per esigenze a breve termine.

Esempi di applicazioni reali realizzate

Livellamento dei picchi di potenza

Quasi tutti i profili di potenza sono dinamici: oltre alla potenza di base, è necessario coprire un breve periodo di potenza di picco. Gli ultracondensatori colmano il divario tra i carichi di base e di picco.
Generatore diesel a velocità variabile da 1 MW
Carico base: 300 kW
Carico di picco: 1 000 kW
Gli ultracondensatori offrono due vantaggi importanti che possono far risparmiare notevoli quantità di denaro:

- bassi costi di manutenzione
- dimensionamento in base al carico, quindi non devono essere sovradimensionati per gestire i picchi.

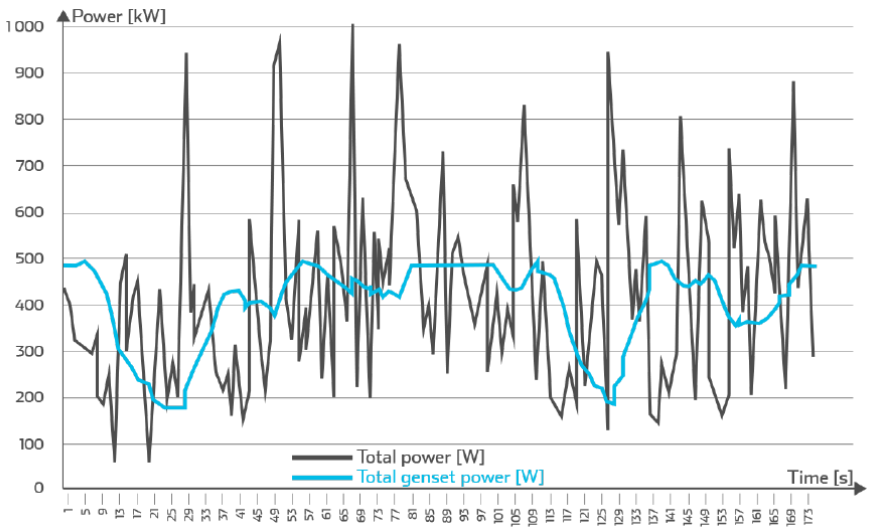


Figura 14 La traccia nera rappresenta la potenza fornita, la traccia azzurra la potenza generata, i picchi sono forniti dai supercapacitori. In questo caso il generatore non "vede" i picchi richiesti dal carico (Skeleton - Großröhrsdorf – Germania)

Rete ad isola - regolazione della frequenza

Una piccola rete ad isola non ha abbastanza inerzia per mantenere costante la frequenza, quindi ha bisogno di accumulo di energia per supportarla. Gli ultracondensatori sono ideali per la regolazione della frequenza grazie al tempo di reazione praticamente istantaneo e alla durata di oltre 1 000 000 di cicli di vita.

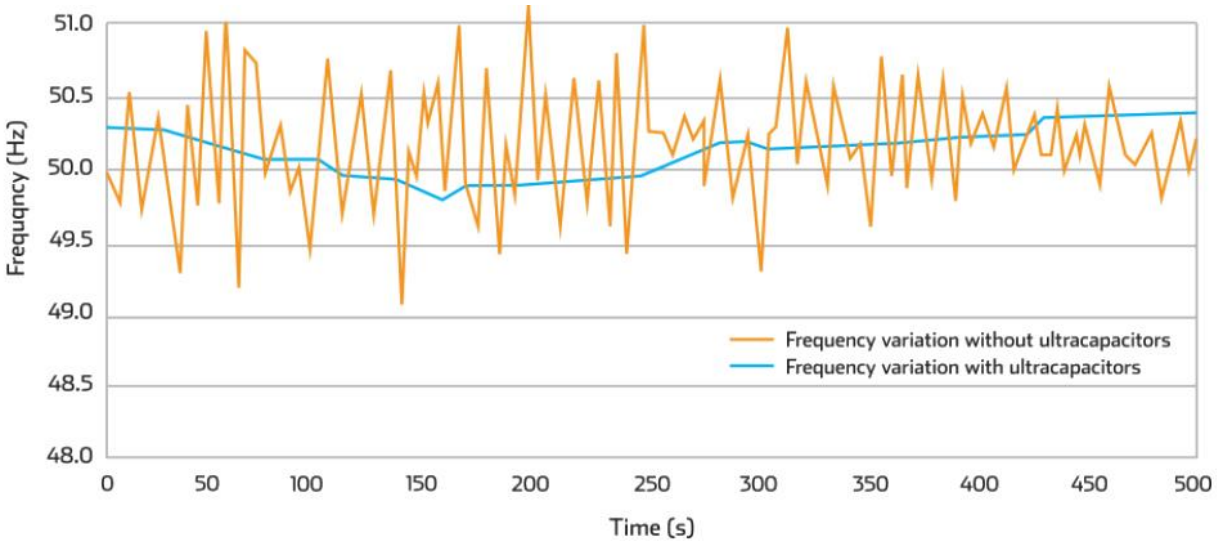


Figura 15 Variazioni di frequenza prima (traccia arancione) e dopo l'inserimento dei supercapacitori (traccia azzurra) (Skeleton - Großröhrsdorf – Germania)

Alimentatore ad impulsi bidirezionale

Caratteristiche impianto:
Profilo di potenza sinusoidale 0,1 Hz
Alta potenza 1-10 MW
Funzionamento continuo > 8760 h/a
Lunga durata > 10 anni

La soluzione basata su ultracapacitor è risultata dieci volte più economica di un sistema basato su batteria con un volume molto più ridotto e una durata di vita 2,3 volte quella delle batterie.

	Batterie	Supercapacitori
Costi	6.500.000 €	650.000 €
Peso	167 t	6t
Volume	200 m^3	7 m^3
Ciclo vita (anni)	10	23

Energia per i gruppi di continuità

Tradizionalmente alimentati da batterie, i sistemi UPS forniscono energia di emergenza per le apparecchiature essenziali in caso di interruzione di corrente. Tuttavia, le batterie reagiscono relativamente lentamente, il che può rappresentare un problema. Grazie al loro tempo di reazione

praticamente istantaneo, gli ultracapacitori sono ideali per applicazioni di UPS, offrono affidabilità senza manutenzione per tutta la loro durata che può arrivare fino a 25 anni e anche oltre.
Requisiti applicativi ideali per UPS:

- Tempo di applicazione: 0,2 - 3 secondi
- Potenza: > 200 kW

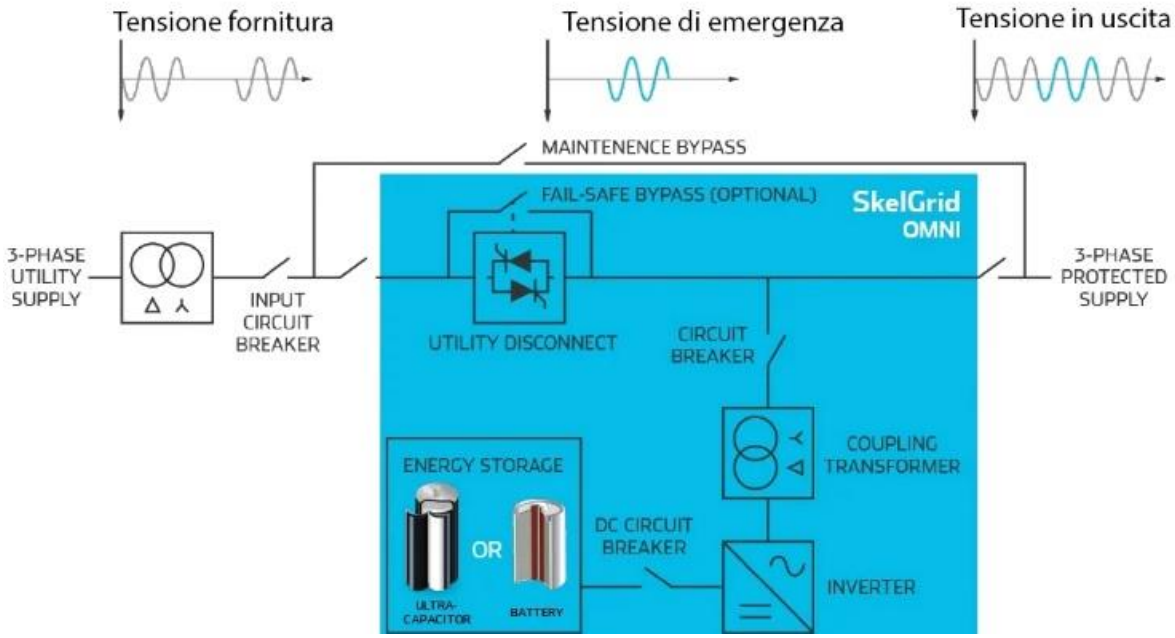


Figura 16 Utilizzo dei supercapacitori nelle applicazioni UPS in sostituzione delle batterie (Skeleton - Großröhrsdorf – Germania)

Generatori eolici e supercapacitori 240V

Il settore eolico sfrutta questa soluzione economica come alimentazione di backup del sistema di controllo di emergenza della turbina eolica. I moduli richiedono una manutenzione minima o assente, resistono all'ambiente aggressivo della turbina eolica e contribuiscono a semplificare le operazioni del parco eolico.

Figura 17 Modulo a supercapacitori 240V (AEP Components - Netherlands)

Il modulo Ultracapacitor da 240 V offre:

- rapida risposta
- accumulo di energia ad alta potenza con i vantaggi di una bassa resistenza interna
- bilanciamento cellulare passivo
- un'ampia gamma di temperature di funzionamento da -40 ° C a 65 ° C
- fino a 500.000 cicli di lavoro o durata di 10 anni,
- lunga durata e prestazioni affidabili

il modulo viene utilizzato anche come alimentazione per un gruppo di continuità industriale (UPS) su larga scala in data center, ospedali e produzione ad alta tecnologia e può essere personalizzato per 20 kW in sistemi multi-megawatt. La soluzione da 240 volt semplifica il passaggio alla fonte di energia di backup colmando il gap energetico con diversi secondi di potenza affidabile.

Bus elettrico - città di Shanghai, Cina

Il bus elettrico del superconduttore è adottato in Cina Bus elettrico supercondensatore. La Cina è in prima linea nell'adozione del bus interamente elettrico dotato di supercondensatori.
La società cinese Sunwin, una joint venture tra Volvo e la più grande casa automobilistica cinese SAIC, aveva già fatto un grande successo pubblicitario nel 2010 fornendo 61 autobus elettrici che utilizzavano i supercondensatori per servire l'Expo mondiale 2010 di Shanghai.
Gli autobus con i supercondensatori di Sunwin hanno portato l'autonomia, nella versione 2010, da 3 a 6 km. I supercondensatori vengono quindi caricati su ogni fermata dell'autobus con un pantografo (come un tram). Trenta secondi sono sufficienti per caricare il bus al 50% e ci vogliono 80 secondi per caricare al 100%. Per 2 anni la città di Shanghai ha testato varie tecnologie di bus 100% elettriche:

- autobus dotati solo di batterie
- autobus dotati solo di supercondensatori
- autobus dotati di batterie + supercondensatori

Nel febbraio 2013, la città ha deciso a favore del bus elettrico dotato di batterie e supercondensatori. Il dipartimento dei trasporti pubblici di Shanghai dice così di voler acquistare 200 di questi autobus urbani. Il vice direttore generale della compagnia di trasporti pubblici di Pudong (un distretto di Shanghai), il l'Ing. Binfeng ha dichiarato che questi autobus sono in grado di viaggiare quasi 10 ore al giorno, a pieno carico e con un condizionatore d'aria in funzione, adatto per uso urbano.

Figura 18 Shanghai - Bus elettrico alimentato con supercondensatore

Bus elettrico - città di Ningbo, Cina

Un nuovo autobus elettrico è stato messo in funzione il 28 luglio 2015 in Cina. La sua particolarità: una ricarica completa in soli 10 secondi grazie ai suoi supercondensatori.
Questo autobus percorre una linea di 11 km con 24 fermate nella città di Ningbo, sulla costa orientale della Cina. Nei prossimi tre anni, non meno di 1200 di questi autobus saranno utilizzati per il trasporto pubblico nella città, dove si trova l'impianto di autobus elettrico.
Questo autobus viene ricaricato alle fermate, mentre i passeggeri salgono o scendono dall'autobus. Ogni ricarica consente al bus di viaggiare fino a cinque chilometri. Inoltre, il bus consuma dal 30 al 50 percento in meno di energia rispetto ad altri veicoli elettrici.
Il bus è equipaggiato con supercondensatori CSRCAP prodotti dalla società cinese "Ningbo CSR New Energy Technology", una sussidiaria della CSR Zhuzhou Electric Locomotive.
Questi supercondensatori sono in grado di funzionare per 12 anni e sopportare oltre un milione di cariche, anche a temperature elevate. La tecnologia del supercondensatore è più affidabile, veloce e duratura rispetto alle batterie che normalmente non sopportano più di 500 cicli di ricarica.
Grazie ai supercondensatori, l'opportunità di caricare autobus elettrici sta emergendo come il modo più affidabile e più economico per sviluppare una flotta di autobus elettrici all'interno delle città.

Figura 19 Città di Ningbo (Cina) Bus elettrico alimentato con supercondensatore. Tempo di caricamento 10s.

Catamarano elettrico

Costruito dal cantiere STX di Lanester, questo shuttle per imbarcazioni con propulsione esclusivamente elettrica effettua la carica ad ogni fermata in soli 4 minuti . Una capacità fornita dalla

Figura 20 L'Ar Vag Tredan esegue 28 viaggi giornalieri, uno ogni mezz'ora.

velocità di ricarica dei supercondensatori che supera di gran lunga quella delle batterie tradizionali. Questo è certamente ne "a emissioni zero”
Ar Vag Tredan è un catamarano elettrico senza batterie che misura 22,1 metri per 7,2 metri e può ospitare 113 persone. Ha due propulsori ed è in grado di raggiungere una velocità massima (alla massima carica) di 10 nodi. Questa barca è unica perché equipaggiata con supercondensatori che vengono ricaricati in quattro minuti, questa nave trasporta solo l'energia di cui ha bisogno", ha spiegato Laurent Castaing, direttore di STX France.

La comunità urbana ha acquisito Ar Vag Tredan 3,2 milioni di euro, 1 milione in più di una barca convenzionale. Questo costo aggiuntivo dovrebbe essere ammortizzato nel corso della durata prevista di 30 anni della nave. Ma se i prezzi del petrolio aumentano in modo significativo, Ar Vag Tredan si rivelerà ancora più redditizio per questo si potrà contare sulla durata degli ultracondensatori, che sono

Figura 21 l'Ar Vag Tredan in 4 minuti fa il pieno per 1h di autonomia

in grado di supportare un gran numero di cicli di carica.
Questo traghetto elettrico non inquinante potrebbe ben piacere agli utenti. Se il successo è lì, l'intera flotta dell'agglomerato di Lorient potrebbe essere sostituita da navi supercondensatori.
[23], [24], [25], [26]

4.4 Accumulo non convenzionale

All'interno del paradigma dell'accumulo distribuito finalizzato alla costruzione di una Community Energy Storage, in cui si muove l'intero progetto ComESto, rientrano come potenziale di accumulo energetico i cosiddetti accumuli "non convenzionali"[13], ovvero l'**accumulo chimico** – H_2 e produzione di biodiesel da olio usato -, l'**accumulo termico** e l'**accumulo idrico** in un'ottica di integrazione di più sistemi al servizio della comunità.
L'accumulo termico viene letto nel corso del rapporto sia nei termini degli sviluppi delle tecnologie più avanzate, sia nei termini del Power to Heat (P2H) che è la specifica tecnologia prevista dal progetto.
I sistemi di accumulo presi in considerazione dal rapporto sono nello specifico quelli realizzati attraverso sistemi di pompaggio idroelettrico; con un focus sul potenziale degli impianti di produzione micro e pico idroelettrica.

Accumulo Termico:

I sistemi avanzati di accumulo termico si distinguono in tre differenti categorie:

- **sistemi a calore sensibile** – SHTES (Sensible Heat Thermal Energy Storage);
- **sistemi a calore latente** – LHTES (Latent Heat Thermal Energy Storage)**;**

[13] Progetto di ricerca industriale ComESto, Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR.

- **sistemi termochimici** – TcES (Thermochemical Energy Storage)[14].

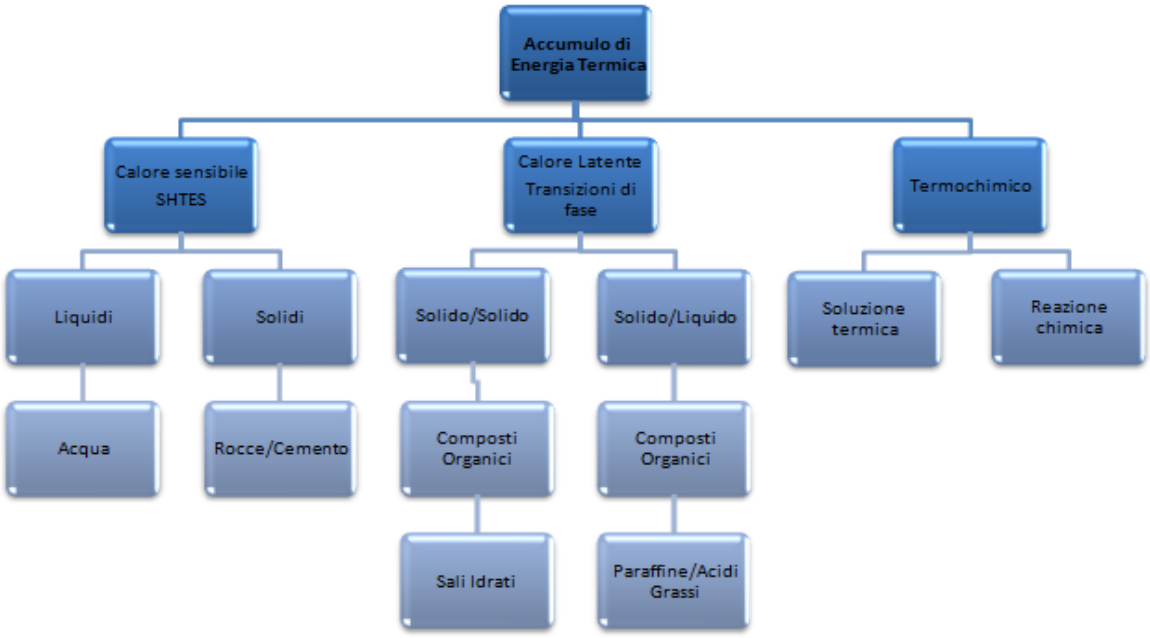
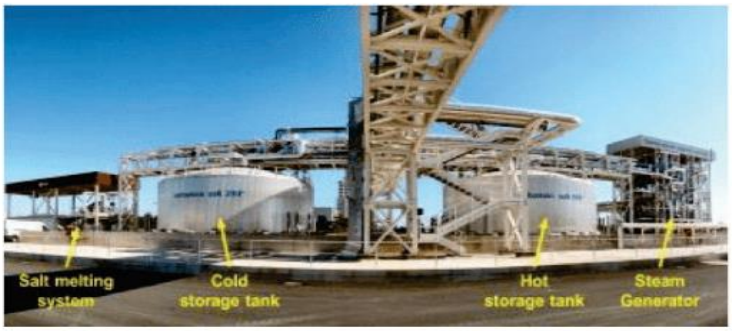


Figura 22: Schema Tecnologie di Accumulo Termico



Sistema di accumulo termico da 80MWh a due serbatoi e sali fusi dell'impianto dimostrativo "Archimede" realizzato da ENEL/ENEA a Priolo Gargallo.

Serbatoio di accumulo termico per riscaldamento di distretto in Austria con capacità termica di 2 GWh

Scambiatore di calore per una unità di accumulo termico a cambio di fase, con alettature fatte con fogli di grafite, prima del caricamento del materiale a cambiamento di fase.

Figura 23: Esempi di Sistemi di Accumulo Termico già in esercizio.

[14] Per un approfondimento tecnico si rimanda alla lettura del D1.3_OR1 del progetto.

FONTE: Sistemi di accumulo termico CNR/ENEA [27]

Sono sistemi versatili applicabili sia per l'accumulo di energia termica da FER per applicazioni domestiche e per i Solar District Heating (SDH), sia per il recupero dell'energia termica da scarto per le applicazioni industriali. Sono applicabili, infatti, al settore residenziale, per il teleriscaldamento, in settori industriali con elevata intensità di energia termica di scarto (alimentare o chimico per esempio), in settori industriali che utilizzano calore a temperature medio – alte.
Hanno un fortissimo potenziale in termini di efficienza energetica e giocano un ruolo importante in un'ottica di diffusione degli impianti alimentati da energia termica da FER.
In ambito nazionale, considerata l'elevata disponibilità di sole, hanno un ottimo potenziale di diffusione; possono creare i presupposti per aumentare la capacità di sfruttamento delle FER, considerato che necessitano ancora di ricerca di base per l'ottimizzazione delle tecnologie e dei sistemi hanno tempi di payback dell'investimento piuttosto alti (>10 anni). In questo senso la spinta dei governi e delle policy energetiche verso l'efficientamento energetico nel settore civile ed industriale può fare da driver per il loro sviluppo.
Le potenzialità del mercato dipenderanno sostanzialmente dalla velocità di raggiungimento di una maturità tecnologica tale da renderla commerciabile ed appetibile nel mercato dei SAE [27].

Power to Heat (P2H)

In linea con il paradigma dell'Accumulo Distribuito in ComESto vengono presi in considerazione I sistemi di accumulo termico (SAT), in particolare nella caratterizzazione del Power to Heat (P2H), ovvero della trasformazione dell'energia elettrica in calore attraverso l'utilizzo delle Pompe di Calore, che consentono l'accumulo di energia elettrica sotto forma di calore sfruttando come sistema di accumulo un serbatoio di acqua calda (coibentato). La dimensione degli accumuli di acqua varia da pochi m^3 fino a 100 m^3 in funzione dell'impianto, e gli accumuli con elevate capacità assumono una valenza stagionale. [28]

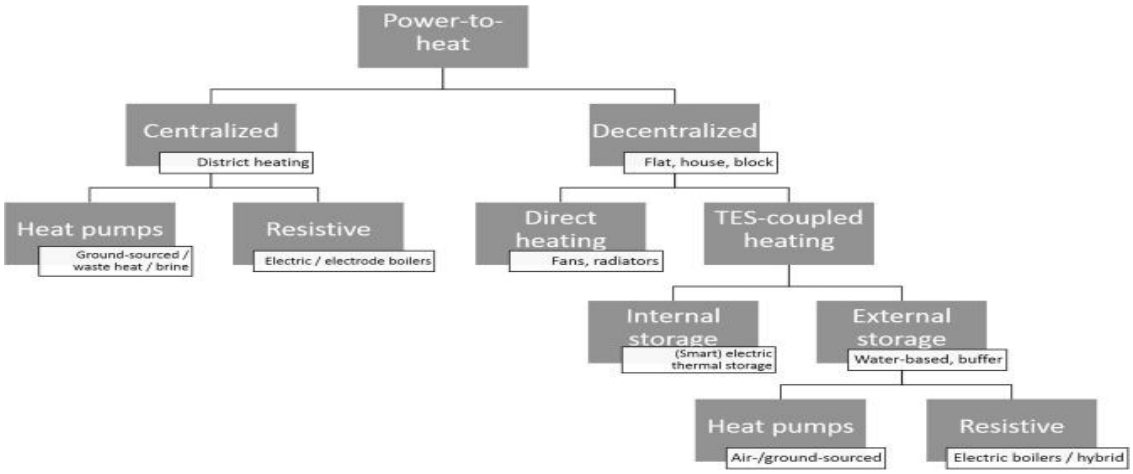


Figura 24: Categorizzazione delle opzioni residenziali per il P2H-

FONTE: Bloess et al. (2018), in Applied Energy [28]

Le P2H, come si può notare dal grafico, sono tecnologie estremamente "flessibili" e scalabili con un potenziale di applicazione sia a livello centralizzato che in *framework* distribuito.

Overview of the main demand side flexibility options, including PtH

Technology	Power	Technology maturity	Investment cost in €/kWe	Efficiency
DSM in industry	N/A	High	N/A (Low)	95% – 100%
DSM in households and services	N/A	Low	300 – 370/installation (meter, gateway and installation)	95% – 100%
EVs	~6.5 kW/vehicle	High (BAT) Low (FLEX)	min 15000 (vehicle)	93%
PtG	01 – 10 MW	Low	1000 – 6000	66% – 69% (electrolyser) 79.4% (methanation)
PtH small boiler	3 – 9 kW	High	196 – 248 (boiler)	>99%
PtH/C small HP	5 – 25 kW	High	530 – 2560 (HP)	3 – 5.5 (COP)
PtH large boiler DH	1 – 90 MW	High	88 – 180	>99% (boiler) 50 – 90% (storage)
PtH/C large HP DH	0.5 – 15 MW	High	527 (ASHP) – 1321 (GSHP)	1.7 – 3.8 (COP) 50 – 90% (storage)

ASHP: air source heat pumps, BAT: Battery, COP: coefficient of performance, DH: district heating, DSM: demand side management, EV: electric vehicle, FLEX: flexibility, GSHP: ground source heat pumps, HP: heat pump, PtG: power-to-gas, PtH/C: power-to-heat/cool.

Tabella 6: panoramica delle opzioni di flessibilità dal lato della domanda, incluso i PtH.

FONTE: H.U. Ylmaz et al. (2018) [29]

Inoltre, l'elevato livello di maturità e la letteratura sul tema danno l'immagine di un enorme potenziale a livello europeo [29].
Una breve panoramica dell'andamento del mercato delle pompe di calore in Europa mostra che è un mercato stabile. Nel 2017 si è registrata, per il 3° anno consecutivo, una crescita nelle vendite di pompe di calore, con un +11,2% di incremento (dati EHPA[15]) con 11,1 milioni di unità vendute e 10,57 milioni di istallazioni alla fine dell'anno [30]. Crescita confermata dai dati del 2018 che attestano una crescita delle vendite del 12% e 11,8 milioni di unità istallate in Europa.

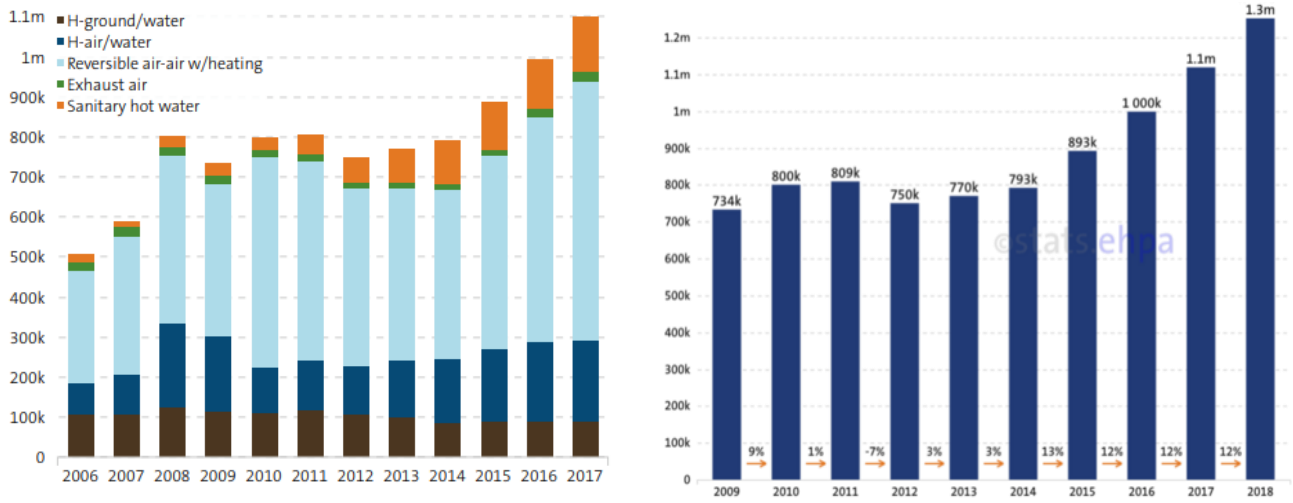


Figura 25: Andamenti delle vendite di pompe di calore in Europa 2017/2018.

[15] Associazione Europea per le pompe di calore.

FONTE: EHPA [30]

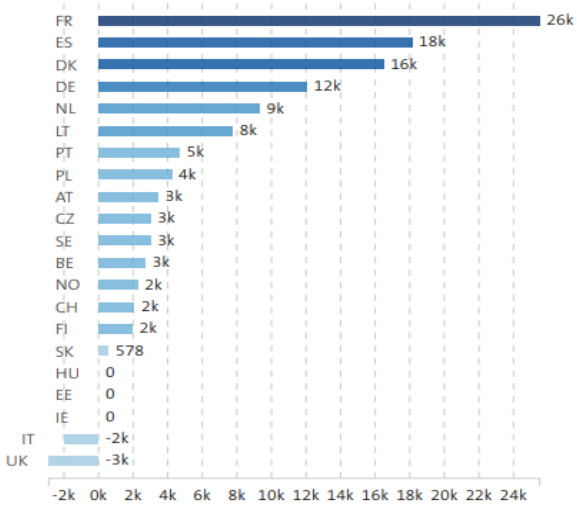


Tabella 8: Unità vendute di pompe di calore vendute in Europa per paese, anno: 2017.

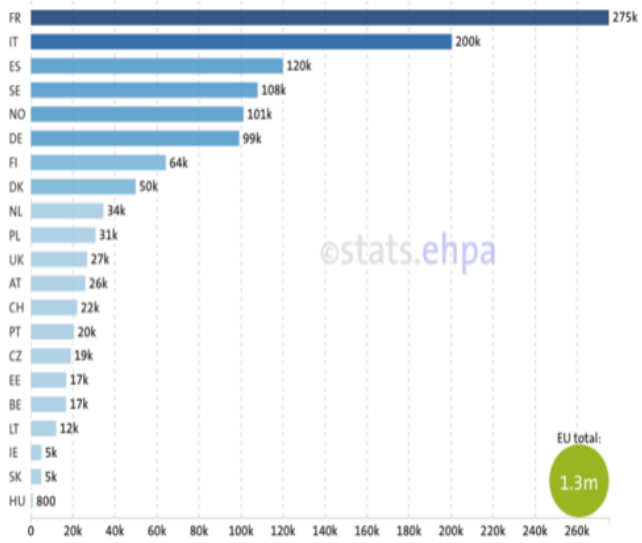


Tabella 7: Unità di pompe di calore vendute in Europa per paese, anno: 2018.

FONTE: EHPA [30]

Tutti i mercati "regionali", secondo il rapporto, hanno registrato una crescita, solo l'Italia ha subito una flessione nel 2017, recuperando, però, nel 2018 e attestandosi al secondo posto dopo la Francia. L'88% del volume di mercato è concentrato in 10 paesi [30].
L'intero parco pompe di calore installato in Europa - ~10,7 milioni di unità – genera 181,3 TWh di calore utile – di cui 115,9 TWh da FER – con 29,8 Mt di CO_2 evitate, 147,9 TWh di energia finale e 369,2 GW di capacità di accumulo [30].
L'*Energy Efficiency Report 2018* dell'Energy and Strategy Group del Politecnico di Milano, le Pompe di Calore in Italia valgono da sole il 21% del mercato dell'efficienza energetica, con circa 400/500000 unità installate nel paese, e rappresentano il 38% del totale investito nel settore del residenziale.
Tanto che, afferma lo stesso rapporto, il tasso di crescita degli investimenti è superiore a quello della media del mercato (10%). Sono tra le prime tecnologie adottate nel comparto dell'Home & Building con un controvalore di circa 1410 mln di € [31].

- **Focus (Italia)** [32]

- **Impatto su più settori**
- **Potenziale di diffusione**

•riduzione consumi e costi per la produzione di potenza termica e frigorifera di processo in molti settori industriali (es. agroalimentare, condizionamento di centri elaborazione dati, industria chimica di processo, industrie di verniciatura) •automotive (riscaldamento e condizionamento di veicoli elettrici con pompe di calore reversibili in sostituzione delle resistenze elettriche attualmente in uso; condizionamento dell'aria tramite utilizzo del calore di recupero dai gas di scarico sia su veicoli commerciali che autobus) •ottimizzazione delle reti di distribuzione del gas (preriscaldamento del gas nelle sottostazioni di decompressione) •produzione di ghiaccio a bordo dei pescherecci (tramite calore di recupero dei gas di scarico del motore di propulsore). Lo sviluppo della tecnologia rappresenta una opportunità rilevante per il raggiungimento di elevati livelli di comfort e benessere mediante sfruttamento di FER.	In Italia ci sono circa 24 milioni di abitazioni. Il potenziale teorico di applicazione delle pompe di calore può arrivare a circa 10 milioni di applicazioni al 2050, a patto che la totalità degli edifici di nuova costruzione venga equipaggiata con una pompa di calore elettrica o a gas e che una parte degli edifici esistenti, con sistema di emissione a radiatori, venga riscaldata con una pompa di calore a gas. Secondo l'E&SG 2018 sono gli interventi in retrofit che nel 2017 hanno fatto la parte del leone, con l'80% degli investimenti in EE ad essi associabili. [31]

Accumulo idrico

L'idroelettrico è il settore per eccellenza nel comparto delle energie rinnovabili. Il 50% dell'energia prodotta da FER, nel mondo, è prodotta dalla sola fonte idroelettrica.
Alla fine del 2018 la potenza generata dalle FER, a livello globale, era pari a 2351 GW, dei quali 1172 prodotta da sola fonte idroelettrica, a cui vanno, però, aggiunti 121 GW provenienti dall'accumulo dei sistemi di pompaggio idroelettrico[16] [33].

[16] Per un totale di 1293 GW; a fronte di 564 GW prodotti da fonte eolica, 486 da solare, 13 da energia geotermica e 500 MW da energia marina.

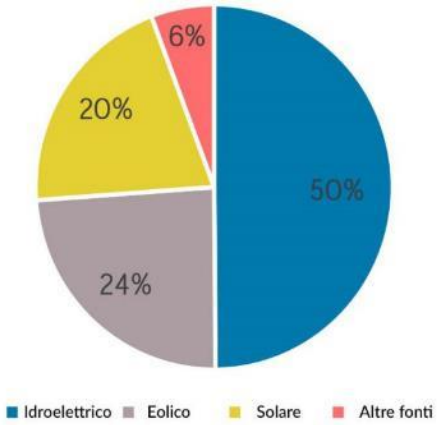


Figura 26: Potenza generata da FER a livello globale per fonte.

FONTE: IRENA [34] [33]

A fronte di una tecnologia "storica", e dunque tecnologicamente stabilizzata, e di una continua crescita del settore trainato dalla Cina, l'attuale tendenza, nei paesi più sviluppati è ridurre la taglia degli impianti in maniera drastica. Mentre nei PVS (come la già citata Cina e l'India), infatti, gli impianti idroelettrici su larga scala continuano a diffondersi, in paesi come l'Italia si sta gradualmente avviando un "cambio di marcia"[17]. Si assiste al diffondersi di impianti su scala ridotta, tipicamente ad acqua fluente, definiti "mini impianti" quando la potenza è inferiore ai 1000 kW, "micro impianti" se è inferiore ai 100 kW, si parla di "pico" impianti se la potenza è al di sotto dei 5kW [33].

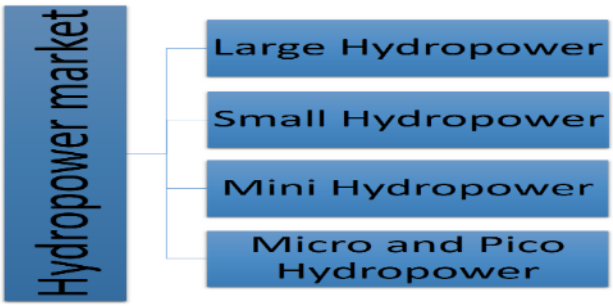


Figura 27: Idroelettrico suddiviso per settore di mercato.

FONTE: NS elaborazione

I micro e mini impianti risultano essere meno invasivi per l'ambiente - non necessitando di dighe - e permettono la proliferazione di nuovi mercati, con ricadute positive anche per le piccole economie locali (fig. 28). Tuttavia, questi impianti non sono totalmente esenti da impatti ambientali. Tra i micro-impianti idroelettrici rivestono un ruolo interessante, e con impatti ambientali ridotti al minimo, le

[17] Per due motivi, sostanzialmente: 1- perché i siti utili per la costruzione di impianti idroelettrici su larga scala sono in esaurimento; 2- per l'impatto ambientale che le grandi centrali idroelettriche hanno e per le resistenze sociali che creano.

turbine istallate in acquedotto che consentono di produrre energia e contemporaneamente di regolare la pressione dell'acqua, svolgendo una duplice azione.

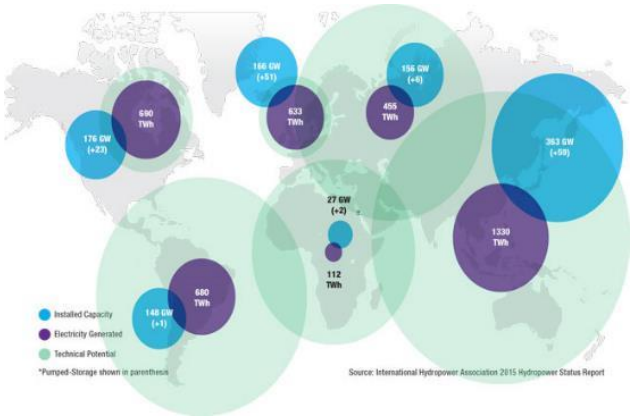


Figura 28: distribuzione e potenza centrali idroelettriche nel mondo.

FONTE: IHA (2015) [35]

Ciononostante la generazione idroelettrica ha raggiunto nel 2018 i 4.200 TW/h – che rappresenta il contributo più alto alla generazione da FER.
Il contributo maggiore a questa crescita arriva dalla Cina (fig. 29), con 8540 MW/h installati

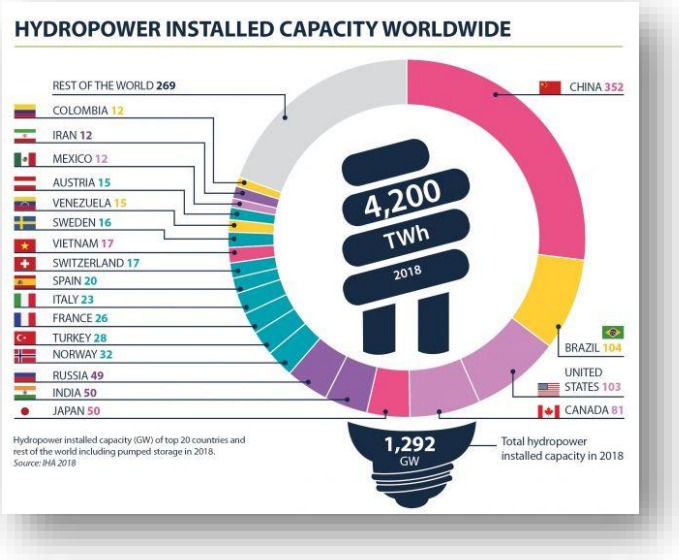


Figura 29: Produzione idroelettrica per nazione (dati 2019).

FONTE: IHA (2015) [35]

Per rispondere all'obiettivo cognitivo di ComESto, nel rapporto prendiamo in considerazione, in una prospettiva territoriale e di generazione distribuita impianti di piccola e piccolissima taglia (micro e pico idro) applicati a sistemi di pompaggio idrico.
Se da un lato, infatti, i sistemi di pompaggio sono considerati l'accumulo per eccellenza al fine di rispondere alle esigenze del sistema elettrico, con accumuli di grossa portata (bacini), oggi si vuole estendere il paradigma dell'accumulo distribuito anche al settore idrico integrato a livello di distribuzione locale attraverso tecnologie quali le nano e le pico grid che consentono la modulazione controllata dei sistemi di pompaggio locali.
Per un approfondimento sulla classificazione dei diversi sistemi di accumulo idrico si rimanda alla lettura del Rapporto Tecnico D1.3: "Classificazione dei sistemi di accumulo in base all'applicazione ed al contesto", in questa sede ci limitiamo a definire, schematicamente (fig. 30) la classificazione degli impianti Mini Idro dal punto di vista della potenza.

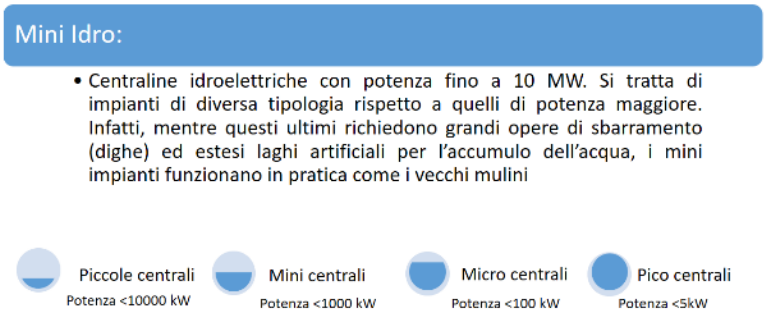


Figura 30: Classificazione Impianti Mini Idro per potenza prodotta.

FONTE: Nostra Elaborazione

Pumped Hydro Storage (PHS) – Sistemi di pompaggio idroelettrico

I PHS (Pumped Hydro Storage) sono i sistemi di accumulo energetico più diffuso e con più alto livello di maturità tecnologica[18] al mondo.
Più del 90% del mercato dei SAE, infatti, al momento è occupato da questa specifica tecnologia che ha dalla sua parte non solo una tecnologia altamente stabile e riconosciuta, ma anche un potenziale energetico (capacità di stoccaggio) altamente superiore rispetto alle altre tecnologie di accumulo (che pure stanno vivendo un rapido sviluppo).
L'attuale volume dei PHS (Dati IEA 2019), infatti, si aggira intorno a 1500 GWh, con una prospettiva di crescita, a livello mondiale, tra il 2018 ed il 2023 di ulteriori 26 GW – contro una prospettiva di crescita di 22 GW delle batterie fisse, che comunque grazie al graduale decremento dei costi e al progresso tecnologico da cui sono investite arriveranno, sempre secondo l'IEA – a raggiungerne i livelli di

[18] In Italia, per esempio, il primo progetto di pompaggio idroelettrico è stato realizzato nel 1890. [Documento RdS RSE prot 11000299].

capacità). Le "*batterie ad acqua*", come vengono definite dalla National Hydropower Association (NHA) [36], ha subito processi di innovazione continui negli ultimi anni, compresa la capacità di rispondere velocemente ai segnali della rete e la possibilità di "allargare" il potenziale territoriale, aldilà dei territori tradizionali, attraverso l'utilizzo dei sistemi PHS a "Circuito Chiuso".
Nel 2017, a livello globale, i PHS hanno registrato un +2.7GW di capacità ritornato alla media degli ultimi vent'anni dopo il record registrato nel 2016 con una crescita di 7,2 GW grazie alla spinta della Cina.
È la Cina, infatti, a guidare il mercato dei PHS con il 78% di nuovi impianti PHS commissionati e 30 GW di capacità complessiva (fig. 31), seguono il Giappone e gli Stati Uniti – che insieme, secondo l'edizione 2019 dell'Hydropower Status Report, a cura della International Hydropower Association (IHA) raggiungono una capacità di 50,5 GW su un totale globale di 160,3 GW (fig.28) (+1,9 GW nel 2018) - . In Europa l'IEA prevede un aumento della capacità dei PHS di 2,8GW entro il 2023 grazie alla Svizzera, al Portogallo, all'Austria, al Regno Unito e alla Germania.

Figura 31: L'accumulo di elettricità da pompaggio idroelettrico nel mondo (Dati 2018).

FONTE: IHA (2015) [35]

I paesi dell'area Asia Pacifico (India, Filippine, Australia e Tailandia) contribuiranno per il 13% alla crescita del mercato dei PHS a livello mondiale, spinti dalla necessità di sistemi energetici affidabili e dalla programmata dismissione delle centrali a carbone. Le prospettive del mercato dei PHS è in crescita anche nei paesi del MENA (Middle East and North Africa[19]); Marocco ed Israele insieme, infatti, dovrebbero raggiungere i 65 MW di capacità, mentre Emirati Arabi Uniti ed Egitto hanno annunciato i loro piani di sviluppo per i PHS.

[19] Area che va dal Marocco all'Iran).

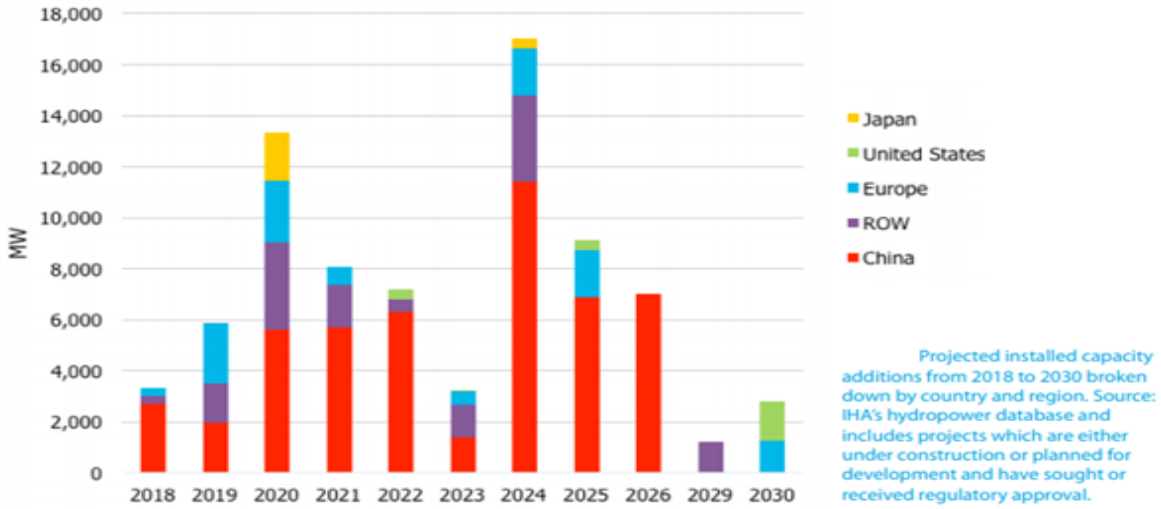


Figura 32: Capacità aggiuntiva PHS in programma (periodo 2018-2030) per paese.

FONTE: IHA (2015) [35]

Mercato PHS		
Driver	**Ostacoli**	**Potenzialità**
●Crescente consumo di energia; ●Investimenti nell'ammodernamento della rete energetica; ●Sviluppo delle Micro Grid; ●Espansione della generazione distribuita.	●Normative ambientali severe; ●Bassa propensione all'investimento privato; ●Siti utili in esaurimento e iniquamente distribuiti; ●Alto impatto ambientale rispetto ad altri SAE ●Problemi di accettabilità sociale della tecnologia.	●Veloce capacità di avvio; ●Flessibilità nel soddisfare la richiesta di potenza, assicurando sempre il soddisfacimento della domanda di energia; ●possibilità di interconnessione con sistemi energetici adiacenti; ●Elevata capacità di accumulo del surplus energetico prodotto da altre fonti; ●Bilanciano la non programmabilità delle NFER (solare ed eolico) assicurando stabilità alla rete.

Tabella 9: Driver, Ostacoli e Potenzialità del Mercato dei PHS.

FONTE: Nostra Elaborazione

L'*Electricity Storage and Renewables: Cost and Market to 2030* dell'IRENA [33], individuando una serie di problematiche che tendono a frenare il mercato dei PHS (siti in esaurimento ed iniquamente distribuiti; restrizioni ambientali sempre più ampie; scarsa disponibilità ad effettuare grossi investimenti; e problemi di accettabilità sociale della tecnologia[20]), stima in (lieve) calo – rispetto

[20] Basti pensare che, sempre secondo il rapporto dell'IRENA, mentre attualmente sono presenti oltre 7 GW di impianti PHS in Cina, molti impianti in Europa sono stati sospesi o annullati a causa della scarsa redditività o per l'opposizione pubblica ai progetti.

all'attuale posizione - le proiezioni del potenziale mercato dei PHS al 2030 con una proiezione, nello scenario più ottimistico, di una quota di mercato dei SAE all'83% (fig 33).

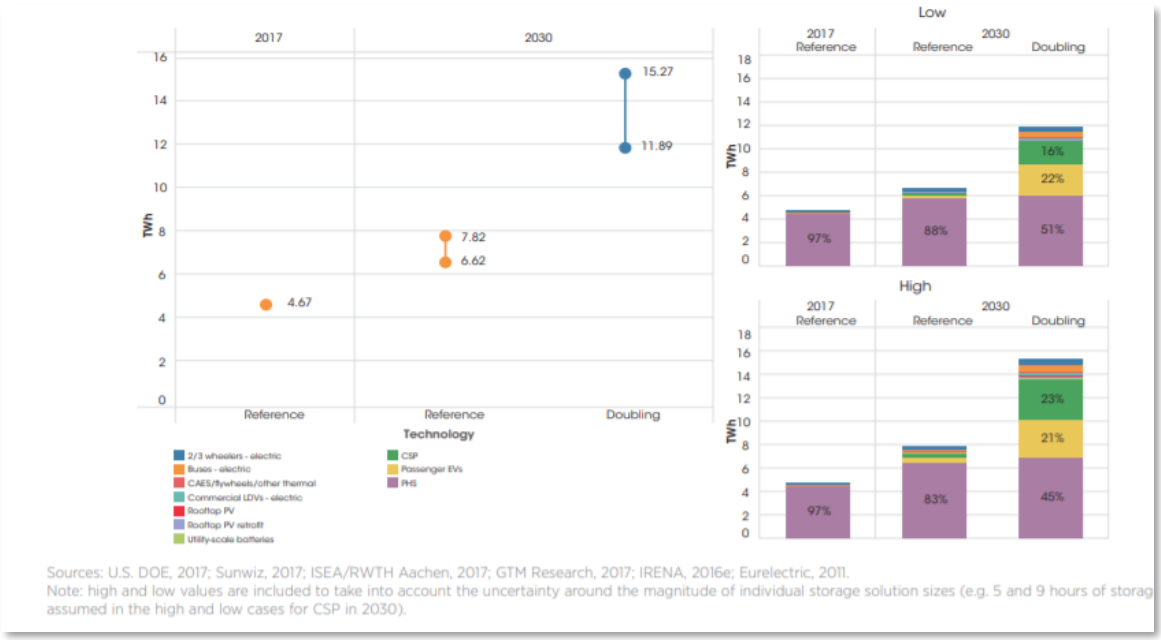


Figura 33: Tasso di crescita della capacità di accumulo di elettricità per tecnologia dal 2017 al 2030. Fonte IRENA [33]

Tabella 10: Potenzialità di mercato dei PHS per tecnologia.

Potenzialità di mercato per tecnologia	
A circuito aperto (Open loop): con collegamento a corpo idrico naturale	**A circuito chiuso (Closed loop): non collegato ad un corpo idrico naturale**
I sistemi a circuito aperto rappresentano il 90% della quota di mercato dei PHS. La disponibilità di fonti d'acqua a flusso libero e l'effettiva compatibilità con le centrali idroelettriche ne hanno favorito la penetrazione. Secondo il Dipartimento dell'Energia Americano (DOE) sono 3 i progetti "open loop" in corso d'opera negli USA.	Il mercato dei PHS "a circuito chiuso" appare essere, per le sue peculiarità[21], il più interessante nel medio/lungo periodo. Si stima che la quota di mercato possa raggiungere e superare, entro il 2024, i 12 miliardi di dollari. Sono 18 i progetti "closed loop", in fase di costruzione o pianificazione, individuati dal DOE nel 2017 a livello globale. C'è da sottolineare che, secondo l'IHA, i progetti a circuito chiuso rappresentano un vasto potenziale per la crescita del mercato dei PHS, che – rispetto ai progetto a circuito aperto – non risentono delle peculiarità idrogeografiche dei territori[22] [35].

FONTE: Nostra Elaborazione

[21] Soprattutto il ridotto impatto sull'ecosistema acquatico e dunque la possibilità di evitare le cogenti regolamentazioni ambientali.

[22] In Australia, per esempio, sono stati individuati – in uno studio citato dall'IHA – 22000 siti utili a progetti closed loop, con un potenziale di accumulo di 67 TWh, per la maggior parte dei quali lontani da siti fluviali.

Pico idroelettrico

Pico Idroelettrico e Sistemi idrici in pipe
● È un sistema funzionale all'autoproduzione elettrica spesso utilizzata per fornire energia elettrica in piccoli villaggi e in aree rurali. ● Il prezzo del pico idro elettrico varia in base alla potenza installata e alle condizioni del sito prescelto. In generale, la realizzazione di un impianto pico idro domestico, proprio per la sua semplicità e per il livello molto basso in termini di kW delle turbine, prevede costi più ridotti rispetto alle altre rinnovabili, e consente di risparmiare sulle opere civili necessarie per impianti idroelettrici di taglia superiore. Il terreno ed il corso d'acqua giocano un ruolo determinante nel computo dei costi, così come l'esistenza di altri sistemi idraulici- per esempio se fossero presenti vecchi mulini abbandonati potrebbero essere convertiti in micro centrali a partire dalle fondamenta già esistenti. Approssimativamente il costo potrebbe andare dai 1500 ai 3000 €/kW installato. Il pay-off dell'impianto dipende dalla sua ubicazione. Un impianto pico idro con capacità di 3/5kW, con posa della turbina direttamente in acqua, potrebbe restituire un ritorno economico dopo circa 6 anni. ● Il mercato dell'idroelettrico su piccola scala secondo Ranatunga et alt (2011) [37], ha un enorme potenziale grazie al fatto che: sono sufficienti corsi d'acqua molto piccoli; se prodotti a livello locale, hanno costi più ridotti rispetto ai sistemi eolici, fotovoltaici ed alimentati a diesel; il sistema idrico, infatti, assicura, in periodi di pioggia normale, la generazione di energia costante. ● Tenendo conto, poi, che utilizzando un sistema di pompaggio idroelettrico in cisterne e piccoli generatori, il pico idro può esprimere un potenziale efficace per i sistemi domestici a ciclo chiuso. Tra i micro impianti idroelettrici stanno diventando sempre più interessanti, anche per il ridotto impatto ambientale, le turbine installate in acquedotto che consentono di produrre energia e nel contempo di regolare la pressione dell'acqua. Altra interessante opzione di mercato è rappresentata dall'utilizzo delle ruote idrauliche installate nei vecchi mulini che possono essere recuperate e riutilizzate a fini energetici. Se ben dimensionate e progettate, infatti, potrebbero raggiungere buoni livelli di efficienza con il valore aggiunto di essere più semplici e meno costose rispetto alle moderne turbine, esteticamente attraenti ed ambientalmente sostenibili anche in termini di riqualificazione delle aree coinvolte e del possibile indotto turistico.

Idrogeno

Studi preliminari delle potenzialità dei sistemi Power-to-Gas**,** basati su previsioni di evoluzione di medio/lungo periodo della produzione da FER e della penetrazione di veicoli alternativi per la mobilità (veicoli elettrici sia a batteria che a *fuel cell*), mostrano come l'utilizzo di sistemi P2G si accompagni bene con le esigenze di entrambi i settori. Scenari riferiti al 2050, infatti, prevedono una presenza di rinnovabili in Italia pari a circa 150 GW e una ripartizione praticamente uniforme fra veicoli convenzionali, elettrici e a idrogeno. In queste condizioni, più del 60% della produzione elettrica può essere di origine rinnovabile e l'installazione di 25 GW di sistemi P2G consentirebbe di coprire circa l'80% della domanda di idrogeno per la mobilità passeggeri (735 kton/anno). L'utilizzo alternativo per la mobilità pubblica (autobus) consentirebbe la sostituzione dell'intero parco veicoli attuale (circa 98.000 autobus) con veicoli a cella a combustibile, riducendo ai minimi termini l'impatto sull'inquinamento locale. Su un orizzonte temporale più di breve termine, come quello presentato dalla SEN 2017 per l'anno 2030, la presenza di circa 100 GW di fonti rinnovabili consente una copertura di circa il 40% della domanda elettrica; il ruolo del P2G risulta allora legato soprattutto al contributo alla risoluzione di problematiche legate al bilanciamento elettrico, con un parco circolante di veicoli a idrogeno ancora limitato (pochi punti percentuali) [38].

Le previsioni di installazione di impianti P2G a livello mondiale sono positive, con un incremento atteso fino a diverse migliaia di MW; mentre ad oggi si assiste alla presenza di molti impianti pilota di piccola taglia, per circa 100 MW complessivi [38].

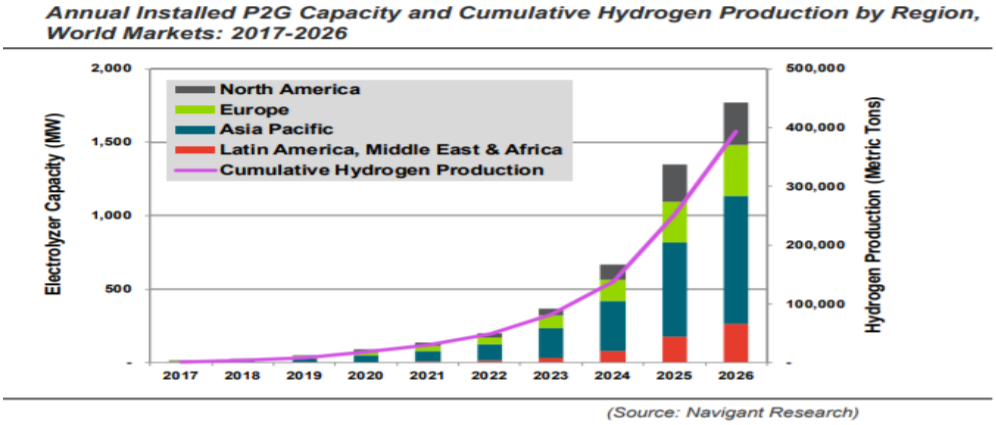


Figura 34: Previsioni di capacità annuale installata P2G e produzione cumulata di idrogeno, per regione, 2017-2026.

FONTE: Navigant Research [39]

Ai fini degli obiettivi progettuali, però, l'alternativa più interessante – nell'ottica dell'accumulo distribuito – è la riconversione diretta in energia elettrica, con celle a combustibile (**Power-to-Power**), che oltre a consumare l'energia rinnovabile non programmabile quando risulta in eccesso, la può restituire quando necessario.

Nonostante il rendimento complessivo inferiore a quello di una batteria (a seconda delle tipologie di elettrolizzatori e fuel cell, il 40-60% dell'energia viene perso nel processo, contro il 20% dissipato da un sistema a batteria), la conversione in combustibile può risultare conveniente in termini di dimensioni dell'impianto e di capacità di mantenere l'energia immagazzinata per lunghi periodi.

	Power-intensive application example (1 h of storage)				Energy-intensive application example (8 hrs of storage)				Long-term storage (2,000 hrs of storage)
	2013		2030		2013		2030		2030
	Low	High	Low	High	Low	High	Low	High	Low
Li-ion	138	573	38	106	181	754	76	218	1,000s
NaS	n/a	n/a	n/a	n/a	196	269	42	68	1,000s
Flow-V	155	238	57	97	148	239	50	96	1,000s
Lead	211	379	59	110	114	262	39	98	1,000s
CAES-A	27	n/a	19	n/a	49	n/a	37	n/a	1,000s
LAES-A	40	82	32	66	71	166	57	133	1,000s
PHES	18	28	18	28	24	42	24	42	>400
P2P H_2	Electrolyser and CCPP with salt cavern storage considered for P2P H_2 – suitable for longer-term storage								140

Source: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (2015), Commercialisation of Energy Storage in Europe

Tabella 11: Confronto tra SAE. Fonte: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (2015). Commercialization of Energy Storage in Europe [40]

Secondo le stime dell'Hydrogen Council, la potenziale domanda annuale di idrogeno potrebbe aumentare di 10 volte entro il 2050, passando dagli 8 EJ del 2015 ai quasi 80 EJ entro il 2050.

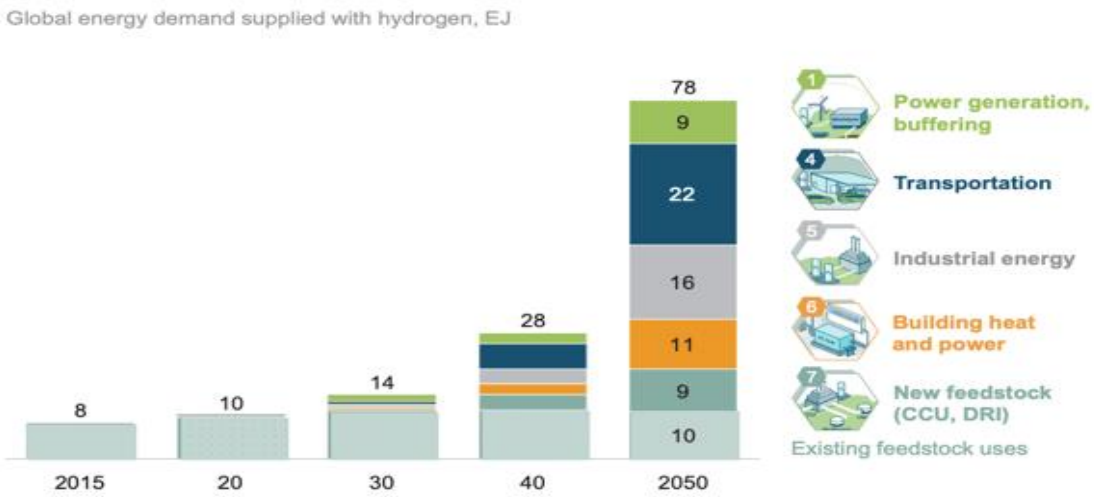


Figura 35: Domanda potenziale di H2.

FONTE: Hydrogen Council in cleantech.com [41]

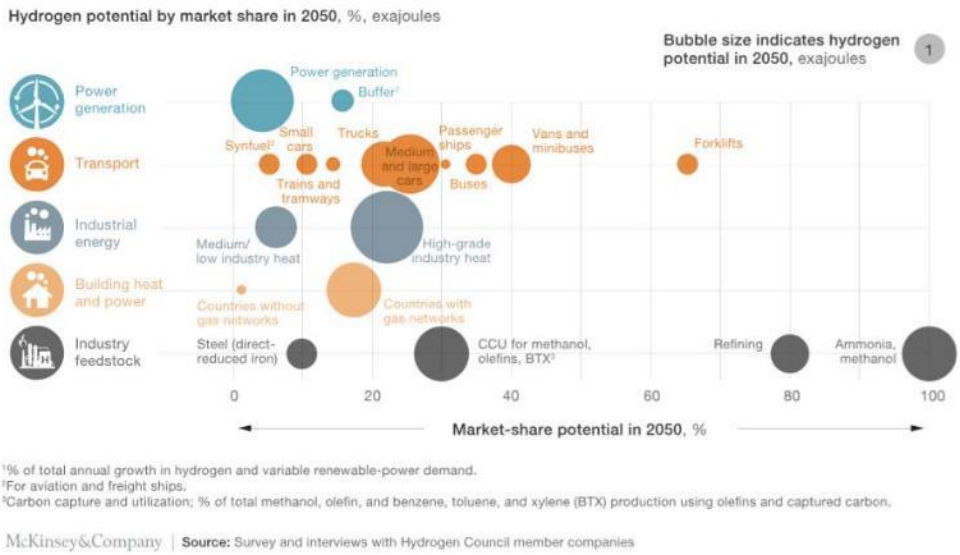


Figura 36: Potenziali di mercato dell'H2 al 2050.

FONTE: mcKinsey.com [42]

A fronte di discrete potenzialità di crescita del mercato dell'idrogeno bisogna tenere conto che la sua produzione su grande scala implica grossi rischi in conto capitale (CapEx[23] Risk) per finanziarne lo sviluppo strutturale. Per dare all'idrogeno verde delle possibilità concrete di sostituire l'idrogeno "fossile" (gas reforming), infatti, i costi dell'elettrolisi devono necessariamente ridursi.
Tutto questo implica una politica energetica mirata e prevedibile al fine di fornire la stabilità a lungo termine necessaria per gli ingenti investimenti che richiede. Esistono, inoltre, forti barriere in termini di *Social Acceptance* alla creazione di infrastrutture ed in termini di percezione di insicurezza.

Diversa è la situazione in un'ottica di accumulo distribuito – obiettivo di ComESto -. L'H_2, infatti, può essere utilizzato per rendere il prosumer autosufficiente (o quasi) dalla rete di distribuzione, soprattutto per gli impianti di potenza relativamente piccola. Il ciclo di immagazzinamento dell'energia in H_2 prevede la sua produzione con un elettrolizzatore, lo stoccaggio in bombole, serbatoi o cavità sotterranee e la successiva trasformazione in energia elettrica tramite celle a combustibile (fuel cell).

Bisogna sottolineare, ancora una volta, che rispetto alle batterie il SAE ad H2 è una tecnologia meno matura ed economica, sebbene relativamente semplice. È, inoltre, meno efficiente – come già dimostrato sopra (fig.35) - l'efficienza di un piccolo elettrolizzatore è dell'ordine del 50%[24], arriva al 67% in un impianto su scala industriale.

[23] In economia aziendale il CAPital EXpenditure(CAPEX), ovvero le spese in conto capitale, indica l'ammontare di flusso di cassa che una società impiega per acquistare, mantenere o implementare le proprie immobilizzazioni operative.
[24] L'accumulo elettrochimico, la batteria, arriva ad avere un'efficienza pari o superiore all'80%.

Alcuni progetti

Progetto H21 in Gran Bretagna: questo progetto definisce una strategia per implementare la conversione di H_2 nel Nord del Regno Unito – ed agevolarne il processo di decarbonizzazione – in 3 fasi:

- 1ª Fase: solo calore;
- 2ª Fase: calore ed energia;
- 3ª Fase: rimozione dell'83,5% della CO_2 – ovvero della riduzione necessaria per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del paese al 2050.

Il progetto richiede impegni sostenuti per le parti interessate pubbliche e private, per un costo CAPEX totale di conversione del sistema NOE H21 pari a circa 2,6 mld di dollari e con un OPEX annuo di 1,2 miliardi di dollari. Uno degli obiettivi del progetto è utilizzare l'idrogeno verde prodotto per bilanciare il fabbisogno energetico rinnovabile totale.

Molti attori, tra cui la **AIR Liquide**, stanno iniziando ad implementare le infrastrutture di H_2 su larga scala, spinte dalle esigenze di soddisfare le richieste di carburante per i veicoli elettrici a celle a combustibile (FCEV).

La **H2GO** sta sviluppando tecniche di stoccaggio dell'H_2 allo stato solido, indirizzando i problemi di sicurezza e di perdita di efficienza attraverso processi di compressione e liquefazione. Il **progetto H2GO** annunciato nell'ottobre del 2018 in Australia ha l'obiettivo di produrre H2 verde per lo stoccaggio di energia nella rete Sidney Gas [41].

Biodiesel da oli vegetali esausti

La produzione di biodiesel da oli vegetali esausti (olio fritto) viene affrontata nell'ambito di ComESto al fine di ottenere un accumulo di energia sotto forma di biofuel da FER da utilizzarsi in un sistema di micro cogenerazione domestica. L'elettricità prodotta in eccesso dagli impianti di generazione (i.e. FV), infatti, verrebbe utilizzata per attivare un processo di trans-esterificazione dei grassi contenuti nel materiale di scarto (olio da cucina usato) al fine di produrre biodiesel vegetale da utilizzarsi come combustibile al momento del bisogno[25].
Attraverso il processo di trasformazione degli oli vegetali esausti (olio fritto) in Biodiesel si può sfruttare il potenziale contenuto energetico degli oli residuali che da rifiuti – con forti impatti sull'ambiente – diventano risorsa energetica per l'intera comunità.

[25] Gli impianti di generazione elettrica FV durante le ore serali crollano nella produzione imponendo importanti prese di carico alle centrali a ciclo combinato e alle turbogas. Utilizzare l'energia in più prodotte durante la fase di maggiore produzione degli impianti (nei mesi estivi e nelle ore di maggiore produzione e minore utilizzo) per attivare un processo di trans-esterificazione degli oli vegetali esausti da utilizzarsi al momento del bisogno per alimentare sistemi di micro cogenerazione. Ai fini di ComESto questo andrebbe a favorire un processo di accumulo distribuito di comunità behind the meter.

All'interno del paradigma dell'accumulo distribuito, in cui si muove ComESto, il combustibile prodotto sarà utilizzato in sistemi ed impianti di piccola taglia (microcogenerazione diffusa) al fine di soddisfare, preferibilmente, le esigenze della comunità che ha prodotto il rifiuto (Economia Circolare).
Per definire i potenziali di mercato ci siamo mossi su due binari principali:

- il potenziale di raccolta della materia prima (olio vegetale usato);
- il potenziale degli impianti e dei sistemi di microcogenerazione diffusa.

Potenziale di raccolta oli vegetali esausti

La raccolta ed il riciclo degli Oli Vegetali Esausti (OVE) per la produzione di Biodiesel – un combustibile vegetale alternativo ai combustibili di origine fossile non tossico e biodegradabile – è oggetto di grande interesse sia a livello nazionale che internazionale. In una stima d'uso di almeno altri 50 anni [43] gli OVE hanno diversi potenziali di applicazione:

- trasformati in biodiesel e biocarburanti;
- trasformati in biolubrificanti adattati all'utilizzo in macchine agricole e nautiche;
- come sorgente di energia "riproducibile"[26] utilizzabile in impianti di co-generazione.

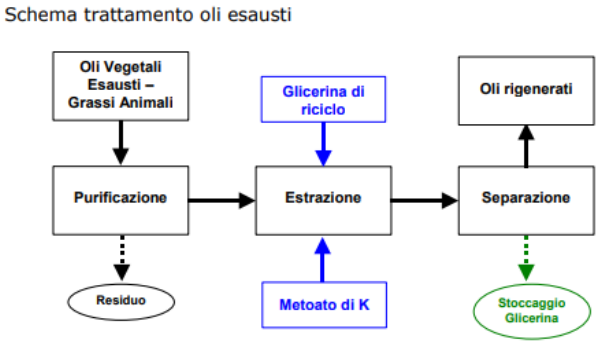


Figura 37: Schema trattamento OVE.

Il mercato dei biocarburanti, guidato dalla crescente domanda di combustibili a basso impatto ambientale, è in costante crescita a livello globale, come mostrano le figure 39 e 40, con una stima del valore del mercato globale proiettata verso i 140 miliardi di dollari nel 2021.

[26] Si preferisce utilizzare in questo contesto il concetto di riproducibilità, piuttosto che di rinnovabilità, semanticamente e concettualmente più corretto per quel che riguarda questo tipo di processi.

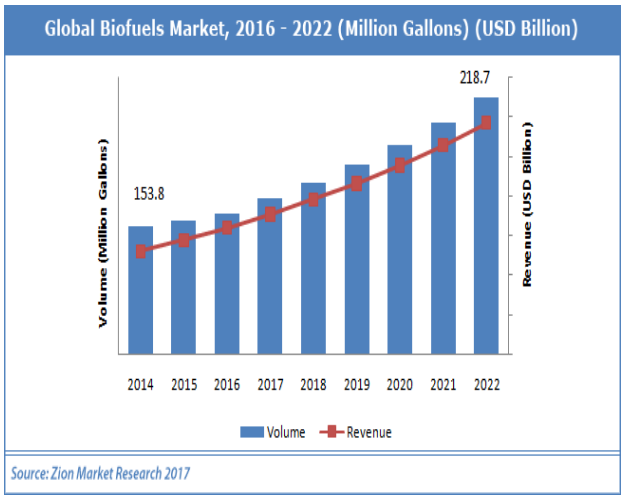


Figura 39: Mercato globale dei biocarburanti al 2022. Fonte: Zion Market Research, 2017 [97]

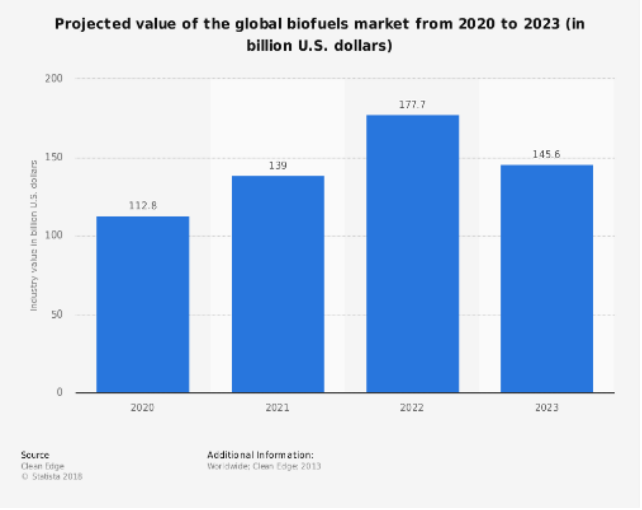


Figura 38: Stima del valore del mercato globale dei biofuel al 2023. Fonte: Statista 2019 [98]

Ci si aspetta che il mercato del biodiesel passi da un valore di 32,87 miliardi di dollari nel 2015ad un valore di 41,18 miliardi di dollari nel 2021, con un CAGR del 3,8% dal 2016 al 2021(fig 37) [44].

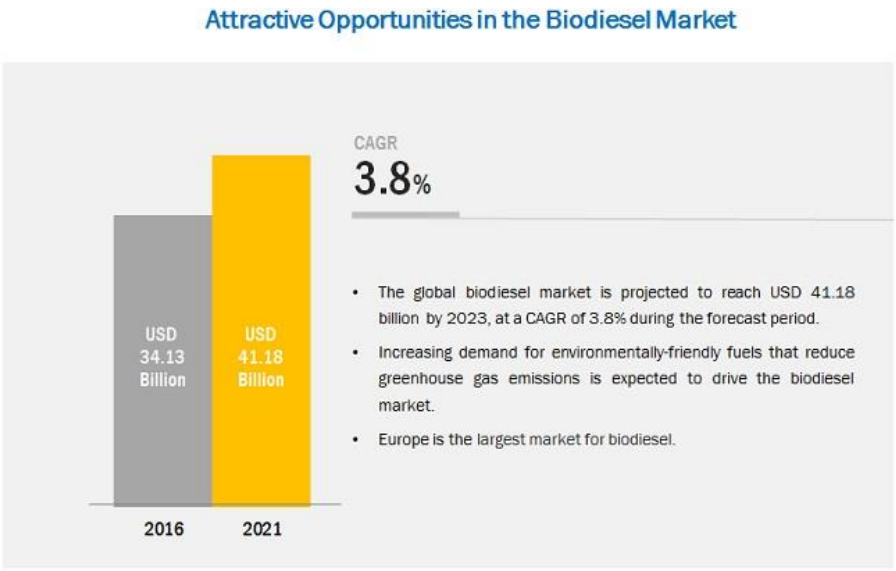


Figura 40: Aspettative di crescita del mercato del Biodiesel al 2022.

FONTE: marketandmarket [44]

È essenzialmente dominato dall'Europa e dagli Usa anche se bisogna sottolineare che il mercato che sta crescendo ad un tasso più rapido è quello dell'Asia Pacifico (APAC), che presenta un enorme potenziale grazie all'abbondante disponibilità di materie prime come l'olio di palma (Malesia, Indonesia e Filippine) e rifiuti di petrolio e grassi animali (Cina e Giappone). [44]

Figura 41: Stima Mercato del Biodiesel al 2021.

FONTE: marketandmarket [44]

Il mercato dei biocarburanti e del biodiesel europeo dei biocarburanti e del biodiesel dovrebbe – secondo le previsioni della Inkwood Research [45] – passare dai 45155 milioni di dollari del 2017 a 70673 milioni di dollari entro il 2026, con un CAGR del 5,18% tra il 2018 e il 2026. Questa crescita è principalmente guidata da varie politiche e quadri normativi, dalla disponibilità di materie prime e da numerosi incentivi forniti da vari governi. I principali centri di produzione europei si trovano in Spagna, Germania, Svezia e Francia. Anche il mercato dei biocarburanti e del biodiesel in UK e in Italia sono in rapido sviluppo.

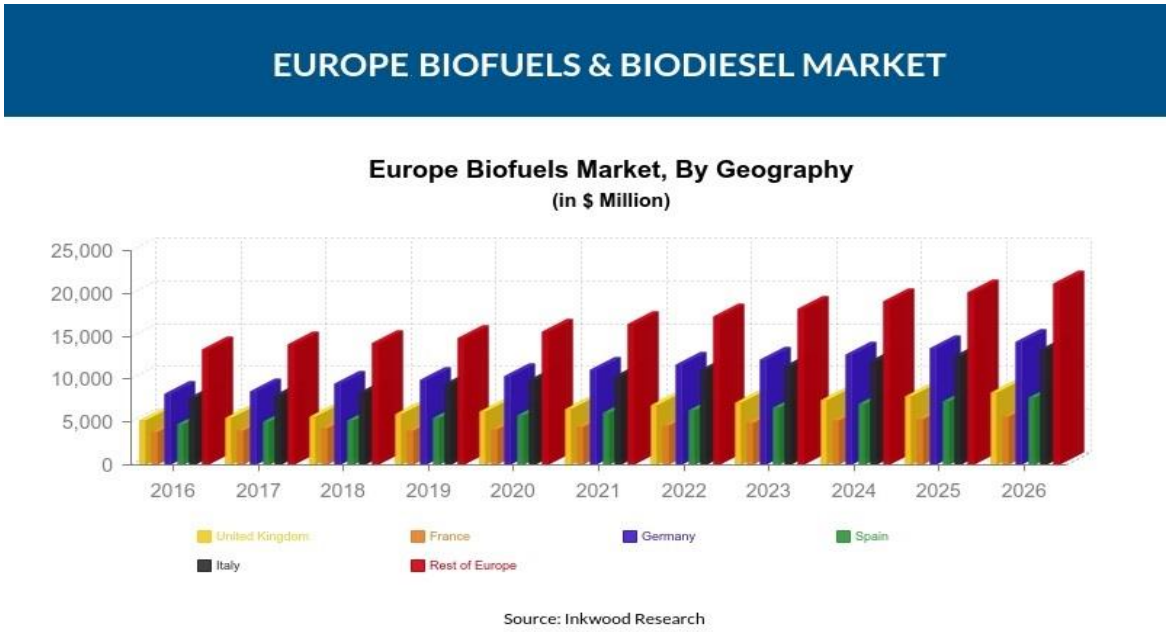


Figura 429: Stima crescita Mercato Europeo del Biodiesel al 2026.

FONTE: Inkwood Research [45]

Focus Italia

La composizione dei biocarburanti consumati in Italia nel 2015 è costituita per la quasi totalità da biodiesel, la cui disponibilità è fortemente dipendente dalle importazioni, come documenta la differenza tra consumo e produzione a partire dal 2009 fornita dall'Unione petrolifera (figura 40). La stessa produzione nazionale di biodiesel è fortemente dipendente dalle importazioni di materie prime dall'estero; Secondo i dati GSE, infatti, nel 2014 solo l'8% circa di biodiesel prodotto in Italia è stato ottenuto da materie prime di origine nazionale, a fronte del 47% ottenuto con olio di palma proveniente prevalentemente dall'Indonesia e il 27% derivato dalla colza, importata prevalentemente dalla Germania [46].

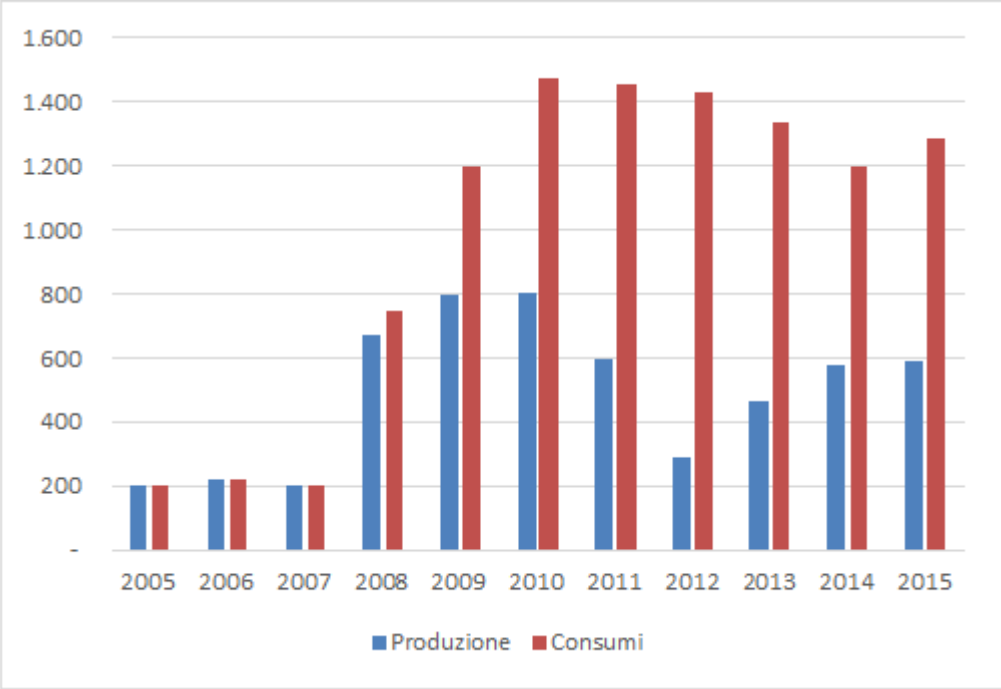


Figura 43: Produzione e consumi di biodiesel in Italia (in migliaia di tonnellate).

FONTE: Unione Petrolifera in Rienergia [46]

Bisogna, però, fare delle considerazioni: confrontati con i carburanti di origine fossile, i biocarburanti di prima generazione possono essere considerati positivamente in termini ambientali: sono rinnovabili, biodegradabili e permettono grosso modo una compensazione delle emissioni di CO_2 tramite il processo di fotosintesi nella fase di produzione delle materie prime agricole. Ma, la competizione intrinseca dei biocarburanti di prima generazione con le produzioni agricole a scopo alimentare, le crescenti perplessità in merito all'effettivo bilancio in termini di gas serra quando vengono analizzati gli effetti dei cambiamenti di uso di destinazione dei suoli agricoli per le produzioni delle materie prime, e il largo ricorso a coltivazioni intensive, danno adito a numerose perplessità sul senso dell'etichetta "sostenibile" che gli viene attribuita.
Questi aspetti "critici" non sono passati inosservati e sono stati recepiti dalla Direttiva 2015/1513/CE (ILUC, *Indirect Land Use Change*) che modifica ed integra la precedente normativa ponendo dei limiti stringenti sulla quantità di biodiesel di prima generazione utilizzabile (7%) nel mix per l'autotrazione e imponendo un 3% di biocarburanti di seconda generazione, ottenuti – cioè – a partire da specifiche e materie prime ben definite (Allegato IX, Parte B), tra questi rientra il biodiesel prodotto da oli da cucina usati e grassi animali [47].
Secondo i dati del CONOE (Consorzio Nazionale raccolta Oli Esausti) nel primo semestre del 2018 sono state raccolte in Italia circa 37000 tonnellate di Oli Vegetali esausti (OVE), con una proiezione annua di 65000 tonnellate, in aumento rispetto al 2017.

La raccolta è progressivamente e sistematicamente aumentata dal 2010 al 2018, passando dalle 43000 tonnellate del 2010 alle 72000 T del 2017 (figura 44).

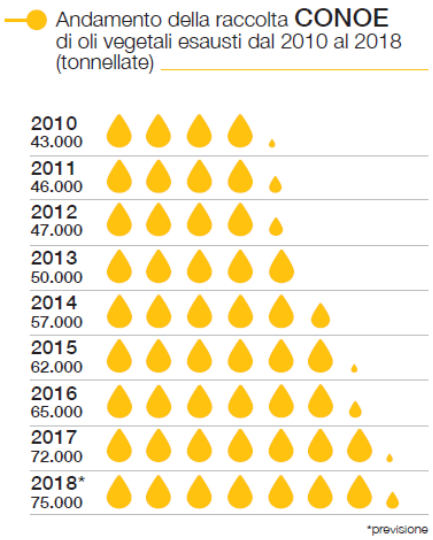


Figura 44: Andamento raccolta CONOE 2010/2018.

FONTE: CONOE [48]

La stima di raccolta che il CONOE fa degli OVE in Italia arriva alle 28000 tonnellate, di cui solo il 36% raccoglibile nei settori professionali (ristorazione, industria ed artigianato), il restante 64% si stima sia raccoglibile dal settore domestico (Figura 45).

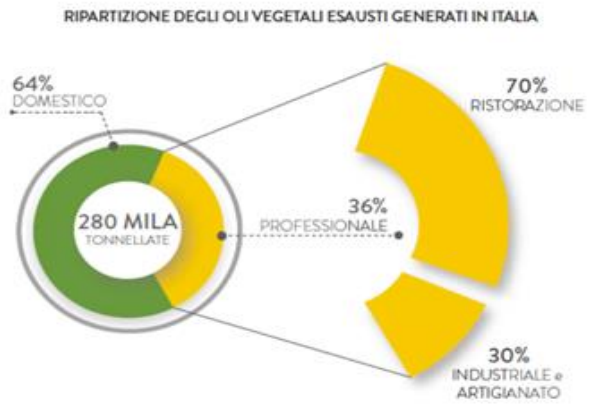


Figura 45: Ripartizione settori di raccolta degli OVE.

FONTE: CONOE [48]

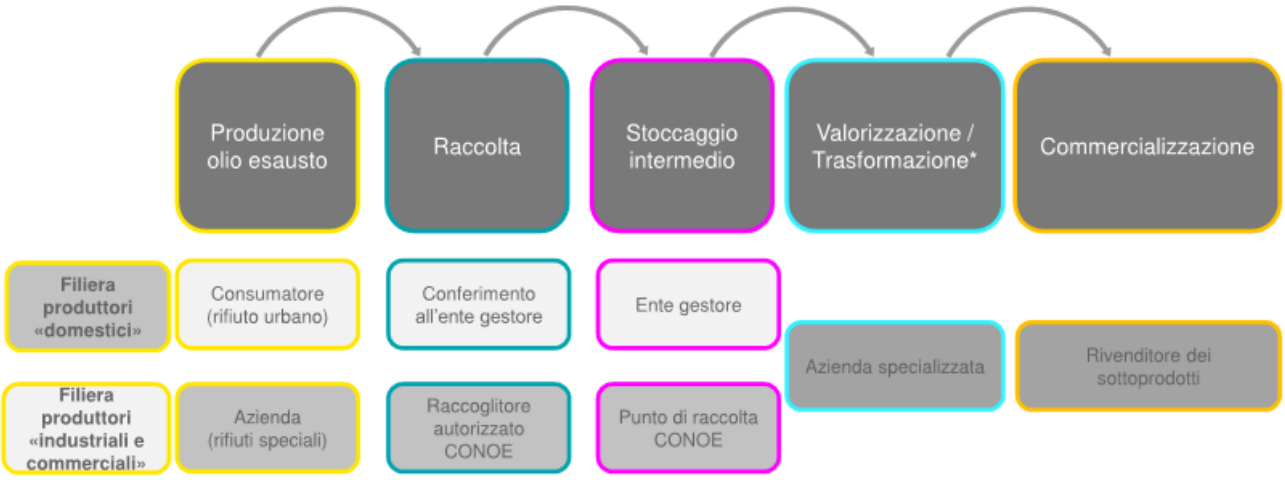


Figura 46: Filiera degli Oli Esausti. Fonte: Montalto (2017) [49]

L'85% degli oli esausti recuperati dal consorzio viene utilizzato per la produzione di biodiesel (figura 47).

Figura 47: Destinazione recupero OVE raccolti, anno 2017. Fonte: CONOE [48]

Grazie alle 72000 tonnellate di OVE raccolti nel 2017, secondo il consorzio, sono state prodotte 63000 tonnellate di biosiesel, con un risparmio sulla bolletta energetica nazionale di quasi 21 milioni di €, 152000 tonnellate di CO_2 in meno immesse in atmosfera e 63000 litri di acqua risparmiati nel processo. [48]

Le aziende operanti la raccolta – strutturate per effettuare il servizio anche in regioni diverse dalla propria. Grazie all'autorizzazione al trasporto valida su tutto il territorio nazionale – sono, però, logisticamente condizionate dall'ubicazione degli impianti di destinazione. Risultano, secondo i dati

riportati dal rapporto "L'Italia del riciclo 2018" della Fondazione Sviluppo Sostenibile[27], molto attive e recettive le Regioni del Centro Nord, mentre il Sud risulta essere in fase di ammodernamento ed adeguamento degli impianti anche, e soprattutto, per contenere i cospicui costi del trasporto in destinazioni lontane. [50]

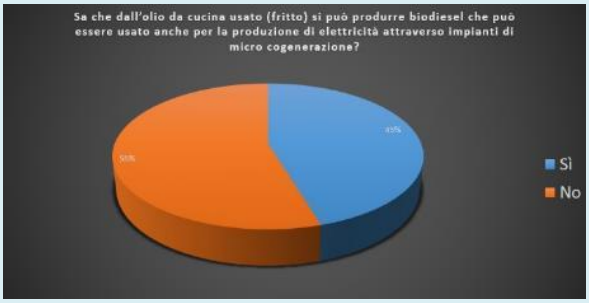
FOCUS Biodiesel da oli vegetali esausti nelle RdM

L'utilizzo del biodiesel come "accumulo di energia" da utilizzare in caso di necessità attraverso impianti di micro cogenerazione, in un'ottica di economia circolare, è previsto dal progetto ComESto come forma di "accumulo non convenzionale.

A partire dalle potenzialità del mercato descritte nei paragrafi precedenti, abbiamo voluto analizzare – attraverso l'inserimento di domande ad hoc predisposte nel questionario multiscopo previsto nella metodologia di indagine progettuale – il grado di conoscenza del processo di produzione del biodiesel da oli vegetali esausti e la propensione del nostro campione nelle RdM ComESto a parteciparvi, eventualmente.

Tenuto conto che

Il 55% del campione da noi intervistato dichiara di non sapere che il biodiesel prodotto attraverso la lavorazione dell'olio da cucina esausto ha un potenziale in termini di produzione di elettricità se utilizzato in impianti di micro-cogenerazione (e dunque con taglia "domestica") (fig.).

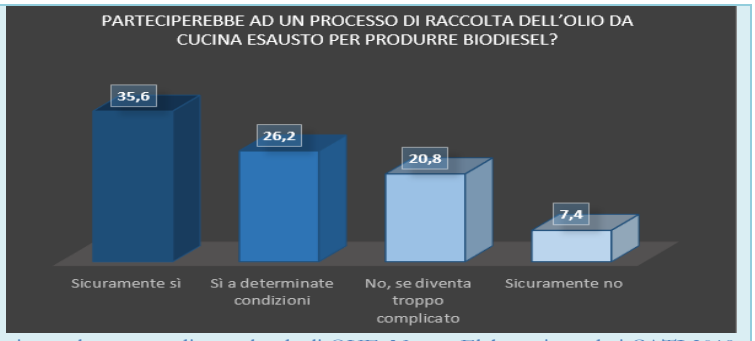


Grado di conoscenza del potenziale di accumulo elettrico del biodiesel derivato da OVE. NS elaborazione su dati CATI 2019

Vale in questa sede sottolineare che secondo i dati CONOE, sopra citati, il potenziale maggiore nel processo di raccolta degli OVE, il 70% della possibile raccolta, proviene dal settore domestico in cui è scarsa la percezione dell'impatto dell'olio fritto, comunque classificato come "rifiuto non pericoloso", può avere sull'ambiente, la biosfera e sulla salute umana. Così come appare scarsa la percezione delle potenzialità di recupero in termini energetici.

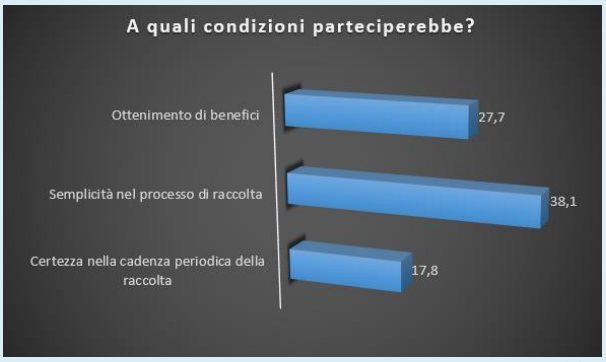
Più della metà delle risposte valide (61% circa), cumulando le due prime modalità, mostra la disponibilità del campione alla partecipazione al processo di raccolta (domestica, considerato la tipologia del target preso in questa fase in considerazione); nello specifico, il 35,6% dichiara una sicura partecipazione, e il 26,2% dichiara disponibilità "a determinate condizioni". Da notare che il 20,8% delle risposte mostra un certo grado di rifiuto qualora il processo diventasse "troppo complicato"

[27] https://www.fondazionesvilupposostenibile.org/wp-content/uploads/dlm_uploads/2018/12/REPORT_2018_web_0412-compressed.pdf



Propensione a partecipare al processo di raccolta degli OVE. Nostra Elaborazione dati CATI 2019

Alla domanda successiva, sulle condizioni che potevano rendere possibile la partecipazione al processo di raccolta della materia prima per la produzione del biodiesel (l'olio vegetale esausto), il 38,1% del campione "chiede" semplicità nel processo di raccolta, il 27,7% l'ottenimento di benefit e il 17,8% la certezza nella cadenza periodica della raccolta.



Condizioni alla partecipazione. Nostra Elaborazione dati CATI 2019

All'interno del progetto ComESto il biodiesel da OVE prodotti sono destinati, in un'ottica di economia circolare, all'incentivazione dell'accumulo distribuito attraverso l'alimentazione di microcogeneratori domestici che andrebbero a sostenere il fabbisogno energetico della Comunità Energetica. Per questo nel paragrafo che seguesi definirà il potenziale di mercato della tecnologia.

Micro-cogenerazione (Micro CHP)

Nonostante l'iniziale sfiducia del mercato in merito alle tecnologie di micro cogenerazione di elettricità e calore (m-CHP) sulla scia delle potenzialità dei sistemi in termini di basso impatto ambientale, maggiore efficienza energetica e politiche comunitarie ed internazionali che impongono drastiche riduzioni di gas ad effetto serra nell'atmosfera, i m-CHP stanno gradualmente conquistando la loro fetta di mercato. Basti pensare, infatti, che la Global Market Insights Inc. stima che entro il 2024 il potenziale di mercato dei m-CHP potrà superare, negli Stati Uniti, i 13 miliardi di dollari ed una capacità installata di oltre 25 GW [51] [52].

Secondo l'agenzia, le stime di incremento del mercato dei m-CHP sono dovute alla potenziale applicazione nel settore domestico/residenziale e commerciale che può favorirne la diffusione su larga scala [51] [52].

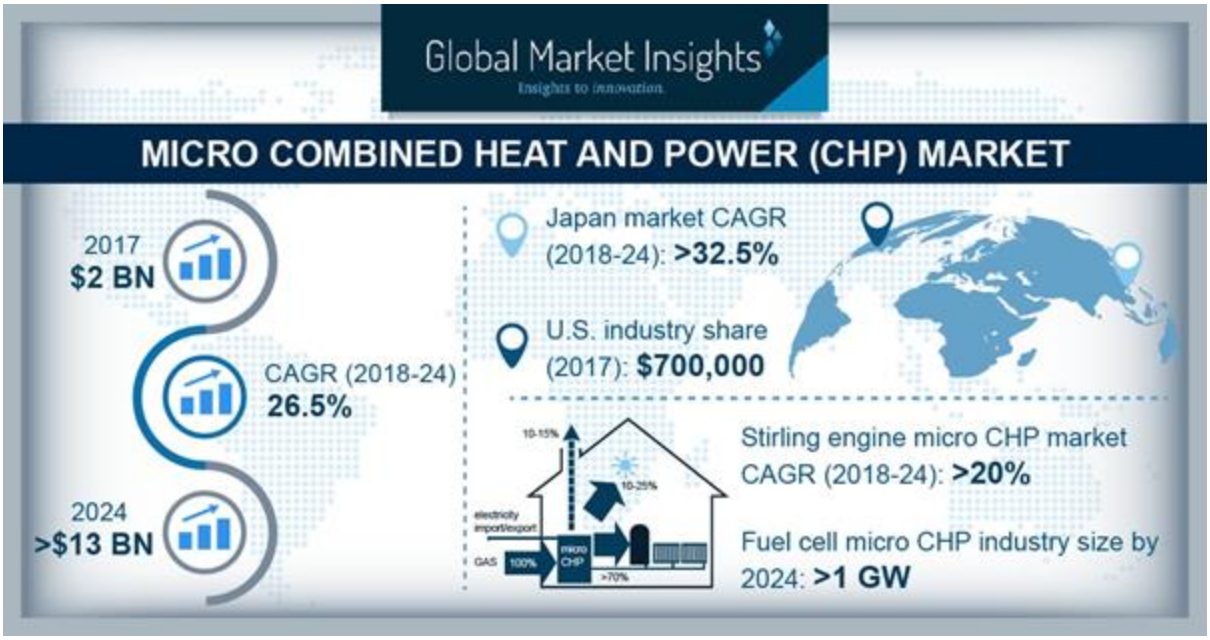


Figura 48: Il mercato (potenziale) dei Micro CHP negli USA, proiezione 2017-2024.

FONTE: GMI [52]

Altro mercato particolarmente vivace, in termini di diffusione dei sistemi m-CHP, è quello dell'Asia del Pacifico (APAC), con Giappone in testa, che nel 2014 copriva il 25% del mercato globale.
L'elevata domanda di cogeneratori su piccola scala, unita alla crescente installazione in diversi settori, ha aumentato, infatti, la domanda per l'installazione di cogenerazione nel paese.
Il governo giapponese, inoltre, fornisce sussidi per lo sviluppo di questa tecnologia verde. La domanda di sistemi di cogenerazione su piccola scala per scopi residenziali e commerciali ha portato al predominio di questa regione sul mercato dell'Asia del Pacifico rappresentava, già nel 2014, il 25% del mercato dei m-CHP e si stima possa registrare tassi di crescita significativi (CAGR superiore al 4,5% tra il 2015 ed il 2022).
L'aumento dell'installazione di sistemi di cogenerazione nei paesi in via di sviluppo come l'India, la Corea del Sud e la Cina manterrà alta la domanda di sistemi di cogenerazione su larga scala.
L'Europa gioca un importante ruolo nella produzione micro-CHP con centri di innovazione e produzione in Germania, nei Paesi Bassi e nel Regno Unito ed il mercato dei m-CHP, nel 2014, ha raggiunto i 4 miliardi di dollari, il che ha stimolato la domanda di impianti di cogenerazione in paesi come Belgio, Germania, Italia e Paesi Bassi.
La Germania è leader del mercato europeo; basti pensare che su 15 sistemi m-CHP tra cui poter scegliere in Europa 11 sono disponibili solo per l'utenza tedesca. L'elevato prezzo dell'energia elettrica

che rende più attraente l'auto generazione, le politiche di sostegno, e una maggiore propensione degli utenti all'innovazione sono i fattori che vengono identificati come i driver di questo mercato che continua la sua corsa in avanti [53].

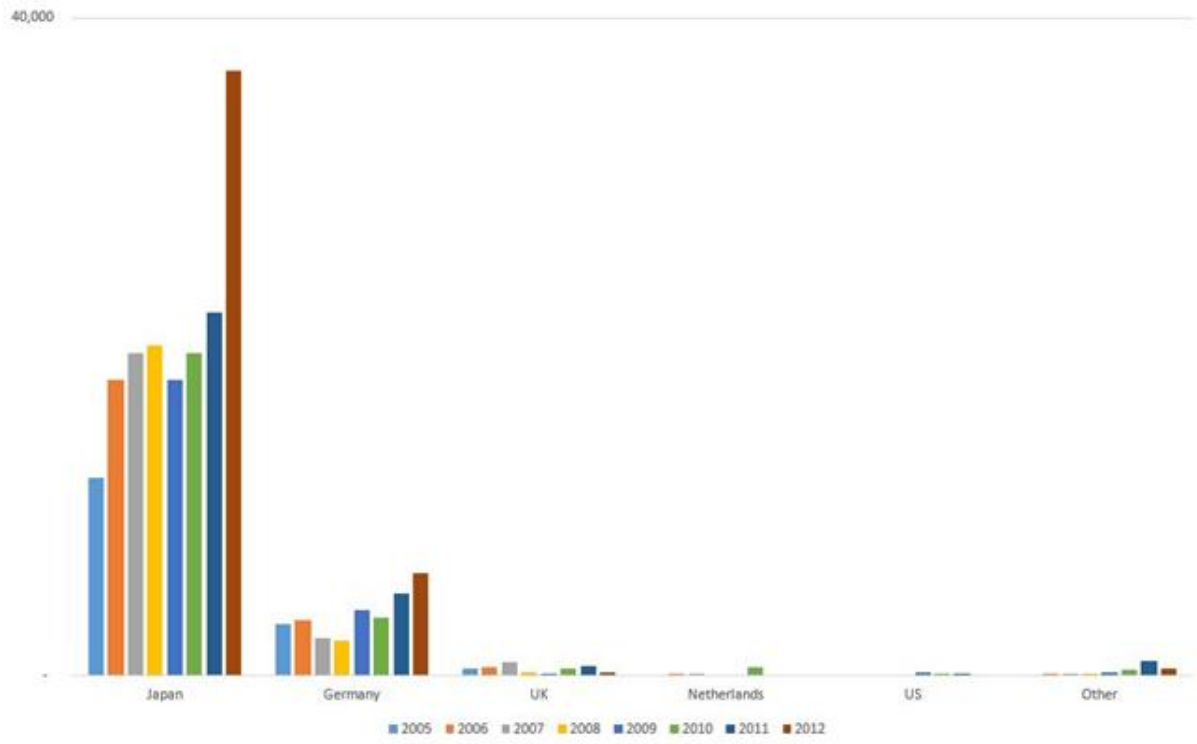


Figura 49: Vendite di m-CHP per paese, anni 2005-2012. [54]

I sistemi m-CHP sono tipicamente integrati in ambito domestico/residenziale e commerciale (che rappresenta il potenziale di mercato maggiore) contribuiscono a ridurre le perdite di trasporto e di distribuzione, migliorando le prestazioni complessive della rete di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Agiscono anche come moltiplicatore di energia, contribuendo a ridurre le emissioni di carbonio, ad aumentare l'affidabilità energetica e a risparmiare in bolletta. Questa tecnologia è ampiamente disponibile, con ulteriori opportunità di sviluppo e miglioramento [55].

Il mercato italiano

Le stime di mercato italiano per i sistemi m-CHP sono interessanti: fino a 3,5 GW (ricerca AssoEsco, 2009). Le potenziali utenze vengono raggruppate in "Single Site Heating" (SSH), ovvero le utenze domestico/residenziali (con un potenziale di 600MW/y) e "Multiple Site Heating (MSH), ovvero utenze raggruppabili con una piccola rete di distribuzione calore.

Il mercato del m-CHP è sicuramente piccolo rispetto agli oltre 13 GW di potenza dei grandi impianti, ma ha ambiti applicativi particolarmente interessanti all'interno del paradigma della generazione

distribuita. Il potenziale maggiore sta nel settore terziario – ospedali, centri commerciali e centri sportivi (fig. 50).

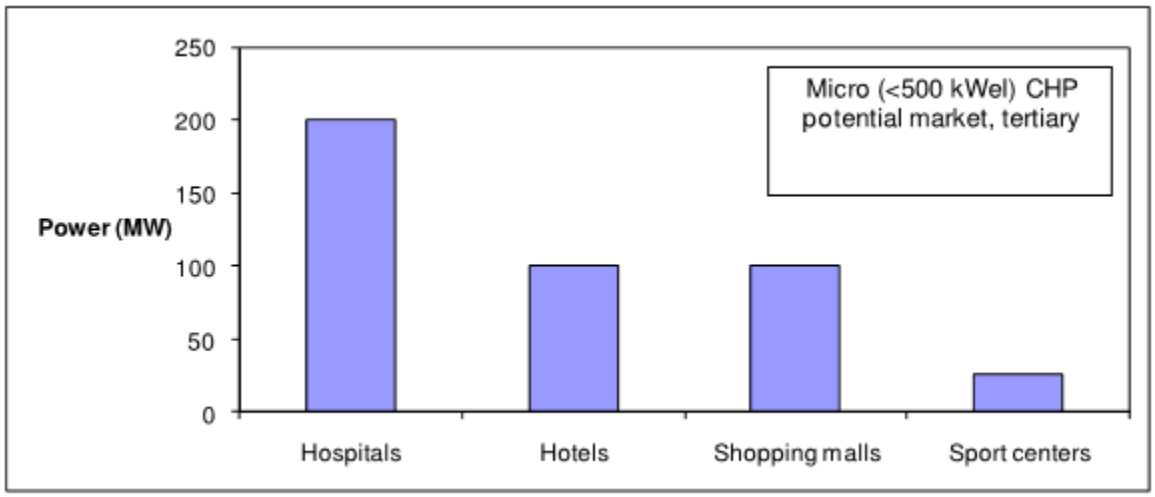


Figura 50: Potenziale di sviluppo m-CHP nel terziario.

FONTE: Campanari (2014), PoliMi

In Italia sono installati alcune centinaia di impianti di cogenerazione sotto i 1.000 kW, per una potenza complessiva intorno ai 100 MW, ma è un mercato che presenta ancora ampi margini di sviluppo. La maggior parte degli impianti esistenti sono al servizio di grandi utenze industriali, agricole e del terziario; le installazioni nel settore residenziale, con potenze inferiori ai 50 kW (tendenzialmente comprese tra 1 e 5 kW), sono ancora una rarità. Eppure, negli ultimi anni lo sviluppo tecnologico del settore ha portato alla produzione di efficienti m-CHP per applicazioni domestiche e condominiali, in sostituzione delle normali caldaie a gas. A medio-lungo termine, questi piccoli impianti con molta probabilità riusciranno ad imporsi sul mercato, grazie a produzioni su larga scala in grado di abbattere i costi di produzione, raggiungendo valori di potenza cumulativa simili a quelli del terziario[28].

Secondo l'Energy Efficiency Report 2018 dell'E&SG (op. cit.) gli investimenti in sistemi di cogenerazione riguardano in Italia soprattutto il settore industriale con un investimento complessivo che si aggira intorno ai 582 mln di €.

In Giappone, ad esempio, grazie ad un programma nazionale di incentivazione, risultano a oggi installati circa 30.000 m-CHP domestici Ecowill da 1 kW.

[28] Campanari (2014). L'autore suggerisce che come riferimento potrebbe essere considerato il mercato delle caldaie domestiche che in Italia è di oltre 1,5 milioni di unità all'anno.

Focus Tecnologia

La micro cogenerazione di elettricità e calore è la produzione combinata di elettricità e di calore da un unico impianto di piccola taglia. La configurazione "domestica"[29] più comune di un microcogeneratore consiste nell'abbinamento tra un motore a combustione interna alimentato a gas –già ampiamente commerciale -, la cui energia meccanica viene trasformata in energia elettrica, e un sistema di recupero del calore di scarto per la produzione di energia termica.

Sono, comunque, diverse le configurazioni dei m-CHP (fig. 48):

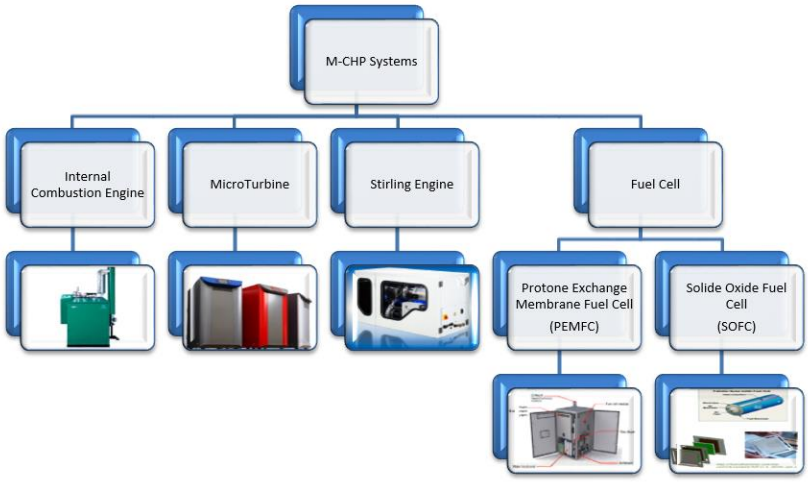


Figura 51: Schema configurazioni m-CHP (ns elaborazione)

e ciascuna di esse è oggetto di ampi margini di sviluppo [56].

La convenienza di un impianto di microcogenerazione dipende anche dal combustibile o dalla fonte di calore utilizzata. Nella stragrande maggioranza dei casi, i microcogeneratori sono alimentati a gas metano, combustibile fossile dalle interessanti caratteristiche energetiche e ambientali, il cui prezzo però è in continuo e incontrollato aumento e su cui i piccoli utilizzatori non hanno alcun potere contrattuale (tab.11). Diventano, perciò, sempre più interessanti i biocombustibili (o combustibili alternativi) come biogas, biodiesel, olio vegetale ecc. e per i motori a combustione esterna, fonti pulite come l'energia solare e le biomasse da legno. Le celle a combustibile possono utilizzare anche l'idrogeno.

Tabella 12: confronto tra diverse tecnologie m.CHP disponibili (dati 2013).

[29] Cioè con una potenza compresa tra i 5 e 50 kW, ma esistono m-CHP commerciali anche da 1kW.

Tecnologia	Taglie disponibili kW_e	Rendimento elettrico	Rapporto Elettricità Calore	CAPEX €/kW_e
Motori a combustione interna	1-50	20-28	1:1,5-1:3	1.200-6.000
Microturbine	30-50	25-28	1:2-1:3	1.000-1.200
Motori Stirling	0,5-50	12-30	1:3-1:8	2.500-3.000
Celle a combustibile	1-50	30-35	1:1-1:2,5	5.000-6.000

FONTE: Fire 30

Tabella 13: Vantaggi/Svantaggi m-CHP

M-CHP	
VANTAGGI	SVANTAGGI
• risparmio energetico ed economico, grazie al minor utilizzo di combustibile; • nessuna perdita per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica (sono circa il 7%); • minori rischi di black-out e di sovraccarico per le reti ad alta tensione; • maggiore autonomia e sicurezza nell'approvvigionamento energetico; • riduzione delle emissioni inquinanti e di CO_2 in atmosfera; • A parità di energia elettrica e termica utilizzate si sfrutta al massimo l'energia sprigionata dal combustibile, ottenendo un rendimento complessivo superiore al 90%, con l'abbattimento ai minimi termini degli sprechi energetici ed economici in funzione del profilo di consumo e con una drastica riduzione delle bollette energetiche e delle emissioni di gas serra; • viene meno la necessità di costruire ulteriori grandi centrali elettriche.	• contemporaneità nella produzione di energia elettrica e termica; • costi di investimento elevati; • tempi di *payback* ancora troppo elevati; • necessità di frequenti interventi di gestione e manutenzione dell'impianto; • utilizzo prevalente di combustibili fossili.

[30] I dati sono tratti dalla FIRE, Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia, da varie fonti (listini produttori, PoliMi, Platts, ENEA. Ed i costi sono indicativi, sottolinea la FIRE. Sopra i 20 kWe i prezzi tendono a ridursi per le tecnologie più consolidate (motori a combustione interna e microturbine), risultando dell'ordine di 800/1200€ al kWe per taglie inferiori ai 1000 kWe. Sotto i 20 kWe si sale rapidamente, ma un confronto appare essere ancora improbabile tenendo conto sia del differente stadio di maturità tecnologica delle tecnologie (che va dal commerciale al prototipo avanzato), sia delle marcate differenze nei parametri delle prestazioni.

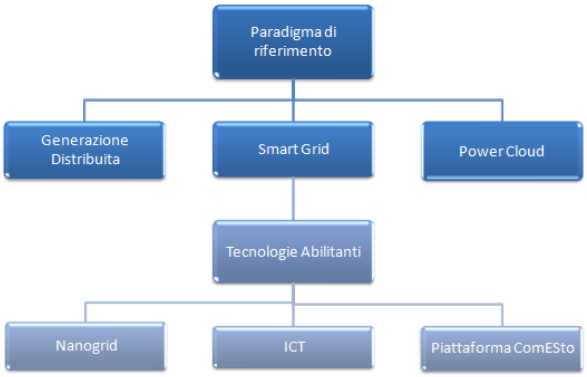
FONTE: Nostra Elaborazione su varie fonti

Se da un lato sono abbastanza note al mercato le potenzialità dei m-CHP in termini di risparmio energetico, risparmio economico e benefit ambientali – consapevolezza che ha fatto e farà da driver per la crescita presente e futura del mercato; dall'altro sono numerose le barriere da abbattere affinché la tecnologia sviluppi tutto il suo potenziale. Informazioni scarse e troppo tecniche, scarso approfondimento, costi ancora troppo elevati e un quadro regolatorio troppo instabile.

5 I DRIVER DEL MERCATO: TECNOLOGIE E FATTORI ABILITANTI

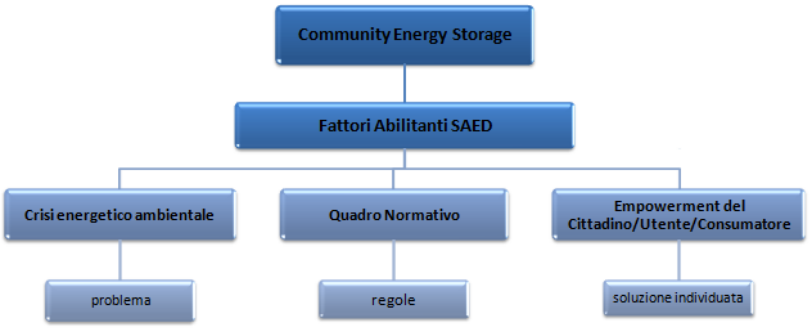
Il mercato dei SAE applicati alla produzione energetica rinnovabile in un paradigma di "generazione distribuita" necessita, per essere stimolato, che vengano soddisfatte alcune precise condizioni. L'eventuale rapida riduzione del prezzo dei singoli sistemi di stoccaggio, condizione necessaria per innescarne un processo di diffusione tale da definire la transizione del sistema energetico verso un paradigma "tutto rinnovabile", deve essere necessariamente accompagnato da condizioni socio-tecniche che ne abilitino la diffusione o che, comunque, non si pongano come "barriera".
In particolare ci riferiamo da un lato alla capillare diffusione delle FER in ambito domestico/residenziale e Non residenziale; dall'altro alla necessaria applicazione di regole certe e chiare che vadano a definirne il sentiero di crescita e ad attivare processi di economia di scala.
Nel rapporto queste condizioni saranno definite, nello specifico, attraverso le categorie di "**Tecnologie Abilitanti**" (TA), che delimitano il sentiero tecnologico da seguire e "**Fattori Abilitanti**" (FA) che vanno, invece, a definire il processo da un punto di vista sociale, politico ed ambientale.

Figura 52: schema TA



FONTE: Nostra Elaborazione

Figura 53: Fattori Abilitanti (FA)



FONTE: Nostra Elaborazione

5.1 Tecnologie abilitanti (TA)

Il processo di accumulo distribuito, *conditio sine qua non* per poter pensare alla costruzione di una Community Energy Storage, non può prescindere dallo sviluppo e dalla diffusione di tecnologie che possano abilitarne l'utilizzo. Nel rapporto se ne esplicitano nello specifico 3:

• la diffusione di tecnologie di produzione energetica da FER diffuse, anche, su scala "domestica";

• la messa a regime di reti intelligenti (S&MG) che da un lato associno alti gradi di tecnologia a una distribuzione condivisa di elettricità (dal punto di vista sia della riduzione e razionalizzazione dei consumi che della *Sharing Economy*), e dall'altro lato minimizzino le perdite, il carico di rete, i sovraccarichi e le variazioni della tensione elettrica;

•lo sviluppo di sistemi che rendano più efficiente il mercato elettrico, garantiscano flussi di informazioni bidirezionali e capaci di accogliere funzionalità che includano modelli di previsione di domanda e offerta con caratteristiche di flessibilità, ovvero lo sviluppo dell'energia digitale.

Nota Bene
Sebbene per "comodità descrittiva" abbiamo definito il processo di influenza reciproca nello sviluppo delle differenti innovazioni tecnologiche come un processo "lineare" – ovvero, la diffusione di una tecnologia influenza la diffusione dell'altra -, bisogna sottolineare che il processo è molto più complesso e dipende da una molteplicità di fattori che andremo man mano a definire nell'analisi. Basti qui dire che, in realtà, il processo assume una dimensione "circolare" in cui la relazione e l'influenza sono reciproche e dipendono molto anche da fattori squisitamente sociali (innovazione sociotecnica)

Diffusione delle FER

Nel 2017, secondo il rapporto "Renewables 2018. Global Status Report" della rete globale per le energie rinnovabili (REN21) [57], le FER hanno rappresentato il 70% della capacità di produzione elettrica globale, con il FV che da solo ha registrato un aumento del 26% rispetto al 2016 per un totale di 96 miliardi di Watt. La tendenza alla diffusione del FV è in costante, anche se differenziata, crescita sia nei mercati cosiddetti maturi che in quelli dei paesi emergenti, in testa la Cina che pur dovendo affrontando un momento di cambiamento nelle policy di incentivazione rimane comunque la capofila della crescita mondiale del mercato FV.

Secondo le ultime stime pubblicate da IHS Markit[31] [58], nel primo semestre del 2019 è prevista una crescita del mercato globale del solare fotovoltaico del 25%, rispetto all'anno precedente, con il raggiungimento di 129 GW di installazioni ed un aumento globale complessivo delle istallazioni del 43%. Con previsioni di incremento in particolare in Spagna e Vietnam grazie all'aumento della domanda dovuta al calo dei prezzi dei moduli alla fine del 2018.

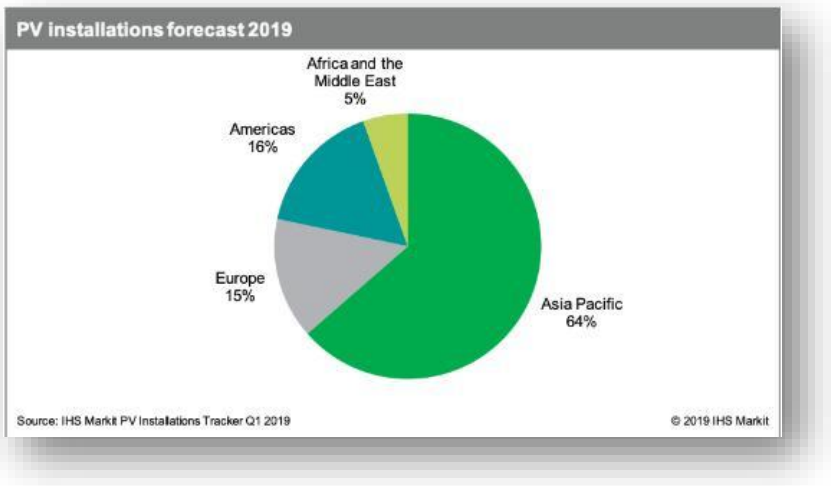
FOCUS CINA

[31] Società americana che fornisce servizi di informazione ed analisi

La decisione del governo cinese di tagliare i sussidi pubblici al settore del FV, dal mese di giugno del 2018, ha avuto come conseguenza una forte riduzione delle previsioni di espansione della capacità globale nel 2018, che la GTM della Wood Mckenzie prevede essere di 28,2 GW – a fronte di una precedente previsione del 48,2 GW. Con una conseguente riduzione delle stime della domanda globale di energia fotovoltaica che passa da una stima precedente di 103, 5 GW ad una stima di 85,2 GW [59].
La decisione di Pechino, che fa eco ad iniziative simili avvenute in molti paesi europei – in particolare Spagna, Germania ed Italia che hanno fatto da guida all'espansione del FV in Europa, è dovuta soprattutto alle problematiche che si sono evidenziate dall'espansione delle tecnologie FV. Il mix di sovvenzioni allettanti e il calo dei costi di installazione ha portato, infatti, alla costruzione di un numero di progetti maggiore rispetto alle previsioni governative con l'effetto collaterale latente di una immissione di energia (non programmabile) maggiore rispetto a quello che la rete di trasmissione poteva affrontare, con ulteriori costi dovuti al miglioramento della rete di trasmissione a lunga distanza imposto da impianti costruiti – e/o in costruzione – in zone remote del paese, obbligando a procedere ad una drastica revisione del mercato.
Anche le previsioni per il 2019 sono caute; IHS Markit, infatti, stima al 2% il tasso di crescita del mercato FV cinese per il primo semestre del 2019. "*I piani per concentrare maggiormente la politica sugli impianti FV non sovvenzionati potrebbero rallentare l'implementazione a breve termine, a meno che non vengano imposte rigide scadenze di costruzione per stimolare la domanda del 2019*" dichiara la responsabile della ricerca e dell'analisi della società [58].

La IHS Markit prevede, inoltre, che gli Stati Uniti – dopo un periodo di stagnazione del mercato – arriveranno, nel 2019, a superare l'India, per diventare ancora una volta il secondo maggior mercato fotovoltaico (fig.54), trainati anche dal credito d'imposta del 30% sugli investimenti, che è in scadenza. L'india, invece, paga la spinta verso prezzi di gara più bassi nel momento in cui i componenti sono diventati più costosi a causa dei dazi di salvaguardia che ha ritardato l'avvio di diverse gare d'appalto e potrebbe avere effetti sul futuro mercato del fotovoltaico [58].

Figura 54 Istallazioni FV previste per il 2019.



FONTE: IHS Markit [58]

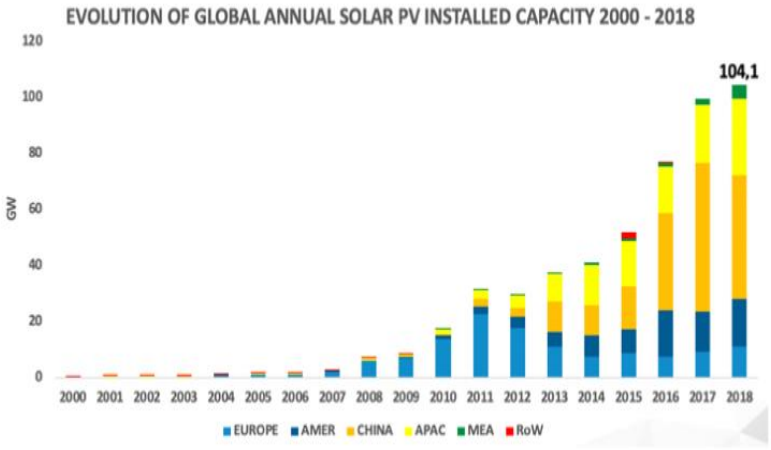


Figura 55: Evoluzione della capacità fotovoltaica installata tra il 2000 e il 2018. Fonte Solar Power Europe in taiyangnews.info [99]

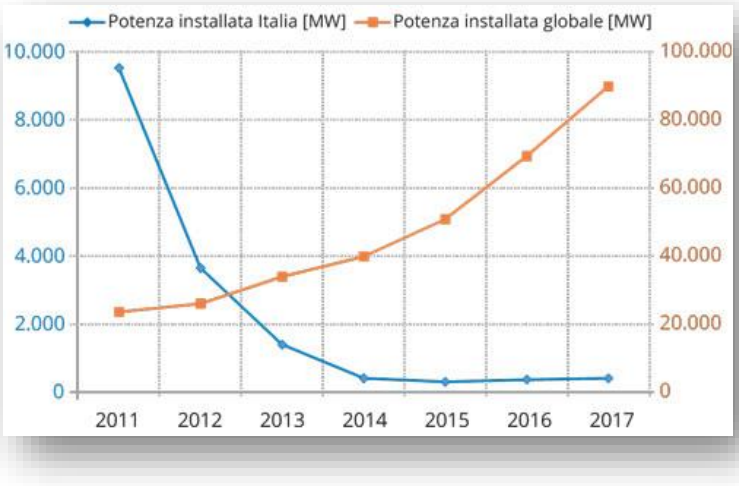


Figura 56: Crescita del mercato fotovoltaico globale.
FONTE: vpsolar.com [61]

La regione con la maggiore ripresa è l'Europa dopo la fine del prezzo minimo d'importazione dei moduli. Gli impianti sono cresciuti complessivamente del 20% nel 2018, raggiungendo gli 11 GW, con un aumento annuo del 36% rispetto ai 5,9 GW connessi alla rete nell'UE28 nel 2017 e si prevede che nel 2019 supereranno i 19. Ci si aspetta che nella sola Spagna, le installazioni crescano quasi del 60%. (Solar Power Europe[32]).

[32] Associazione europea per il settore dell'energia solare.

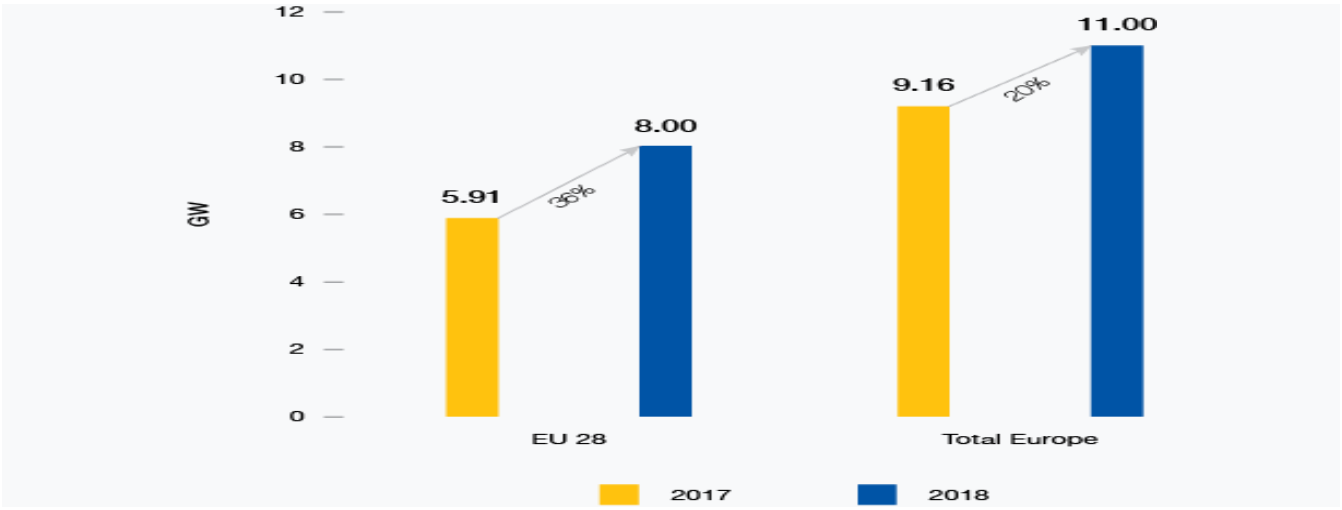


Figura 57: Tasso di crescita del solare in Europa.
FONTE: Solar Power Europe 2019 [60]

Secondo gli analisti della Solar Power si assisterà nei prossimi due anni ad un vero e proprio boom del solare nel mercato europeo, soprattutto in virtù dell'imminente Obiettivo EU2020[33] (fig 57), che spinge a rimuovere le misure commerciali sui pannelli solari, garantendo un quadro altamente positivo per il mercato FV attraverso il Clean Energy Package.
Il mercato solare più grande d'Europa nel 2018 è stato la Germania con 2,96 GW di nuova capacità connessa in rete e una crescita del 68% rispetto all'1,76% del 2017; seguono la Turchia che ha installato 1,64 GW nel corso del 2018[34] ed i Paesi Bassi con una capacità installata di 1,4 GW rispetto ai 0,77 GW del 2017 [60].
Sulla scena globale, secondo i dati diffusi nel rapporto della REN21, già citato [57], l'Italia si è affermata con decisione tra i grandi attori del cambiamento conquistando il quinto posto in termini di capacità totale installata nel FV e il quarto per quella pro capite. Nel 2017, l'Italia, ha prodotto l'8,7% dell'elettricità nazionale solo attraverso il fotovoltaico, un importante risultato a cui hanno contribuito in maniera significativa anche i singoli cittadini.
Il mercato degli impianti fotovoltaici privati, pur essendo relativamente giovane, è stato accolto in pochi anni con grande entusiasmo anche grazie agli incentivi statali.
Questo ha portato molti proprietari di abitazioni ad installare impianti fotovoltaici residenziali.
Dai dati riferiti al mercato italiano da Terna, fonte ANIE, la potenza connessa nel 2017 mostra un incremento dell'11% rispetto al 2016 con una potenza installata di circa 409 MW, e un numero di impianti di potenza inferiore a 6 kW pari a 37.550 unità, che equivale all'85,5% delle installazioni totali nel 2017 (fig.58).

[33] Il solare a basso costo è stato, infatti, individuato da molti paesi europei come il mezzo migliore per adempiere agli obblighi imposti dall'Unione Europea.
[34] Dato in calo rispetto al 2016 del 37% circa a causa della crisi finanziaria che ha attraversato il paese.

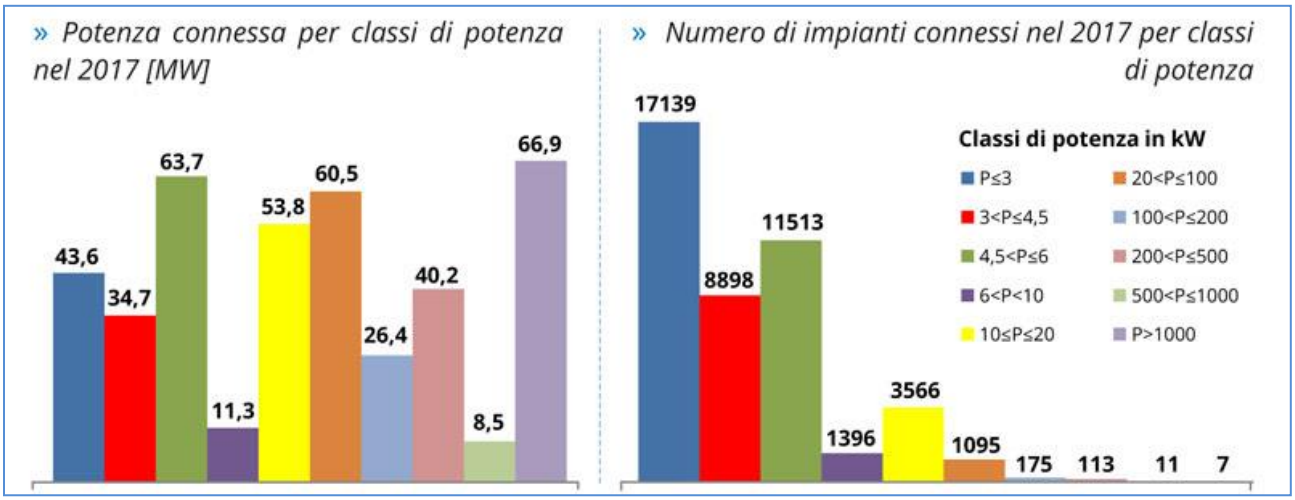


Figura 58: Valori della Potenza Connessa e numero di impianti connessi per classi di potenza nel 2017.
FONTE: vpsolar.com [61]

Il trend cala nel 2018 con il dato della nuova capacità solare che deriva dal settore domestico/residenziale che scende al 60%; i dati dell'Osservatorio FER di ANIE Rinnovabili descrivono uno scenario attuale di oltre 3000 impianti con potenza inferiore ai 3 kW, più di 1700 con potenza compresa tra i 3 e i 4,4 kW, oltre 2100 con potenza fra i 4,5 e i 6 kW e quasi 800 con potenza fra 6 e 20 kW solo nel 2018.

Osservando la potenza installata a livello regionale risulta che le regioni con un numero maggiore di impianti, nel 2017, sono Lazio, con 88,3 MW, Lombardia, con 57,6 MW e Veneto con 49,7 MW (fig.56).

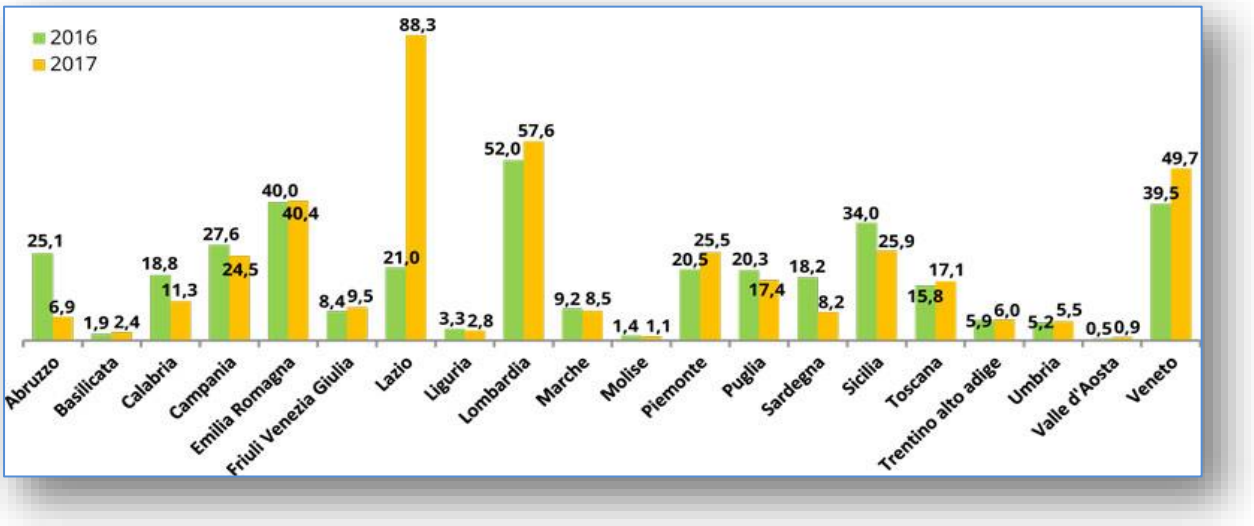


Figura 59: Potenza installata a livello regionale in Italia – dati 2016-2017.
Fonte: cpsolar.com

I prezzi del fotovoltaico stanno gradualmente diventando competitivi nel confronto con le fonti tradizionali.

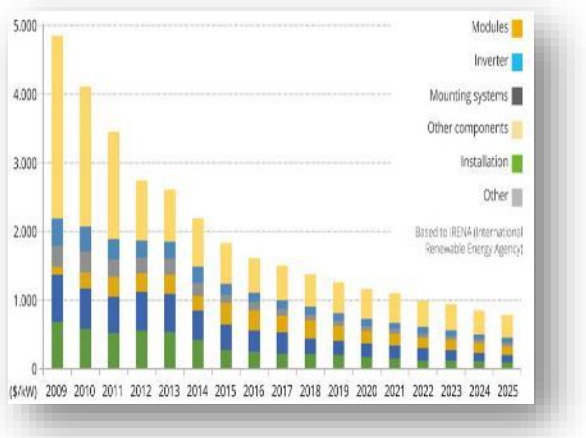


Figura 61: Trend costi complessivi impianto FV al 2025. Fonte: vpsolar.com su dati IRERA

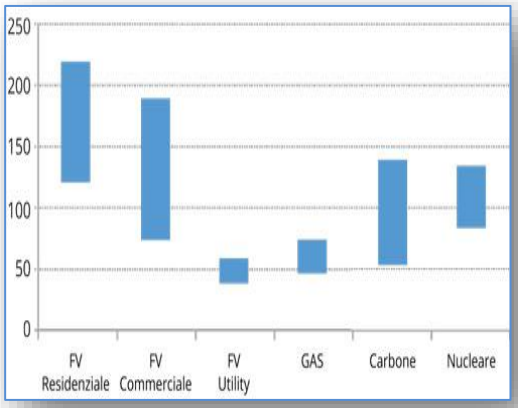


Figura 60: Prezzi FV vs Prezzi FF. Fonte Solar Power Europe 2017 [100].

Dai dati sopra esposti si deduce che nonostante il mercato globale risenta di qualche sbalzo, è sostanzialmente stabile e in crescita costante, anche se differenziata. Il dato più interessante è che, soprattutto in Italia (ma il discorso vale un po' a livello globale) una volta finiti gli incentivi verso progetti su grande scala la tendenza del mercato è stata quella di spostare l'attenzione verso la piccola scala, ovvero il settore domestico residenziale, favorendo così la generazione distribuita.
In questo contesto emerge prepotentemente, soddisfatte determinate condizioni, la possibilità di sfruttare il potenziale dei sistemi di accumulo, i quali permettono di utilizzare a pieno la produzione dei propri impianti FV al fine di aumentare l'autoconsumo ed ottenere maggiori risparmi in bolletta.

Anche il GSE [62] certifica, attraverso i propri rapporti annuali, la continua crescita delle rinnovabili in Italia. Nel 2018 sono stati installati 440 MW di impianti fotovoltaici per lo più aderenti al meccanismo dello scambio sul posto. A fronte di un numero di impianti entrati in esercizio in crescita (+2,2% rispetto al 2017, fig. 56) si è assistito ad una diminuzione in termini di produzione lorda che si attesta su 22654 GWh[35], contro i 24378 GWh del 2017, (fig.57) imputata ad un peggiore irraggiamento.

[35] Il 7% in meno, circa.

Classi di potenza (kW)	Installati al 31/12/2017		Installati al 31/12/2018		*Var % 2018/2017*	
	n°	MW	n°	MW	*n°*	*MW*
1<=P<=3	262.214	716,1	279.681	759,8	*6,7*	*6,1*
3<P<=20	447.332	3.266,9	476.396	3.445,2	*6,5*	*5,5*
20<P<=200	52.591	4.122,5	54.209	4.244,0	*3,1*	*2,9*
200<P<=1.000	10.739	7.352,5	10.878	7.413,2	*1,3*	*0,8*
1.000<P<=5.000	950	2.334,5	948	2.328,2	*-0,2*	*-0,3*
P>5.000	188	1.889,7	189	1.917,2	*0,5*	*1,5*
Totale	**774.014**	**19.682,3**	**822.301**	**20.107,6**	***6,2***	***2,2***

Figura 62: numero impianti FV installati in Italia, confronto 2017/2018.
FONTE: GSE

Classe di potenza	2017			2018		
	Numero	Potenza (MW)	Produzione Lorda (GWh)	Numero	Potenza (MW)	Produzione Lorda (GWh)
1<=P<=3	262.214	716	826	279.681	760	806
3<P<=20	447.332	3.267	3.762	476.396	3.445	3.636
20<P<=200	52.591	4.123	4.625	54.209	4.244	4.375
200<P<=1.000	10.739	7.353	9.367	10.878	7.413	8.548
1.000<P<=5.000	950	2.335	3.094	948	2.328	2.813
P>5.000	188	1.890	2.703	189	1.917	2.476
Totale	**774.014**	**19.682**	**24.378**	**822.301**	**20.108**	**22.654**

Figura 63: Classe di potenza e numerosità degli impianti FV installati in Italia: raffronto 2017-2018.
FONTE: GSE

Gli impianti di piccola taglia[36] rappresentano per lo più utenze domestiche, con una potenza media di 8,8 kW. In termini quantitativi (numerosità) sono il 90% delle nuove installazioni – circa 48.000 impianti – e il 21% in termini di potenza.
Nella figura 61 si riporta il grafico della serie storica dell'evoluzione di numero e potenza degli impianti fotovoltaici installati in Italia dal 2008 al 2018. È evidente che il dato ha avuto una crescita veloce negli anni che vanno dal 2008 al 2013 – favorito dai meccanismi incentivanti del Conto Energia – e una crescita più graduale, anche se costante, dal 2013 in poi. Da sottolineare, come riporta il grafico in figura 59 (fonte GSE, op.cit.) come la potenza degli impianti sia man mano scesa fino ad attestarsi su una media cumulativa di 24,5kW. [62]

[36] Con potenza inferiore ai 20 kW.

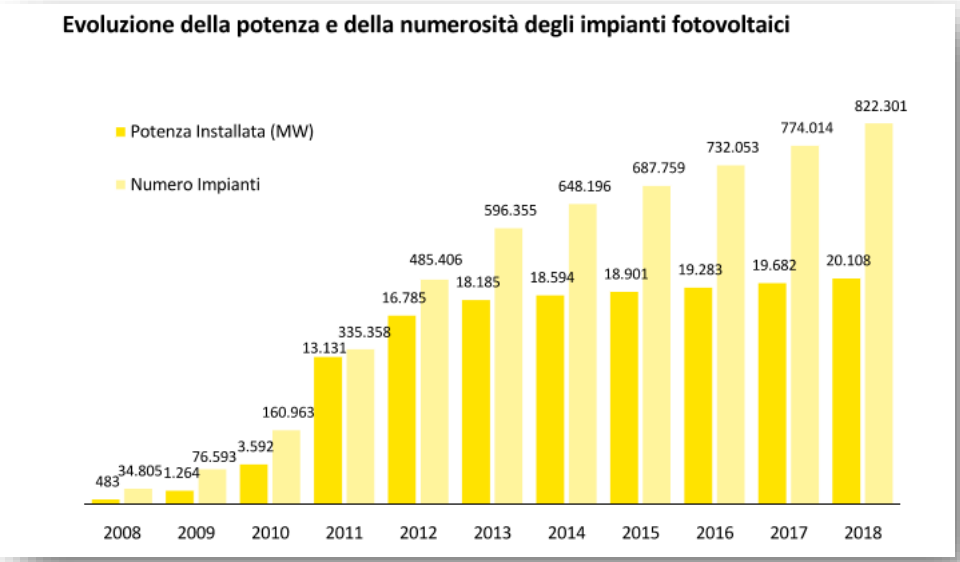


Figura 64: Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fv in Italia.
FONTE: GSE

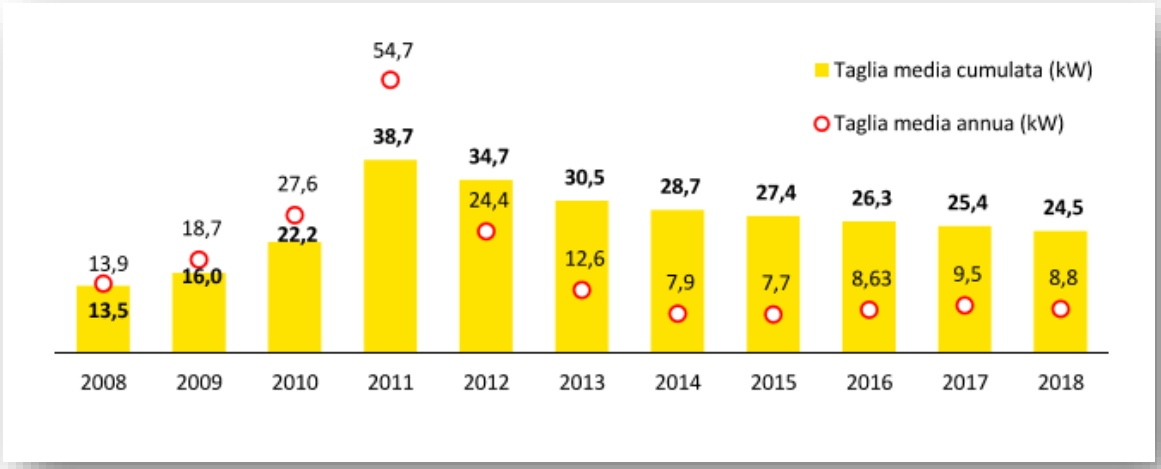


Figura 65: evoluzione taglia media impianti dal 2008 al 2018.
FONTE: GSE

Tabella 14: Schema problematiche di diffusione delle FER a livello distribuito

Problematiche di diffusione delle Fonti Energetiche Rinnovabili a livello distribuito[37]			
Uso del suolo	**Elementi Economici**	**Scalabilità**	**Elementi Sociali**

[37] Ciascuna di queste problematiche sarà approfondita nel rapporto tecnico D1.1.

Consumo di suolo **Landgrabbing**	Limiti di costo ed economicità sulla scala più piccola e a livello distribuito.	Limiti di scalabilità (e.g. minieolico).	Speculazione; Poca o assente programmazione; Land grabbing energetico [63]; (e.g Sardegna) Conflitti ambientali.

FONTE: Nostra Elaborazione

Smart & Micro Grid

Tra i cambiamenti che stanno trasformando il settore energetico è interessante osservare da vicino, oltre a quelli legati alle nuove forme di generazione, quelli relativi alla distribuzione dell'energia prodotta e alla gestione dei sistemi elettrici. Il concetto di smart grid si sta imponendo, grazie anche alla convergenza di diversi fattori, tecnologici e non, che consentono di utilizzare in modo più efficiente le risorse disponibili, facendo leva in modo prioritario sulle crescenti possibilità di comunicazione e di intelligenza distribuita. All'interno di questo quadro, un modello di rete che si sta diffondendo è quello delle microgrid che in alcuni casi diventano addirittura delle nanogrid.
Si tratta di reti elettriche di estensione ridotta, che possono operare autonomamente ma in connessione con la rete principale dell'ente elettrico, oppure possono agire isolatamente, disconnesse da altre reti, senza ricevere né fornire energia ad altri sistemi. Sono adatte per ambienti localizzati in aree remote come isole, comunità rurali particolarmente lontane dalla rete principale, basi militari, miniere, ma anche campus universitari e piccole città. Assumono un ruolo decisivo in modo speciale per quei milioni di persone che ancora vivono in zone remote del Pianeta, senza accesso all'energia elettrica, o con disponibilità di una fonte energetica limitata o inaffidabile. Stanno interessando molto anche realtà industriali insediate in Paesi dalle economie emergenti, come ad esempio l'India, collocate in regioni dove le reti principali sono deboli o insufficienti.

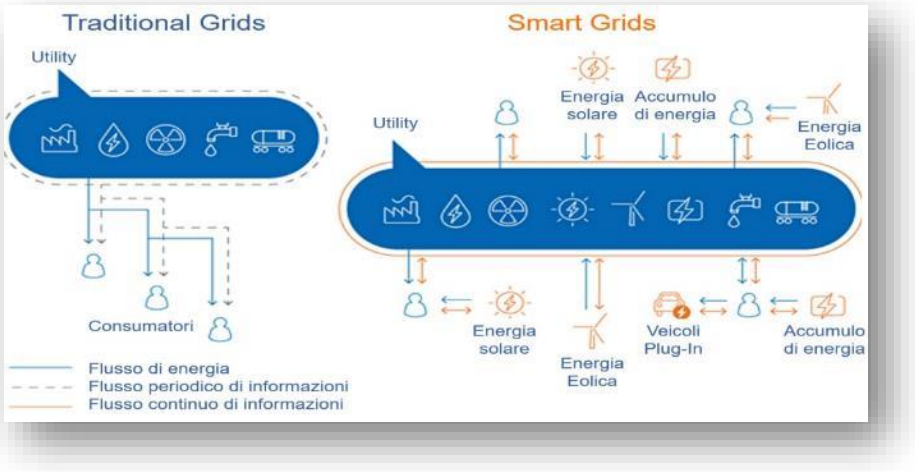


Figura 66: Smart Grid vs Traditional Grid. Fonte: mapsgroup.it

La diffusione di micro e nanogrid è anche legata alla crescita dei sistemi che impiegano fonti rinnovabili, soprattutto l'eolico e il solare, che si prestano particolarmente per alimentare reti di dimensioni limitate.
Tra i vantaggi più significativi delle reti a scala ridotta c'è anzitutto quello della indipendenza, che offre una garanzia di maggiore affidabilità e di fornitura energetica anche in casi di blackout della rete principale. Ciò ha come conseguenza anche il miglioramento della sicurezza, riducendo le minacce derivanti da eventuali inattese interruzione del servizio legate a cause tecniche, disastri naturali, manomissioni. Poi ci sono i vantaggi legati alla riduzione dei costi dell'energia, contenendo gli effetti degli aumenti del costo dei combustibili e sfruttando le economie possibili grazie alle fonti rinnovabili. Infine ci sono i benefici di tipo ambientale, derivanti dalla possibile riduzione delle emissioni di gas serra. Secondo un recente report di Navigant Research [64] il mercato mondiale dei dispositivi funzionanti in corrente continua (DC) nel settore delle costruzioni passerà dai 609,1 milioni dollari del 2013 a 9,7 miliardi dollari nel 2020. Più che una crescita si prevede un vero e proprio boom, che comporterà una serie di cambiamenti e di probabili evoluzioni. "*I vantaggi dei sistemi di alimentazione DC diventano particolarmente evidenti se si considera poi microgrid l'integrazione energetica con le fonti rinnovabili*", afferma Eric Woods, responsabile del report di Navigant Research."*I sistemi fotovoltaici ed eolici solari nascono originariamente come sistemi a correnti continua. Inserirli, quindi, in un sistema di distribuzione a DC elimina la necessità di punti di conversione energetica nel passaggio di corrente sia al sistema distributivo che ai singoli dispositivi, evitando le perdite*". Questo significherebbe creare una rete energetica a livello di microgrid o addirittura a livello di singolo edificio.
Dal punto di vista tecnico, scientifico e non ultimo economico e sociale, i vantaggi offerti dalle Micro Grid in alcuni contesti – non in generale - sono ampiamente confermati dalla letteratura tecnica internazionale e dalle principali ricerche del settore (condotte in ambito EPRI, Berkeley National Laboratory, DoE, Cigre, CIRED, IEEC, TRI e DEMEPA). Questa è la soluzione per la quale si prevede il massimo sviluppo nei prossimi 15 – 20 anni e che a livello di investimenti globali supererà la soluzione tradizionale "Bulk Power Plants & Bulk EHV/HV infrastructures" (grandi centrali concentrate, trasmissione ad altissima tensione e gestione centralizzata), principalmente nelle aree del Pianeta dove le reti infrastrutturali sono deboli o insufficienti e molto costose da estendere..
Le Micro-Grid stanno cavalcando il successo dell'energia solare ed eolica, delle tecnologie delle Smart Grid e dei nuovi sistemi di automazione e dispacciamento delle reti elettriche. Nel 2010 il mercato mondiale delle Micro Grid era di circa 4,2 Miliardi di dollari con una crescita significativa rispetto al 2009. Il mercato prevede che la crescita continui almeno fino al 2020-2025.
L'Italia è tra i leader mondiali nel settore delle tecnologie Smart e delle Energie Rinnovabili. In particolare il Paese è al quarto posto nella classifica mondiale, dopo Cina, Germania e Stati Uniti negli investimenti in energie rinnovabili; è al primo posto per le applicazione solari sia per quanto riguarda le applicazioni fotovoltaiche classiche che per quelle di punta CSP (Concentrated Solar Power) e CPV (Concentrated Photo Voltaic); è il paese di riferimento tecnologico e di mercato per le applicazioni Intelligenti (Smart Metering, Teleconduzione di Reti di Distribuzione, Automazione Cabine Secondarie e sviluppi per Smart Grid).

Ma a differenza di altri paesi, l'Italia non ha ancora visto il fiorire di questo nuovo business, visto che l'infrastruttura di distribuzione è già molto estesa e capillare, e risulta conveniente far leva su di essa. Le applicazioni target per il business delle Micro-Grid si riferiscono a piccoli borghi di circa 1000 – 2000 abitanti (circa il 20 – 25% dei comuni italiani) caratterizzanti da una utenza con circa 200-350 utenti/consumatori, piccoli esercizi commerciali ed industriali, utenze pubbliche (scuole, illuminazione pubblica) e piccola generazione distribuita.
Il mercato mondiale delle microgrid raggiungerà i 30 miliardi di dollari di valore nel 2022 [65] (Fig. 64). Questa la stima fornita oggi da GlobalData nel suo ultimo rapporto d'analisi.
Il documento indaga la crescita a breve termine delle microreti, soluzione tecnologica in cui gruppi di generatori elettrici e accumulatori lavorano in maniera integrata fra loro con la possibilità o meno di essere connessi alla rete elettrica. Stando alle previsioni dalla società britannica, il settore sta rallentando il passo ma non l'entusiasmo: tra il 2018 e il 2022 il mercato delle microgrid dovrebbe poter contare su un tasso di crescita annuale composto (CAGR) del 15%, più basso dunque del 23% che ha caratterizzato il periodo 2013-2017, ma comunque sano e progressivo. Driver del nuovo progresso sarà soprattutto la domanda dell'Asia-Pacifico; lo sviluppo economico della regione renderà il mercato locale delle microreti quello a crescita più rapida. La posizione di predominio rimarrà tuttavia alle Americhe con un valore di mercato di ben 18 miliardi nel 2022. Spiega l'analista Nirushan Rajasekaram "*A livello globale sta aumentando la domanda di elettricità. Inoltre, il mercato mondiale dell'energia elettrica si trova in una fase di transizione, in cui sostiene l'espansione della generazione distribuita per eludere i costi volatili di combustibili fossili e i rischi del mercato dell'approvvigionamento*". Ovviamente il dispiegamento di questi sistemi varia in base alle esigenze del Paese. Ad esempio il mercato statunitense così come quello canadese e giapponese si concentrano principalmente su servizi di resilienza della rete e progetti per aumentare l'affidabilità dell'alimentazione elettrica. In questo caso le microgrid possono offrire funzioni di backup durante i periodi di inattività dell'infrastruttura nazionale in caso di disastri ambientali, riducendo l'impatto sulle attività quotidiane. Inoltre, una microrete consente agli utenti finali di ridurre la dipendenza dal mercato elettrico in aree con prezzi al dettaglio elevati come succede ad esempio in California o in Australia meridionale. Storia diversa per le economie emergenti e i Paesi in via di sviluppo dove queste soluzioni sono legate soprattutto alla fornitura energetica off-grid. In questo settore, molto del lavoro viene svolto da startup che distribuiscono prodotti energetici basati sull'energia solare. Secondo quanto spiega BloombergNEF, le giovani realtà industriali hanno raccolto nel settore 1,3 miliardi di dollari dal 2013 a oggi, in gran parte da family office (quelle società di servizi che gestiscono il patrimonio di una o più famiglie facoltose) e istituzioni finanziarie di sviluppo. Tuttavia, ancora oggi lo sviluppo del comparto è ostacolato dalla mancanza di regolamenti e dalla scarsa definizione di modelli di business rilevanti. In alcuni mercati meno sviluppati, il costo e l'integrazione di sistemi di accumulo rappresentano una sfida tale da riuscire a non rendere redditizio il progetto.

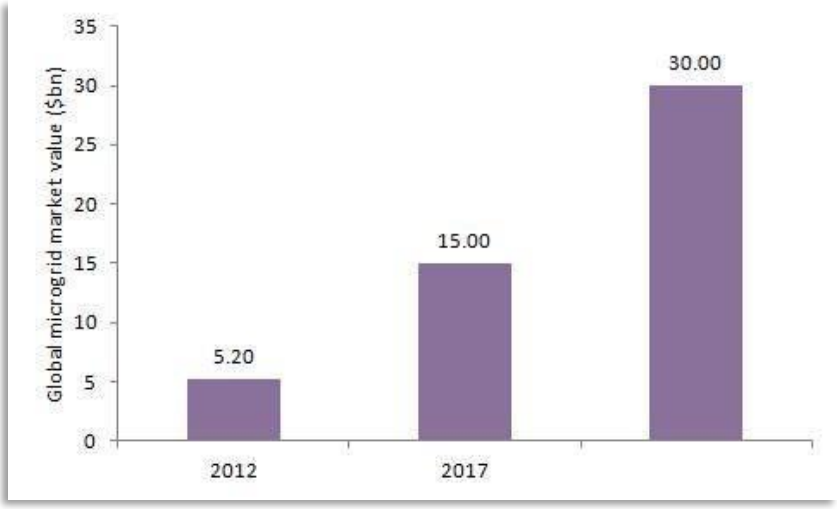


Figura 67: 2018 - Microgrid, valore globale di mercato (miliardi di $), 2012, 2017, 2022. Source: GlobalData

La stima sugli investimenti futuri che saranno effettuati da qui al 2020, secondo le Pike Research, in progetti "smart" passeranno dai circa 16 miliardi di dollari, del 2010 a livello globale, a circa 200 miliardi di dollari al 2020, di cui 80 in Europa, principalmente nel settore trasmissione, *smart meters*, *distribution* and *substation automation*. Altre stime mondiali, effettuate dall'Innovation Observatory, identificano investimenti di 378 miliardi di dollari fino al 2030, di cui l'80% in dieci paesi di cui principalmente Stati Uniti e Cina (che prevede investimenti per 99 miliardi di dollari al 2030). Altre stime a livello Italia sono state, invece, effettuate dall'Energy & Strategy Group che stima un potenziale tra i 15 e i 60 M€, complessivo della rete di trasmissione e distribuzione, dei clienti finali attivi e passivi e considerando anche progetti innovativi, quali sistemi di accumulo e auto elettrica.
I risultati dei diversi studi differiscono in base alla metodologia utilizzata, ragione per cui non sono confrontabili con precisione.
Nonostante ciò, essi forniscono un ordine di grandezza interessante indicando un chiaro trend di crescita utile per inquadrare la situazione globale, che prevede, quindi, un potenziale di investimento molto grande.
Secondo quanto riportato nel **Global Opportunity Report 2017**, la nuova edizione dell'annuale studio condotto a livello globale da DNV GL – Business Assurance, dal Global Compact delle Nazioni Unite e da Sustainia [66] - ci si aspetta che il solo mercato delle micro-grid comunitarie si espanderà dai 162,9 milioni di dollari del 2015 alla cifra di 1,4 miliardi entro il 2024. Più in generale, l'intero mercato globale delle micro-grid raggiungerà il valore di 40 miliardi di dollari entro il 2020. La crescente urbanizzazione e i sempre più frequenti disastri naturali generano notevole pressione sulle risorse disponibili, soprattutto in campo energetico. Un rischio che si può trasformare in opportunità di business sfruttando le micro-grid e ripensando il modello energetico in chiave peer-to-peer.
Secondo l'International Energy Agency (IEA), 1,1 miliardi di persone non hanno accesso all'elettricità. Più del 95% di queste persone si trova nell'Africa subsahariana o in Asia e circa l'80% lo è nelle zone rurali [4]. Le microgrid hanno un potenziale significativo come motore principale per aumentare

l'accesso all'energia per queste popolazioni. Per rispondere a questa esigenza e soddisfare gli obiettivi di elettrificazione i flussi di investimento del settore privato devono aumentare nel segmento del mercato delle microgrid. Le soluzioni Microgrid alimentate da fonti rinnovabili forniscono quasi energia elettrica a 90 milioni di persone. Per raggiungere l'accesso universale all'elettricità entro il 2030, il ritmo attuale di espansione dovrà raddoppiare. Si stima che le soluzioni off-grid forniranno il 50-60% dell'aumento di generazione necessario per raggiungere l'accesso universale all'elettricità entro il 2030.

Tabella 15: Smart e Micro Grid - punti di forza e debolezza

SMART & MiCRO GRID	
PUNTI DI FORZA	**PUNTI DI DEBOLEZZA**
- funzionalità, ovvero al ruolo che la tecnologia svolge all'interno del sistema di brokeraggio cooperativo 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; - 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 in una fase di sviluppo embrionale e pertanto oggetto di innovazioni incrementali per migliorare sia le performance tecniche che economiche rispetto alle prestazioni che caratterizzano l'offerta attuale.	-Tempi "lunghi" per lo sviluppo prototipale dei diversi moduli del sistema: si tratta di una criticità connessa all'innovatività delle tecnologie smart grid che, essendo in una fase embrionale del loro ciclo di vita, richiedono attività di ricerca e sviluppo articolate e complesse. - Complessa quantificazione dei costi di produzione: la progettazione e lo sviluppo dei prototipi innovativi richiede investimenti continui per migliorarne le prestazioni tecniche e funzionali; pertanto, il processo di quantificazione dei costi è articolato e non lineare.

Tabella 16: Attori coinvolti nello sviluppo delle smart e micro grid

ATTORI COINVOLTI NELLO SVILUPPO DELLA TECNOLOGIA S&MG	
Operatori del sistema elettrico ("electric utilities") Utility di generazione /accumulo di energia elettrica Utility di generazione ed accumulo di elettricità/calore da fonti distribuite Operatore del sistema di distribuzione/trasmissione	Esperti nelle diverse discipline di interesse perle S&MG Associazioni di categoria Associazioni di consumatori/prosumer Associazioni di imprese Operatori finanziari ed assicurativi

Società dedicate alla vendita/intermediazione di energia elettrica (ESCO)	Società specializzate nel finanziamento di progetti su rinnovabili
Produttori e distributori di beni e servizi per Smart-Grid	Società finanziarie Esperti di finanza
Produttori/distributori di equipaggiamenti, attrezzature e componenti hardware	Soggetti istituzionali Enti regolatori e normativi
Produttori/distributori di soluzioni software	Ministeri ed agenzie governative
Fornitori di servizi non tecnici (es. formazione)	Enti locali
Fornitori di innovazioni, know-how e soluzioni tecniche	Utenti del sistema elettrico
Università ed enti di ricerca Spin-off e start-up ad elevato contenuto tecnologico	Consumatori
Parchi scientifici ed agenzie per l'innovazione Studi di progettazione e servizi tecnici professionali (es. Audit energetico)	Prosumer

Obiettivi tecnici ed economici

È importante sottolineare che la trasformazione di una rete elettrica tradizionale in una rete dotata di intelligenza introduce nuovi attori e stakeholder nel mercato. La possibilità di cogliere appieno le potenzialità tecnologiche, economiche e sociali insite nel paradigma delle Smart Grid non dipende esclusivamente da fattori collegati alla tecnologia, ma richiede una sintesi tra i fattori regolativi, sociali ed economici, non sempre convergenti. Tra i nuovi stakeholder introdotti dalle Smart Grid si instaurano modelli di business diversi rispetto a quelli tradizionalmente adottati nel mercato elettrico. Questi modelli dipendono anche da situazioni locali, in particolare nel caso delle Micro-Grid, e possono coinvolgere in modo vantaggioso piccole imprese o consorzi come pure privati.

●Paesi con un elevato livello di penetrazione della Generazione Diffusa (GD) saranno più portati ad investire in programmi e progetti per l'aumento della hosting capacity
●Paesi con una elevata regolazione della qualità del servizio investiranno maggiormente nello sviluppo di tecnologie per l'automazione avanzata di rete
●Paesi con una quantità di domanda flessibile saranno più portati ad investire in progetti di adeguamento della domanda e di tecnologie "demand response"
●I mercati più promettenti a livello mondiale sono quelli del sud-est asiatico, dell'Australia, del Sud America, del Sud Africa, mentre in Europa saranno UK, Germania, Austria ed Italia a trainare la crescita.

Energy Cloud e Cloud Computing

Il Cloud Computing è un paradigma di calcolo distribuito che fornisce risorse ridondanti, economiche, scalabili in modo dinamico, virtualizzate e accessibili tramite un'interfaccia a servizi (as a service) su Internet.
Le risorse che un sistema Cloud fornisce agli users sono CPU, memorie, reti, sistemi operativi, middleware, applicazioni di alto livello.
Fin dal 2006, quando Amazon propose i suoi web services (Amazon Web Services), questa tecnologia è stata utilizzata in diversi ambiti con notevoli vantaggi per utenti pubblici e privati. Le risorse che un sistema Cloud fornisce agli users sono CPU, memorie, reti, sistemi operativi, middleware, applicazioni di alto livello [67].
Le funzionalità e i servizi offerti per un generico utente da un sistema Cloud sono molteplici. Ad esempio, uno user ha la possibilità di affittare dei servizi di elaborazione, aumentando e diminuendo dinamicamente la capacità di calcolo utilizzata, così da ottenere una determinata qualità del servizio. Inoltre, un utente può sfruttare il Cloud come unità di memorizzazione per conservare grandi quantità di dati, il cui accesso può essere autorizzato solo a specifici utenti o applicazioni.
Un altro aspetto interessante e innovativo dei sistemi Cloud è l'adozione del sistema pay per use, ovvero si pagano solo le risorse effettivamente utilizzate (per esempio ore CPU, banda di rete, quantità di storage, uso del software, applicazioni). Così i costi del servizio sono proporzionali all'utilizzo reale. Come detto in precedenza, gli utenti non hanno conoscenza o controllo sull'infrastruttura tecnologica, hardware e software, che supporta i loro usi e, quindi, non devono preoccuparsi di eventuali problemi tecnici di basso livello e dei dettagli della loro gestione.
Un meccanismo software fondamentale nella realizzazione di un sistema Cloud è la virtualizzazione. Una macchina virtuale è un contenitore software, totalmente isolato da altre macchine virtuali, che può eseguire il proprio sistema operativo e le proprie applicazioni come se fosse un singolo computer fisico. La virtualizzazione consente di eseguire più macchine virtuali su una singola macchina fisica oppure una macchina virtuale su più macchine fisiche, laddove ogni macchina virtuale condivide (con le altre) le risorse del computer fisico su cui è allocata. In questo modo sullo stesso host ogni macchina virtuale esegue il proprio sistema operativo e le proprie applicazioni, sfruttando le risorse hardware che le sono

state assegnate. Un ulteriore vantaggio della virtualizzazione consiste nella possibilità di poter migrare una macchina virtuale da un server ad un altro, in modo trasparente per l'utente.
Nella letteratura scientifica ed industriale esistono varie definizioni [68] di Cloud Computing, ma dal punto di vista formale non esiste una definizione universale e univoca. Di seguito sono riportate le principali definizioni:

1. Il Cloud Computing è un modello per abilitare l'accesso via rete e su richiesta a un pool condiviso di risorse di calcolo configurabili (per esempio reti, servers, dispositivi di memorizzazioni, applicazioni e servizi) che possono essere rapidamente fornite e rilasciate con minimo sforzo gestionale o interazione con il fornitore di servizi. Questo modello Cloud è composto da cinque caratteristiche essenziali, tre modelli di servizio e quattro modelli di deployment. (National Institute of Standards and Technology (NIST)) [69];
2. Il Cloud è un ambiente di esecuzione elastico delle risorse che coinvolge più stakeholders e che fornisce un servizio commisurato a granularità multipla per il livello di qualità specificata (del servizio). (dal report "The Future of Cloud Computing" della EU) [70];
3. Gartner definisce il Cloud Computing come uno stile di calcolo in cui vengono fornite capacità IT scalabili ed elastiche sotto forma di servizi utilizzando la tecnologia Internet [68].

È possibile fare una sintesi delle varie definizioni e definire il paradigma Cloud Computing come un sistema di elaborazione che fornisce risorse hardware (capacità di calcolo, di comunicazione e di memorizzazione) e software (sistemi operativi, ambienti di sviluppo, programmi applicativi, ecc.) agli utenti che ne fanno richiesta. Gli utenti richiedono i servizi di un sistema Cloud tramite un'interfaccia Web, senza avere conoscenza o controllo sull'infrastruttura tecnologica che fornisce i servizi richiesti. La fornitura di tali servizi avviene in modo organizzato, scalabile ed elastico. Dal punto di vista fisico/infrastrutturale un sistema Cloud viene realizzato su uno o più data center, ovvero un insieme di server su cui vengono eseguite le applicazioni e memorizzati i dati.

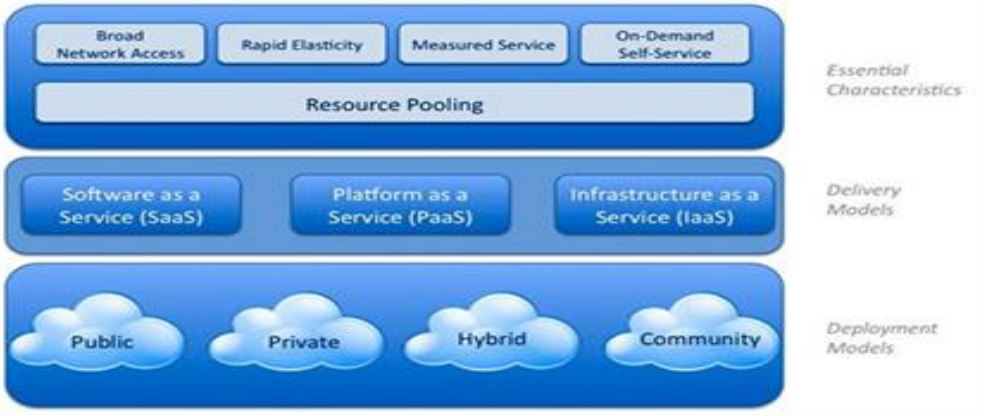


Figura 68: - Definizione di Cloud Computing

In Figura si riporta uno schema della definizione di Cloud Computing, in cui si evidenziano le cinque caratteristiche essenziali, i tre modelli di servizi e i quattro modelli di deployment.

Il modello Cloud si contraddistingue per cinque caratteristiche essenziali [69]:

- **On–demand** self–service. Un cliente può unilateralmente fare richiesta e ottenere risorse (computazionali, di memorizzazione o altro) per svolgere i suoi task, senza richiedere l'intervento umano dei fornitori dei servizi stessi;
- **Broad network access**. Le risorse sono disponibili attraverso la rete mediante meccanismi standard che rendono flessibile l'utilizzo di piattaforme client eterogenee sia leggere che complesse (per esempio dispositivi mobili, tablets, notebook e workstations) e vengono accedute tramite un'Interfaccia a Servizi;
- **Resource pooling.** Le risorse di calcolo del fornitore vengono organizzate per servire più clienti, utilizzando il modello multi-tenant, in cui le risorse fisiche e virtuali sono assegnate dinamicamente e riassegnate a seconda della richiesta dei clienti. Le risorse offerte sono indipendenti dalla loro locazione fisica, ovvero il cliente generalmente non ha conoscenza dell'esatta locazione fisica delle risorse a lui fornite. Tuttavia, il fornitore potrebbe permettere all'utente di specificare dei vincoli sulla locazione fisica delle risorse a lui assegnate a un livello di astrazione alto (ad esempio continente, nazione, oppure data center);
- **Rapid elasticity.** Le risorse possono essere fornite rapidamente ed elasticamente, permettendo un incremento e un decremento dinamico della capacità computazionale a disposizione dell'utente, in base alle necessità dei task richiesti. Dal punto di vista dell'utente, le risorse disponibili appaiono illimitate, così da poter essere richieste in qualsiasi quantità e in qualsiasi momento;
- **Measured service.** I sistemi Cloud controllano e ottimizzano automaticamente l'utilizzo delle risorse, sfruttando la capacità di misurare l'utilizzo delle risorse al livello necessario per il tipo di servizio (per esempio servizi di memorizzazione, di calcolo, banda di comunicazione e account utente attivi). Il monitoraggio dell'utilizzo dei servizi è molto importante, perché permette al fornitore di reagire a eventuali picchi di richiesta allo scopo di garantire al cliente la Qualità del Servizio (QoS) promessa. L'utilizzo delle risorse può essere monitorato e riportato in modo trasparente sia per il fornitore sia per il cliente.

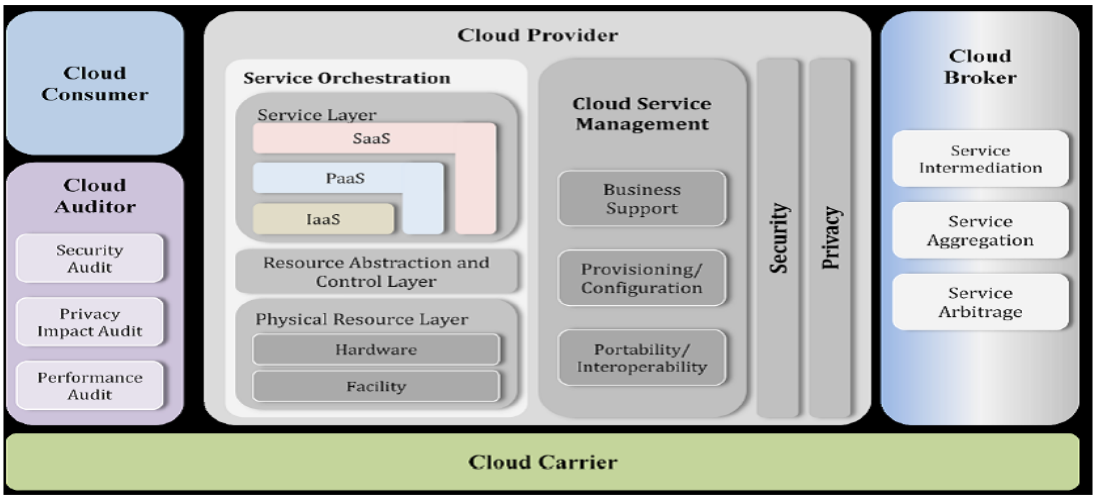


Figura 69: - Modello concettuale per il Cloud Computing secondo il NIST

In base a questo modello concettuale (vedi *Figura 66*), è possibile individuare cinque ruoli principali all'interno dell'architettura:

- **Cloud Consumer (o Cloud Service Consumer)**, ovvero il soggetto che utilizza i servizi cloud. Nello specifico, si tratta di un utente o di un'organizzazione che esamina il catalogo dei servizi di un Cloud Provider, richiede servizi specifici e li utilizza. Inoltre, utilizza degli accordi sui livelli di servizio, Service Level Agreements (SLAs), per specificare i requisiti sulle prestazioni tecniche che devono essere soddisfatti da un Cloud Provider;
- **Cloud Auditor,** ovvero il soggetto che può valutare i servizi da un Cloud Provider dopo aver eseguito un esame indipendente sui servizi stessi, come i controlli per la sicurezza, l'impatto sulla privacy e sulle prestazioni;
- **Cloud Provider (o Cloud Service Provider),** ovvero il soggetto che permette l'utilizzazione del servizio alle parti terze interessate. In pratica, acquisisce e gestisce le infrastrutture elaborative necessarie per la fornitura dei servizi, assicura l'esecuzione dei programmi che consentono i servizi stessi e le infrastrutture per l'erogazione dei servizi tramite rete. Senza dimenticare le attività riguardanti la sicurezza e la privacy;
- **Cloud Broker,** ovvero il soggetto che gestisce l'impiego, le prestazioni e l'erogazione dei servizi cloud e cura le relazioni tra un Cloud Consumer e un Cloud Provider. In particolare, un Cloud Broker opera in tre aree:
  - intermediazione, ovvero estende un servizio Cloud fornendo servizi a valore aggiunto agli utenti, come la gestione dell'accesso, della sicurezza e dell'identità;
  - aggregazione, ovvero combina e integra servizi diversi in un servizio nuovo, assicurando l'integrazione e la sicurezza nei trasferimenti di dati tra il Cloud Consumer e i differenti Cloud Provider;
  - arbitraggio, ovvero sceglie i servizi cloud da fornitori diversi in modo flessibile e dinamico, tenendo conto sia di criteri economici sia di disponibilità;

- **Cloud Carrier**, ovvero il soggetto che agisce da intermediario per fornire la connettività e il trasporto di servizi Cloud tra il Cloud Consumer e il Cloud Provider. Il Cloud Carrier fornisce l'accesso al Cloud Consumer tramite le reti e i dispositivi di accesso.

Modelli a Servizi

I servizi Cloud possono essere classificati in tre modelli principali, quali *Infrastructure as a Service (IaaS), Platform as a Service (PaaS), Software as a Service (SaaS)*, ovvero in base al tipo di risorse fornite dagli stessi. I servizi sono gestiti da un livello di controllo che, a sua volta, si appoggia sulle risorse fisiche messe a disposizione dal fornitore, a prescindere dal tipo di modello adottato.
Nelle tre sottosezioni seguenti saranno descritte le peculiarità dei tre modelli.

Infrastructure as a Service

Nel modello *Infrastructure as a Service (IaaS)*, il servizio offerto consiste in una infrastruttura di elaborazione che comprende server, tipicamente virtualizzati, con specifiche capacità computazionali e/o di memorizzazione. L'utente può controllare tutte le risorse di storage, i sistemi operativi e le applicazioni sviluppate. Mentre, l'utente stesso ha generalmente un controllo limitato sulle impostazioni di rete, come la configurazione dei firewall. Uno user può richiedere al provider un insieme di macchine virtuali, sfruttando le immagini standard fornite dal servizio oppure richiedendo la creazione di immagini personalizzate. Inoltre, l'utente può richiedere che le macchine virtuali assegnate siano connesse tra di loro attraverso una rete virtuale, sia con indirizzi pubblici sia con indirizzi privati. La gestione delle macchine virtuali avviene tramite l'interfaccia offerta dal fornitore del servizio, che tipicamente permette di incrementare o diminuire la capacità delle macchine esistenti, di rilasciarne alcune, oppure di crearne delle nuove. L'utente deve inoltre gestire il sistema operativo delle macchine a lui assegnate e delle applicazioni installate. Nel caso di servizio di memorizzazione, l'utente può richiedere uno spazio di memorizzazione per caricarvi i suoi dati e, successivamente, può aumentarlo o ridurlo a seconda delle sue esigenze.
Un esempio di fornitore di servizi IaaS di tipo computazionale è Amazon Elastic Compute Cloud (EC2), che permette di creare macchine virtuali, standard o personalizzate, e di gestire le stesse durante la loro esecuzione. Un esempio di servizi IaaS di memorizzazione è Amazon Simple Storage Service (S3), che permette di memorizzare i dati e di accedervi da qualsiasi locazione e in qualsiasi momento tramite una semplice interfaccia web.

Platform as a Service

Nel modello di servizio *Platform as a Service (PaaS)* il fornitore dello stesso permette lo sviluppo, l'installazione e l'esecuzione di applicazioni sviluppate dall'utente sulla sua infrastruttura. Naturalmente, le applicazioni devono essere create usando linguaggi di programmazione, librerie, servizi e strumenti supportati dal fornitore, che costituiscono la piattaforma di sviluppo fornita come servizio. Può essere fornita all'utente un'apposita interfaccia di programmazione (API) per lo sviluppo di queste applicazioni. Altresì, può essere prevista la compatibilità con un insieme di linguaggi, librerie e strumenti con cui l'utente può scrivere le applicazioni, interagenti con il servizio stesso. Le specifiche funzionalità dell'API dipendono dal servizio offerto. Così come la loro esecuzione è assicurata dal

fornitore del servizio stesso. Il client non ha alcun controllo sull'infrastruttura, ma gestisce completamente le applicazioni implementate e ha la possibilità di configurare l'ambiente che ospita l'applicazione stessa.
Un esempio di servizi Cloud di tipo PaaS è Google Apps Engine, che permette di sviluppare applicazioni sia in Java sia in Phyton, fornendo per entrambi i linguaggi di programmazione il Software Development Kit e un plugin per utilizzare l'ambiente di sviluppo Eclipse. Un altro esempio di servizio Cloud di tipo PaaS è dato da Microsoft Azure, che fornisce le piattaforme e gli ambienti di sviluppo di Microsoft, come .NET, C#.

Software as a Service

Nel modello di servizio *Software as a Service (SaaS)* sono fornite agli utenti applicazioni software, che possono essere utilizzate su richiesta. Le applicazioni sono accessibili dai dispositivi client attraverso un'interfaccia, come un browser web. In questo caso, l'utente non ha nessun tipo di controllo o di accesso all'infrastruttura Cloud, alla rete, al sistema operativo e ai server. È possibile, però, fare delle modifiche limitate alle impostazioni delle applicazioni. In genere, questi servizi Cloud di tipo SaaS sono implementati sui servizi Cloud di livello inferiore (PaaS e IaaS).
Esempi di applicazioni di servizi Cloud di tipo SaaS sono le Google Apps, che offrono tramite il web, collegandosi con un account Google, di accedere a un insieme completo di applicazioni. Esistono applicazioni per la gestione della posta elettronica, Gmail, per l'archiviazione dei dati, Google Drive, per l'editing di testi, di fogli di calcolo e di presentazioni, Google Docs, per la gestione degli appuntamenti e degli eventi, Google Calendar, per la navigazione, Google Maps. Un altro esempio è fornito da Microsoft con la suite Office sul proprio Cloud secondo il modello SaaS. In Italia Telecom Italia è il provider che mette a disposizione una serie di Piattaforme e Servizi Cloud per tutti i propri clienti, con elevati livelli di disponibilità e qualità dei servizi offerti

Classi principali delle piattaforme Cloud per le CES ed esempi

In ambito industriale ed accademico esistono diversi sistemi e servizi Cloud, diversi dei quali utilizzati per l'implementazione di Piattaforme di Energy Community e di Energy Community Storage C.E.S.
I servizi Cloud disponibili per gli utenti sono di diverse modalità. Un fornitore può, ad esempio, rendere i propri servizi accessibili a tutti i clienti che ne facciano richiesta, generalmente dietro un compenso economico. In alternativa, lo stesso fornitore possono rendere i propri servizi accessibili soltanto ad alcuni utenti, ovvero appartenenti a un dato ambito.
Al fine di differenziare le varie tipologie di utilizzo e la gestione dei servizi Cloud da parte degli utenti, sono stati definiti vari modelli di deployment e sono stati suddivisi in quattro classi principali: *Public Cloud, Private Cloud, Community Cloud* e *Hybrid Cloud*. Esiste anche una quinta classe, che prende il nome di *Special Purpose Cloud*. In questa sezione, verranno descritti brevemente i principali sistemi e servizi Cloud disponibili.

Public Cloud

Il *Public Cloud* è il modello più riconoscibile di Cloud Computing e l'infrastruttura fornisce un utilizzo aperto all'utenza. I providers mettono a disposizione degli utenti, che ne fanno richiesta, le risorse hardware e software dei loro data center. Il tipo di servizi Cloud (IaaS, SaaS e PaaS, descritti nel seguito), il costo e la tariffazione degli stessi dipendono dalla politica del fornitore del servizio. L'infrastruttura Cloud, locata nella sede del cloud provider, può essere di proprietà, gestita o azionata da organizzazioni aziendali, accademiche o governative, oppure da una combinazione di esse.
Il modello di Cloud Pubblico presenta vantaggi e svantaggi per un client. Un vantaggio, sicuramente, è dato dal fatto che un utente può richiedere l'utilizzo dei servizi, di cui necessita, nel momento in cui ne ha effettivo bisogno e solo per il tempo necessario. Il cliente può così ridurre gli investimenti in infrastrutture IT e/o ottimizzare l'utilizzo delle risorse interne. Inoltre, è possibile risolvere i picchi di calcolo periodici o imprevisti ricorrendo ai servizi Cloud. Lo svantaggio è che il cliente non ha un completo controllo dei propri dati e dei propri processi quando sono gestiti da un Public Cloud. Infatti, il fornitore non informa il cliente sulla locazione fisica delle macchine su cui vengono elaborati e memorizzati i suoi dati, eseguite le sue macchine virtuali o eseguito il software utilizzato dallo stesso. Altro fattore da considerare è che il client non ha la possibilità di definire una propria politica di sicurezza dei dati, ma deve accettare quella dichiarata dal fornitore e deve fidarsi che lo stesso le applichi.
Negli ultimi anni la crescita nell'offerta dei servizi Cloud Pubblici è stata piuttosto notevole. Un esempio di Public Cloud è dato dalla offerta "*Nuvola It" di Telecom Italia* [71] e tutte le atre piattaforme cloud, presenti nelle soluzioni rese disponibili dal Provider Telecom Italia, sono corredate da una serie di servizi accessori. Ad esempio, il servizio Nuvola IT Self Data Center nasce per fornire un accesso rapido, sicuro, con accesso a larga banda, a risorse computazionali con la massima flessibilità, scalabilità e modularità di configurazione delle stesse. Il Servizio Self Data Center mette a disposizione una porzione di risorse della Nuvola Italiana (Data Center di TIM), che può essere gestito, configurato in autonomia. Il servizio viene erogato su una piattaforma multitenant basata su suite di prodotti di virtualizzazione VMware. L'utilizzatore può in qualsiasi momento usufruire dell'accesso alla *Server Farm*, utilizzare i servizi di supporto e gli strumenti di self management. Il servizio viene erogato in modalità *Allocation Pool* che prevede la disponibilità iniziale di un determinato asset di risorse elaborative riservate allo sviluppo ed all'esercizio della piattaforma Domus Energia (stabilite in fase progettuale), con la possibilità di superare la soglia prestabilita di GHz e RAM (vCore e vRam) per un ulteriore 33% in *full sharing* (risorse non riservate) per garantire la gestione di picchi di elaborazione del proprio Data Center Virtuale.

Private Cloud

Un *Private Cloud* viene richiesto da un utente o da un'organizzazione per un suo utilizzo esclusivo. Il principale vantaggio di un Cloud Privato è che i servizi vengono forniti da elaboratori che si trovano nel dominio dell'organizzazione stessa, che ha il pieno controllo delle macchine sulle quali vengono conservati i dati e vengono eseguiti i suoi processi. A differenza di un Cloud Pubblico, l'utente può applicare sui server le politiche di sicurezza più opportune per la protezione dei suoi dati.

Un Cloud Privato, in alcuni casi, può essere installato da un ente pubblico o da una grande azienda, che dispone di uno o più data center propri, così da offrire servizi Cloud alle varie divisioni dell'azienda stessa. Un altro scenario possibile è dato da un utente che installa il proprio Cloud Privato in un data center di un terzo soggetto, come un fornitore di servizi per il Cloud. In questo caso disponendo di macchine dedicate, l'utente ha il controllo delle macchine stesse e può configurarle in base alle sue esigenze.
Uno svantaggio dei Cloud Privati è dato dal costo iniziale piuttosto elevato. Ma anche dalla necessità di disporre di maggiori competenze IT, in virtù di un più elevato grado di autonomia.
Per installare un Cloud Privato sono disponibili diversi strumenti software, sia commerciali sia gratuiti, come OpenStack, Eucalyptus, OpenNebula [72], Terracotta e Vmware vCloud.

Community Cloud

Un *Community Cloud* è un modello di Cloud sulla cui infrastruttura sono installati i servizi condivisi da una comunità, ovvero soggetti, aziende, organizzazioni. Questi ultimi condividono uno scopo comune e hanno le stesse esigenze, per esempio i soggetti della pubblica amministrazione. L'infrastruttura può essere gestita dalla comunità stessa oppure da un terzo soggetto, come un fornitore di servizi Cloud.
Un Community Cloud racchiude al suo interno i vantaggi di un Cloud Pubblico, come il multi-tenancy e una struttura di fatturazione pay-as-you-go, ma con il livello di privacy, la sicurezza e la conformità alle policy associate a un Cloud Privato.

Hybrid Cloud

Un *Hybrid Cloud* è una combinazione dei modelli precedenti. Questo tipo di infrastruttura Cloud è un insieme di due o più infrastrutture distinte (private, public e community cloud) che, pur mantenendo la propria unicità, sono legate da tecnologie standard che permettono la portabilità dei dati e delle applicazioni.
Per esempio, un Cloud Ibrido potrebbe utilizzare risorse sia di un Cloud Pubblico sia di un Cloud Privato. Nel caso in cui un utente di un Cloud Privato ha improvvisi picchi di lavoro, allora può utilizzare le risorse di un Cloud Pubblico per gestire questi picchi, che non possono essere soddisfatti dal Cloud Privato. Questo scenario è possibile se il Cloud Privato è installato nello stesso data center del fornitore di servizi Cloud Pubblici. Un altro caso, è quello in cui un utente utilizza il suo Cloud Privato per alcuni task e uno o più Cloud Pubblici per eseguirne altri. Ad esempio, l'utente può utilizzare il Cloud Privato per i task che coinvolgono i dati confidenziali. Dal punto di vista dell'efficienza, invece, una caratteristica che potrebbe essere presa in considerazione dall'utente per scegliere su quale Cloud eseguire le proprie applicazioni è il rapporto tra quantità di dati da trasferire e tempo di computazione. Infatti, trasferire una grande quantità di dati su un Cloud Pubblico risulta conveniente solo quando deve essere eseguito un *task* che richiede un elevato tempo di computazione.
I vantaggi dei Cloud Ibridi sono i costi ridotti, sia iniziali sia di utilizzo, la sicurezza maggiore sui dati, l'alta scalabilità e le prestazioni.

Energy Cloud

Già nel 2015, nel report "*The Energy Cloud Emerging Opportunities on the Decentralized Grid*" (2015) pubblicato da **Navigant Research** [73], istituto di ricerca americano specializzato nell'industria dell'energia "green", viene evidenziata la centralità operativa e strategica svolta dall'*Energy Cloud* nell'ambito delle Community Energy e Smart Grid.
L'Energy Cloud consente, infatti, il passaggio da un modello convenzionale di fornitura di energia a una rete distribuzione innovativa, in cui tutti gli utenti dipendono da un sistema di flussi digitalizzato e in grado di integrare le tecnologie della domanda e le risorse energetiche rinnovabili.
Si tratta di un sistema che grazie alle innovazioni tecnologiche rende più efficiente il mercato energetico e garantisce flussi di energia bidirezionali.
L'evoluzione tecnologia induce, infatti, l'*Energy Cloud* ad accogliere nuovi livelli di funzionalità che includono sistemi di previsioni di domanda e offerta, con caratteristiche di flessibilità al fine di integrare la rapida evoluzione innovativa in tutti i mercati interconnessi.
Nella figura successiva sono riportate le principali evoluzioni che, dal punto di vista concettuale, contraddistinguono il passaggio da un sistema centralizzato ad un sistema basato sulla tecnologia Cloud.

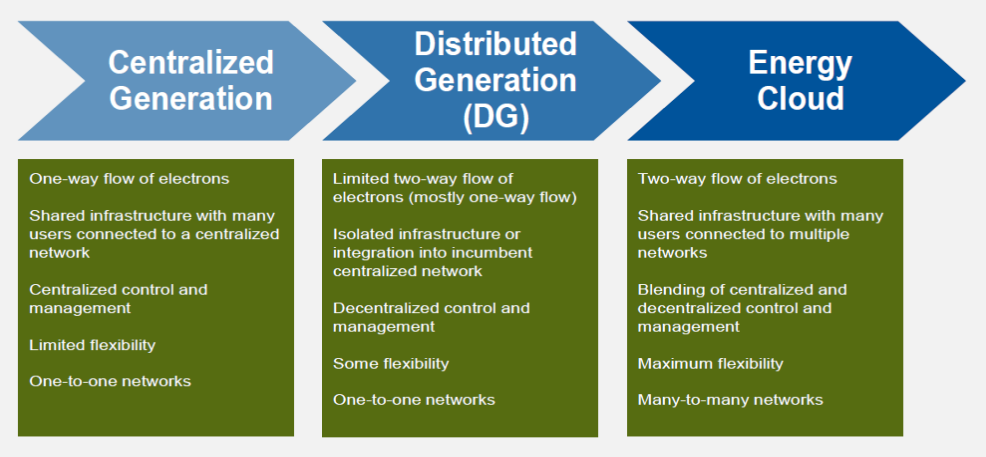


Figura 70: Evoluzione dell'Energy Cloud Fonte: Navigant Research

Il paradigma dell'*Energy Cloud* è strettamente legato all'*Internet of Energy (IoE*), anche se i due concetti non sono interscambiabili. *L'internet of Energy, che rappresenta una evoluzione dell'Internet Of Things (IoT),* descrive l'interconnessione di dispositivi multipli, contribuendo in modo incisivo al passaggio dalla produzione centralizzata ad una rete elettrica distribuita e condivisibile. L'*Energy Cloud* ha il compito di favorire un maggiore coordinamento nello scambio dell'energia tra fornitori di servizi e consumatori garantendone la qualità e l'efficienza. Nella figura successiva sono evidenziate le principali caratteristiche della rete di trasmissione e distribuzione attuale e quelle che caratterizzano il sistema energetico con l'implementazione dell'Energy Cloud.

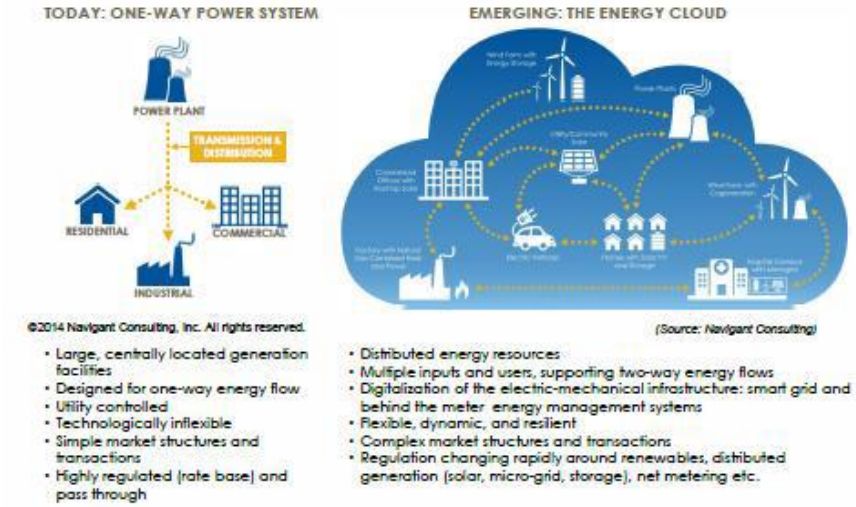


Figura 71: Rete di trasmissione e distribuzione attuale e modello emergente del sistema energetico

L'istituto americano conferma che molti fattori saranno decisivi nell'evoluzione e affermazione dell'*Energy Cloud* nei diversi mercati e determinanti saranno i cambiamenti normativi e gli atteggiamenti dei consumatori. Lo sviluppo dell'*Energy Cloud* in ultima analisi richiederà un riallineamento di standard, protocolli e relazioni. La protezione dei dati e i problemi di sicurezza rimarranno fondamentale nelle prime fasi di evoluzione.

Progetto Domus: Architettura del Power Cloud

Un esempio di come è stato utilizzato, in progetti di ricerca, il paradigma dell' Energy Cloud e l'impiego di soluzioni Iaas di Cloud Computing, è rappresentato dalla realizzazione della Piattaforma di Brokeraggio Energetico "**Domus Power Cloud**", quale risultato della ricerca sperimentale del Progetto **"Sistemi Domotici per il Servizio di Brokeraggio Energetico cooperativo",** Codice Progetto: **PON03 005_2** [74]**,** Avviso n. 713/Ric. del 29/10/2010 - Titolo III - "Creazione di nuovi Distretti e/o Aggregazioni Pubblico Private "Intervento di formazione, conclusosi nel 2018.

La piattaforma ***Power Cloud ,*** sviluppata all'interno del progetto Domus Energia , è un sistema per la gestione cooperativa di risorse energetiche distribuite. La piattaforma è basata sulla tecnologia cloud e secondo una architettura di gestione *multi-layer e multi-agente* e quindi decentralizzata. La gestione è vista non da parte di un operatore di rete ma da un operatore terzo (aggregatore) che opera sul mercato al fine di ottimizzare e massimizzare il profitto di una aggregazione e nel contempo fornire servizi di supporto alla rete (servizi ancillari e servizi di bilanciamento).
La piattaforma Domus *Power Cloud pr*evede:
- un'infrastruttura virtualizzata fornita in modalità Iass in ambiente di *Cloud computing* integrato con l'Internet delle cose;

- la virtualizzazione dei *device* come oggetti intelligenti in grado di comunicare fra loro e con i servizi attraverso paradigmi ad eventi e di intelligenza collettiva;

- l'utilizzo sperimentale di un paradigma innovativo, per l'accesso e la distribuzione delle informazioni denominato *information-centric networking* (ICN).

Per supportare la gestione degli *energy service* e la loro integrazione con i *device intelligenti,* il sistema adotta un paradigma in grado di integrare all'interno del modello *Service Oriented Architecture (*SOA) anche la gestione degli eventi attraverso un'architettura *Event driven Architecture* (EDA) utilizzando forme di cooperazione basate sul modello *publish/subscribe*. Gli oggetti sono resi cooperanti attraverso l'utilizzo integrato di modelli a eventi e forme di intelligenza collettiva.

Il paradigma ICN rappresenta un potenziale alternativa all'utilizzo dello stack protocollare TCP/IP. L'ICN è un modello di comunicazione innovativo in cui il nome dei contenuti, e non la loro locazione (indirizzo dell'host ove sono memorizzati), viene usato direttamente per la ricerca e la distribuzione degli stessi.

Figura 72: Struttura del Power Cloud Domus

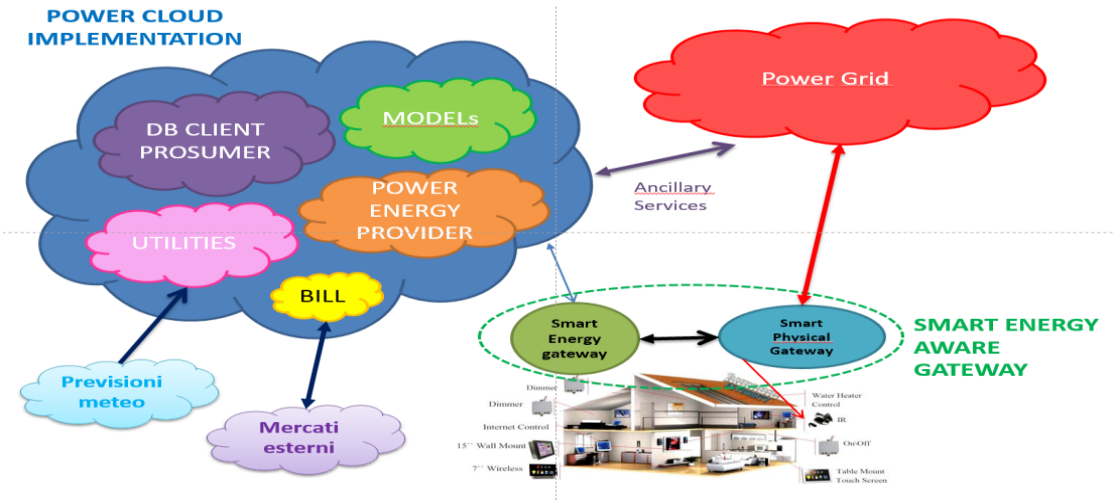


Figura 73: Piattaforma Power Cloud Domus

La piattaforma possiede i requisiti di flessibilità, scalabilità, interoperabilità, robustezza, facilità di configurazione e efficienza.

I servizi offerti dalla piattaforma **Power Cloud** sono:

- **Sistema di gestione energetica il giorno prima per il giorno dopo (short period)**

Software per la gestione dell'energia che controlla, programma ed ottimizza il funzionamento delle unità decentralizzate di produzione, consumo e accumulo al fine di massimizzare i benefici economici, considerando anche la possibilità di fornire servizi di supporto alla rete. Il software, interagendo direttamente con la piattaforma *Power Cloud*, consente di stabilire i profili di potenza in immissione/prelievo di scambio con la rete. Il sistema di gestione energetica facilita inoltre, le complesse operazioni legate al **monitoraggio** e alla **predizione dei consumi** che richiedono l'elaborazione di una grande mole di dati eterogenei provenienti da sorgenti differenti. Utilizzando i dati provenienti dalla ***piattaforma Power Cloud*** il sistema di gestione "giorno prima per il giorno dopo" è in grado di modellare il profilo di carico energetico complessivo e gestire efficacemente la domanda energetica per il giorno dopo. Il sistema in caso di previsione di deficit energetico, al fine di minimizzare i costi, consiglia l'acquisto di energia da fornitori esterni; mentre nel caso di surplus energetico, il software consiglia che la quantità energetica in surplus venga immessa sul mercato.

- **Sistema di previsione produzione**

Software di previsione su medium (7 giorni) e short period (giorno prima per il giorno dopo), della produzione in base a dati metereologici standard e ai dati storici di produzione su breve periodo. In caso di assenza di dati storici sull'impianto di produzione attenzionato, il software utilizza dati provenienti da impianti di produzione ricadenti nelle vicinanze del sito di interesse, oppure utilizza dati storici di impianti che possiedono caratteristiche costruttive simile a quelle possedute dall'impianto di

produzione attenzionato. Il sistema si interrelaziona con la piattaforma Cloud e con il sistema *Smart Aware Energy Gateway*

- **Sistema di previsione carico**

Software di previsione su medium (7 giorni) e short period (giorno prima per il giorno dopo) del carico elettrico e termico in base ai dati storici di consumo (almeno di un anno), alle caratteristiche costruttive dell'edificio e ai dati metereologici. I modelli predittivi applicati agli edifici hanno lo scopo di fornire al gestore, in maniera preventiva, i consumi di natura elettrica e termica dell'edificio e stimare il profilo di prelievo nell'orario atteso. La previsione del carico elettrico e termico si basa principalmente sui dati storici di consumo e dipende principalmente dalle condizioni meteo che si presentano e dalle caratteristiche strutturali dell'edificio. Una previsione metereologica quanto più vicina a quella che effettivamente si presenta è fondamentale. Le previsioni vengono acquistate da un servizio esterno (3B Meteo). Il software si inter relaziona con la piattaforma *Power Cloud* e con il sistema *Smart Aware Energy Gateway*.

- **Sistema di gestione dei dati energetici in pianificazione dell'energia /asset energetico**

Software per il monitoraggio, raccolta e aggregazione dei dati energetici per la definizione dell'asset energetico su lungo periodo. Identificazione del cliente e sistemi di gestione dei dati energetici di tipo generale. Il DB memorizza: dati dell'impianto (POD, kW di produzione, kW in prelievo ecc.), condizioni meteo annuali, dati reali storici di produzione (su base oraria), dati reali storici di consumo (su base oraria), previsioni storiche di produzione (su base oraria), previsioni storiche di consumo (su base oraria), previsioni storiche di consumo (su base oraria), prezzi di acquisto (su base oraria), prezzi di vendita (su base oraria). Il Sistema si interagisce con la Piattaforma Cloud.

Cloud Computing: andamento del mercato e potenzialità

Nel 2018 il mercato del Cloud ha raggiunto a livello globale un valore pari a 80 miliardi di dollari, il 46% in più rispetto ai 55 miliardi registrati nel 2017.
Questo andamento, registrato dagli analisti della società Canalys, ha confermato che gli ambienti Cloud non sono più una scelta, bensì un passaggio obbligato: attualmente, infatti, le decisioni aziendali non vertono più sull'adozione o meno della "nuvola", data ormai per certa, quanto piuttosto su quale utilizzo farne. Tale maturità dell'utilizzo del Cloud ha inaugurato una nuova fase che è stata definita "Cloud 2.0", caratterizzata dal ricorso a Cloud di provider differenti (Multi) o dalla combinazione di soluzioni private e pubbliche (Hybrid). Questi trend, peraltro in continua evoluzione, sono stati confermati anche dai risultati preliminari della Digital Business Transformation Survey, condotta da The Innovation Group tra dicembre 2018 e febbraio 2019 su un campione di 70 ICT manager di aziende italiane.
Dalla survey è emerso che le principali iniziative Cloud intraprese dalle aziende nel 2018 hanno avuto come obiettivo l'ottimizzazione delle risorse Cloud esistenti (intesa principalmente come razionalizzazione dell'uso e riduzione del costo complessivo) e la gestione integrata di più servizi Cloud

(Multi-Cloud appunto), progetti perseguiti in entrambi i casi in un'azienda su due (48% delle risposte). *Fonte The Innovation Group*[10]

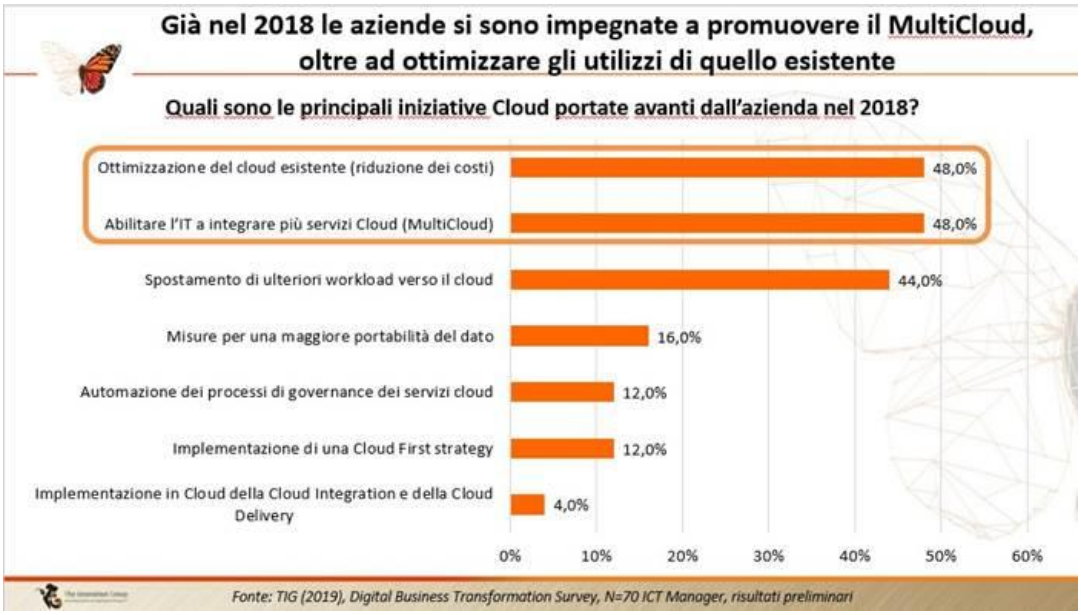


Figura 74: Percentuali relative alle principali iniziative portate avanti a livello aziendale

Il Cloud 2.0, inoltre, in virtù della sua specificità (sia negli utilizzi che nelle caratteristiche), necessita di essere gestito (quasi esclusivamente) dall'ICT aziendale, imponendo il ricorso a conoscenze e competenze specialistiche e richiedendo una diffusa consapevolezza tra i dipendenti circa le modalità di utilizzo e le potenzialità. Non a caso la survey ha rilevato che, una volta adottate le nuove soluzioni, i problemi più frequenti per le aziende sono la mancanza di skills (39,4%), la resistenza al cambiamento da parte dei dipendenti (36,4%), i problemi di compliance e di data protection (33,3%). Fonte *The Innovation Group* [75]

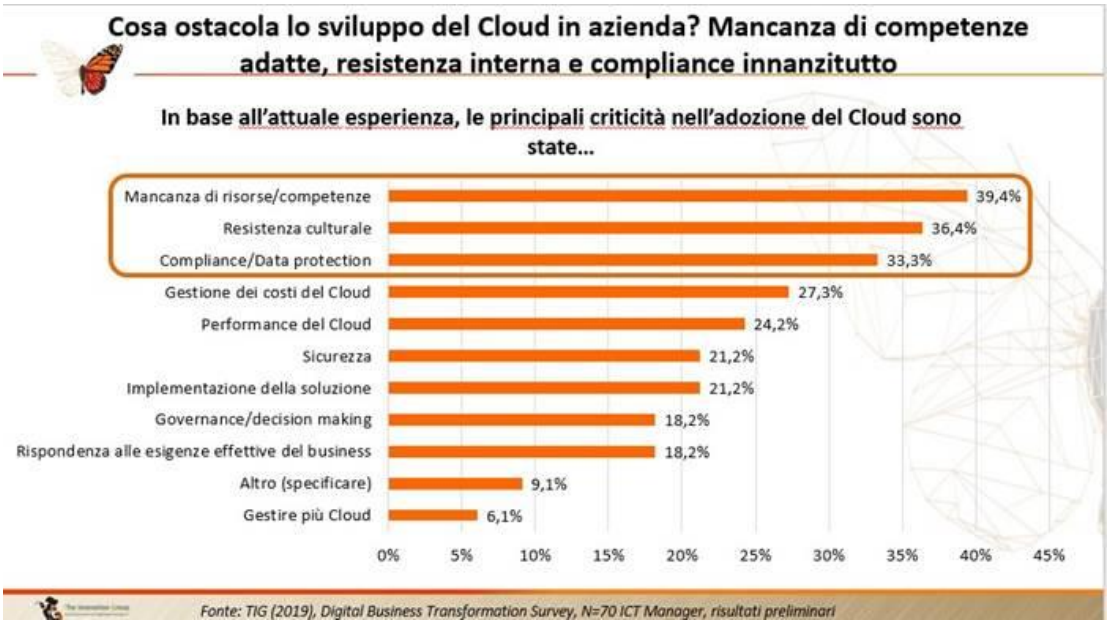


Figura 75: Percentuali relative alle principali barriere allo sviluppo di Cloud in ambito aziendale

Per quanto riguarda, invece, le modalità di utilizzo del Cloud, in coerenza con quanto detto finora, è emerso che è il Multi-Cloud la strategia a cui le aziende maggiormente ricorrono, e in particolare per il futuro si prevede una preferenza verso il Multi-Cloud ibrido (59% delle risposte).

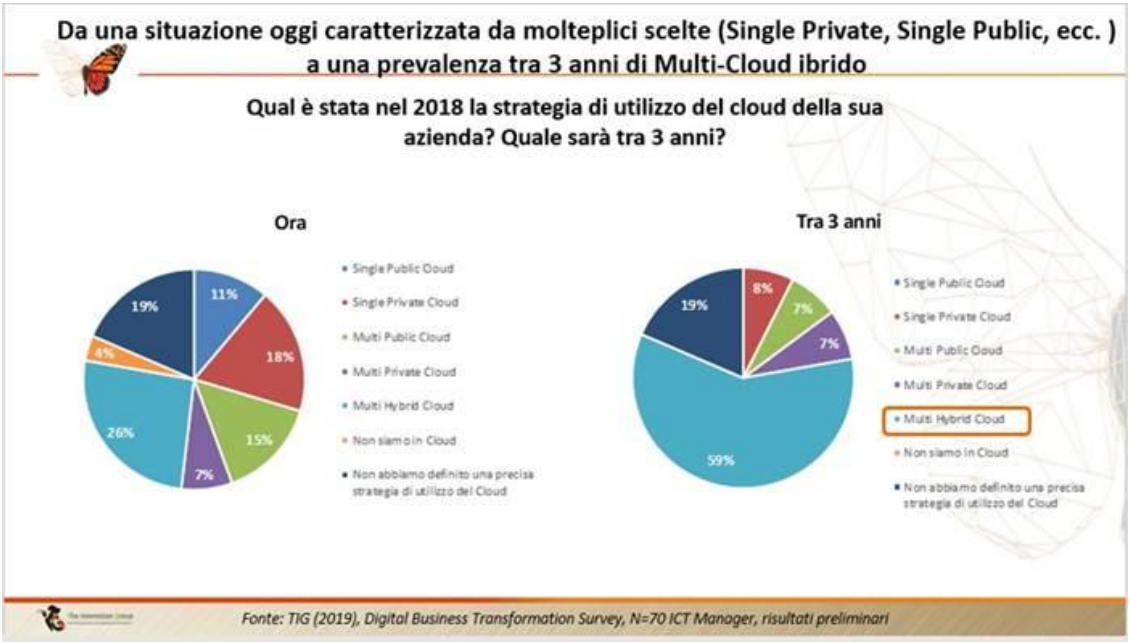


Figura 76: Digital Business Transformation Survey 2019

Interessante, infine, osservare che il 12% dei rispondenti sta valutando l'adozione di una strategia "Cloud First", ossia di un completo spostamento di tutte le risorse infrastrutturali e applicative in piattaforma Cloud con conseguente spegnimento degli ambienti tradizionali.
I primi risultati della survey rilevano, dunque, la rapida evoluzione che sta caratterizzando il mercato del Cloud, un mercato destinato a subire ulteriori crescite e che porrà alle aziende nuove sfide da affrontare – soprattutto in termini di governance e sicurezza–.
Molto spesso il successo dei servizi Cloud viene ricondotto alla loro capacità di supportare la digital transformation nelle aziende, in particolar modo gli sviluppi dei processi in chiave IoT, le nuove forme di customer experience, gli strumenti di Big Data Analytics: perché in futuro ciò possa avvenire nella maniera più efficace possibile è necessario creare fin da ora strutture e applicativi resilienti, in grado di supportare al meglio qualsiasi ambizione innovativa dell'azienda.
Fonte The Innovation Group [10]
In particolare, in relazione alle specificità tecnico/economiche ratificate dal trend di sviluppo sopra indicato, ne deriva una "naturale" evoluzione verso il Cloud dei servizi e delle applicazioni geograficamente distribuite per le quali la somma delle esigenze, seppur minime a livello di singolo utente periferico (consumer/prosumer), hanno necessità a livello aggregato di strumenti di Big Data Analytics.

5.2 Fattori Abilitanti

Oltre allo sviluppo, ed al relativo perfezionamento delle tecnologie, la diffusione dei sistemi di accumulo di energia dipende in maniera sostanziale da altri fattori di natura "non-tecnica". Nel rapporto ne abbiamo individuato 3 in particolare, profondamente interrelati:

• la presa di coscienza della **crisi energetico - ambientale**, ovvero dell'impatto che il sistema energetico convenzionale, basato sulle FF, ha sia sugli equilibri geopolitici, sia sull'ambiente;

• il **quadro regolatorio**, che rappresenta l'insieme delle regole che governano il processo di diffusione delle tecnologie – influenzando così il mercato – a tutti i livelli;

• il processo di ***empowerment*** **del cittadino/utente/consumatore** che ha una diretta influenza sul processo di partecipazione attiva al cambiamento. Ciascuno di questi tempi, bisogna sottolineare, sarà oggetto di approfondimento nel Deliverable 1.1 dell'Obiettivo Realizzativo 1 di ComESto.

Crisi energetico – ambientale

Il costante acuirsi di eventi meteorologici estremi con ingenti danni sia di natura economica che sociale, accompagnato da perdita di biodiversità e migrazione climatica[38], ha reso il clima una emergenza internazionale a cui porre rimedio, in tempi relativamente brevi, attraverso un radicale ripensamento del modello di sviluppo e del sistema energetico globale, principali "imputati" dell'aumento di gas serra in atmosfera e del derivato aumento delle temperature globali.

Nel 2016, secondo il Consiglio Nazionale per la Green Economy, la temperatura ha raggiunto livelli record, superando di 1,1°C quelle dell'epoca preindustriale [76].

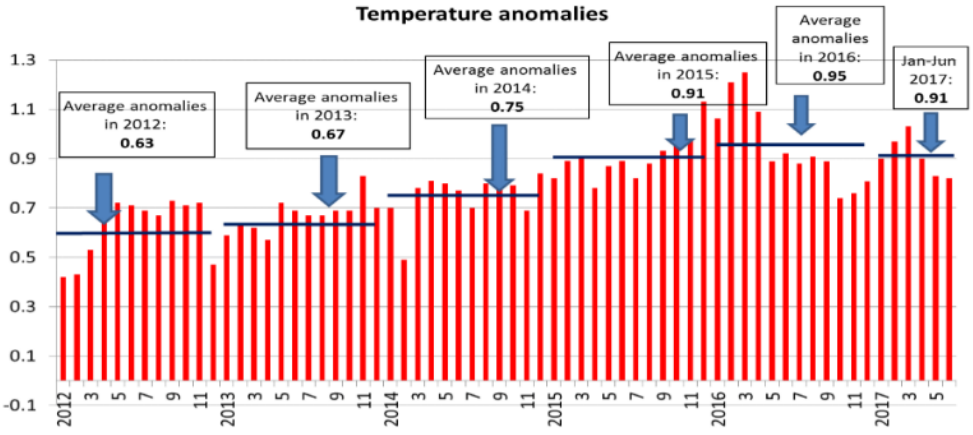


Figura 77: Anomalie nella temperatura media mensile nel periodo 2012-2017. Fonte LTEconomy, elaborazione sul NOAA National Climate Data Center[39]

[38] Basti pensare che i migranti climatici solo nel 2016 hanno rappresentato il 76% dei 31 milioni di sfollati registrati (dati Consiglio Nazionale della Green Economy)

[39] http://www.lteconomy.it/it/news-it/notizie-della-settimana/temperatura-globale-continuano-le-anomalie-giugno-2017-il-terzo-piu-caldo-giugno-nella-storia-delle-osservazioni

L'aumento della temperatura superficiale a livello globale oltre una certa soglia, individuata tra 1,5° e 2° C [77][40], avrebbe effetti devastanti sull'ambiente mettendo a rischio la stessa sopravvivenza della specie umana.

Effetti Global Warming	
Sull'ambiente	**Sulle società umane**
●Aumento della temperatura media globale del pianeta; ●Scioglimento dei ghiacciai; impatto sul ciclo dell'acqua; ●Modifiche della circolazione atmosferica ed oceanica; ●Precipitazioni e siccità; ●Aumento del rischio di desertificazione; eventi meteorologici sempre più estremi (alluvioni, periodi di caldo/freddo eccessivi, cicloni extratropicali); ●Erosione Costiera;	●Riduzione della disponibilità delle risorse idriche a causa del mutato ciclo dell'acqua; ●Potenziale riduzione della disponibilità di cibo (soprattutto nei paesi già a rischio denutrizione) a causa del deterioramento della qualità del suolo; ●Erosione costiera, inondazioni e salinizzazione delle falde acquifere a causa dell'innalzamento del livello del mare; ●Perdita di biodiversità e di habitat; ●Riduzione della capacità delle foreste di assorbire CO_2, con relativo ulteriore aumento della temperatura; ●Aumento della frequenza e dell'intensità dei fenomeni meteorologici estremi con danni in termini di vite umane ed economici; ●Gravi conseguenze sulla salute umana (diffusione di malattie infettive, aumento dei decessi a causa di ondate di caldo o freddo estremo); ●Landgrabbing, ovvero inesorabile perdita di suolo dovuta alle installazioni;

La presa di coscienza delle catastrofiche conseguenze di un cambiamento climatico troppo veloce, per permettere forme di adattamento, ha da tempo indotto al dibattito scientifico, politico, economico e sociale su quale sia la strada da percorrere per "limitare" i danni di un processo ormai *in fieri*.
La prima strada da seguire individuata, su cui tutti sono d'accordo, è un ripensamento dell'attuale sistema energetico basato sulle FF a favore di un sistema che sfrutti tutte le potenzialità delle FER in termini di minore impatto ambientale.

[40] Con l'IPCC, organismo intergovernativo sul cambiamento climatico dell'ONU, individua nell'1,5° C la soglia massima "gestibile" nonostante gli impatti. Fonte: Global Warming of 1.5° C – Special Report. https://www.ipcc.ch/sr15/

Per prevenire l'1,5° C di riscaldamento l'IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change, nello special report "*Global Warming of 1.5° C*" – alla stesura del quale hanno collaborato 91 scienziati di 40 paesi – sostiene che le emissioni di gas serra in atmosfera vanno ridotte del 45%, rispetto ai livelli del 2010, entro il 2050. Per raggiungere questo obiettivo sarà fondamentale ridurre drasticamente l'uso del carbone (FF per eccellenza) che dovrà passare da una quota di utilizzo attuale del 40% ad una quota compresa tra l'1 ed il 7%; di contro diventa essenziale aumentare il più possibile la quota di rinnovabili, che, se al momento rappresentano il 20% del mix mondiale elettrico, dovranno arrivare a rappresentare almeno il 67% delle fonti [78].

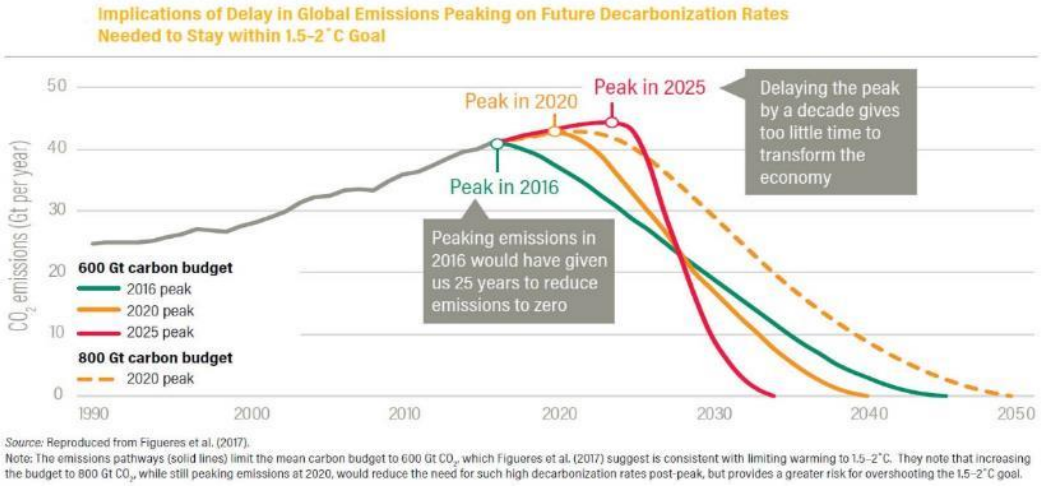


Figura 78: Tempo di Esaurimento del Carbon Budget. Fonte: Nature[41]

Un dato, tra tanti, che ci tocca direttamente da vicino: nel 2017 le catastrofi legate alle condizioni meteorologiche hanno causato danni, in Europa, per 287 miliardi di Euro, interessando circa il 5% della popolazione europea [79]. Nel 2100 i 2/3 della popolazione d'Europa potrebbe essere interessata a straripamenti di fiumi, desertificazione della zona del Mediterraneo, perdita di produttività del lavoro all'aperto nell'area dell'Europa meridionale. Senza trascurare che una diminuita produzione e disponibilità di alimenti acuirebbe il già drammatico fenomeno dell'emigrazione climatica[42].
Definito, sinteticamente, il problema bisogna capire quali siano i mezzi necessari affinché si trovino delle soluzioni nel medio periodo. A tal fine, abbiamo inteso rappresentare le principali azioni regolative e normative finalizzate al processo di transizione energetica e di de-carbonizzazione dell'economia, che possono spingere verso la diffusione delle tecnologie e del processo innovativo sottese in ComESto.

[41] Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile. http://www.comitatoscientifico.org/temi%20CG/clima/datiglobali.htm
[42] Ibidem.

Quadro normativo e policy energetiche

Nonostante il dibattito sul Climate Change e sugli effetti dell'utilizzo delle FF come fonte energetica primaria per il sistema energetico globale sia piuttosto "antico"[43], la questione climatica diventa Priorità Ambientale Internazionale "solo" quando alla Conferenza sul Clima di Parigi (COP21), nel dicembre del 2015, 181 parti hanno adottato il **primo accordo universale** e **giuridicamente vincolante** sul clima mondiale.
Per la prima volta, dalla nascita delle COP hanno aderito, "subito", al documento tutti i paesi del mondo, compresi i quattro più grandi "inquinatori": Europa, Cina, India e USA.

Cosa prevede l'Accordo di Parigi	
Obblighi	**Elementi Chiave**
●Limite massimo "gestibile" di aumento delle temperature globali a 1,5° C; ●Controlli ogni 5 anni con eventuale processo di revisione degli obiettivi; ●Fondi per le Energie Pulite: i paesi di vecchia industrializzazione erogheranno 100 miliardi di dollari l'anno (dal 2020) per la diffusione globale le tecnologie verdi e contribuire al processo di decarbonizzazione dell'economia. Un nuovo obiettivo finanziario è previsto per il 2025 ed è previsto anche il contributo di fondi ed investitori privati; ●Rimborsi ai paesi geograficamente più esposti agli effetti del Global Warming per compensare eventuali perdite finanziarie;	●Mitigazione: obiettivi con un limite massimo inferiore al limite stabilito alla Conferenza di Copenaghen (2° C); ●Trasparenza: esame periodico (quinquennale) dei livelli raggiunti; ●Adattamento: rafforzare e sostenere la capacità di affrontare gli impatti; ●Perdite e danni: scongiurare, minimizzare ed affrontare le perdite ed i danni associati al Global Warming in chiave cooperativa; ●Ruolo cruciale di Regioni, Città ed Enti Locali: si riconosce il ruolo cruciale dei territori per ridurre le emissioni, costruire resilienza e mantenere e promuovere la cooperazione regionale e internazionale.

Gli obiettivi di riduzione che l'Unione Europea si è impegnata a raggiungere entro il 2030 si sono tradotti nel Pacchetto "Energia pulita per tutti gli Europei", introdotto nel novembre del 2016 con la comunicazione COM(2016)860, che prevede in campo energetico:

●riduzione delle emissioni di gas climalteranti del 40% rispetto ai livelli del 1990;
●aumento dell'efficienza energetica di almeno il 32,5%;
●portare le interconnessioni elettriche al 15% in ciascuno stato membro al fine di migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento;
●nuovi limiti vincolanti alle emissioni di carbonio prodotte dalle autovetture.

[43] Basti pensare che le Conferenze delle Parti (COP) della Convenzione ONU sul Cambiamento Climatico (UNFCCC) sono arrivate alla XXIV edizione.

Figura 79: Obiettivi concordati Quadro 2030 Clima ed Energia. Fonte: Audizione del Commissario Europeo per l'azione per il clima e l'energia (op. cit), 2019

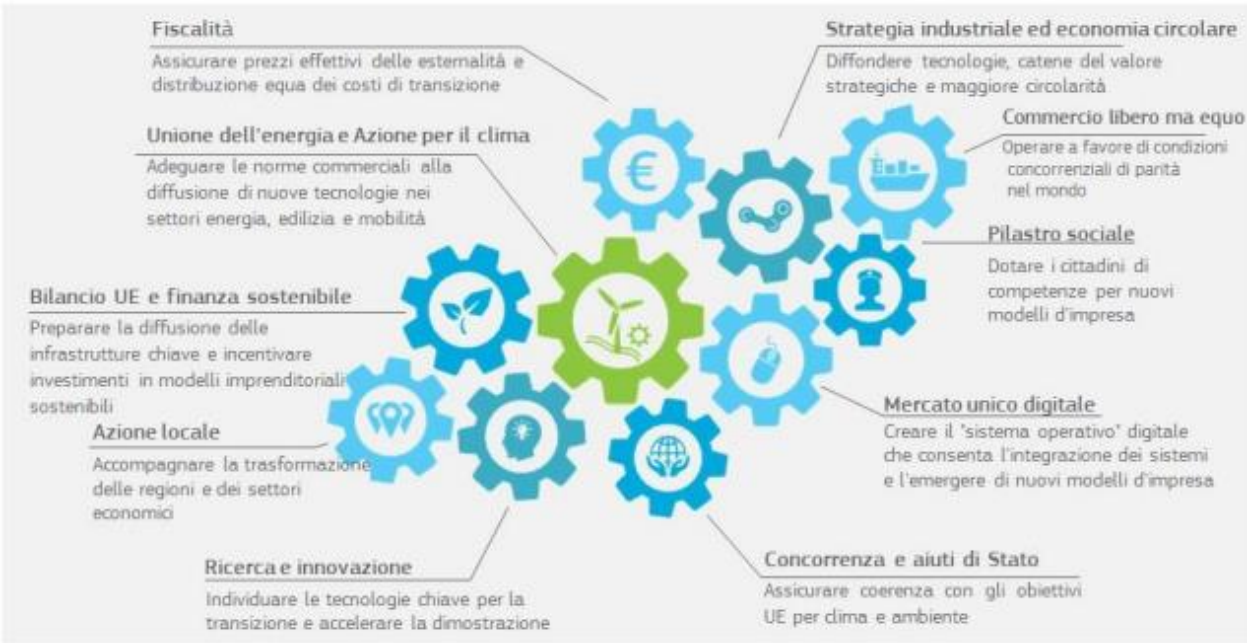


Figura 80: Linee strategiche UE per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. Fonte: Audizione del Commissario Europeo per l'azione per il clima e l'energia (op. cit), 2019

L'iter di adozione del nuovo quadro normativo europeo rappresentato dal Pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" si è concluso il 22 maggio 2019 con l'approvazione definitiva da parte del Consiglio dell'UE di una serie di provvedimenti tra cui il regolamento e la direttiva sul mercato dell'energia

elettrica che già nelle considerazioni d'apertura - 3 e 7 del regolamento e 3, 4 e 5 della direttiva – pongono l'accento sul ruolo centrale dei consumatori nel processo transizione energetica.

Nuove regole sul Mercato dell'energia elettrica UE	
Direttiva UE 8 Maggio 2019 (preliminare) [80][44]	**Regolamento UE 8 Maggio 2019 (preliminare)** [81][45]
La direttiva UE relativa a "norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE" dell'8 maggio 2019, approvata dal Consiglio dell'UE il 22 maggio, (74 Artt e 2 Allegati) definisce le regole del mercato con l'obiettivo di (in estrema sintesi): ●promuovere le interconnessioni e favorire i consumatori a cui vengono attribuiti maggiori diritti agevolandone la partecipazione al mercato come "**clienti attivi**"[46]; ●aumentare la concorrenza al fine di abbassare i prezzi dando maggiore libertà ai fornitori di energia elettrica di fissarli in autonomia; ●definire un insieme di norme in materia di bilanciamento e responsabilità del bilanciamento per consentire al sistema dell'energia elettrica di adattarsi alla generazione variabile di energia da FER; ●definire un nuovo quadro dei meccanismi di capacità con un limite di emissione di 550 gr di CO_2 di origine fossile per kWh di energia elettrica. *N.B: la centralità del ruolo del consumatore, come agente attivo nel processo di de carbonizzazione del sistema energetico, viene definito nel Capo 3 della Direttiva – e nelle considerazioni preliminari 3 e 7 – con particolare attenzione, in questa sede, agli articoli da 13 a 17.*	Il Regolamento UE "sul mercato interno dell'energia elettrica" mira a, si legge nell'art 1: ●*porre le basi per conseguire gli obiettivi dell'Unione dell'energia in modo efficiente, in particolare il quadro 2030 delle politiche per l'energia e il clima, grazie a segnali di mercato che indichino una maggiore efficienza, una percentuale più elevata di fonti energetiche rinnovabili, sicurezza dell'approvvigionamento, flessibilità, sostenibilità, decarbonizzazione e innovazione*; ●*definire i principi fondamentali di mercati dell'energia elettrica efficienti e integrati, che consentano un accesso non discriminatorio a tutti i fornitori di risorse e ai clienti dell'energia elettrica,* ***responsabilizzino i consumatori****, assicurino la competitività sul mercato globale, la gestione della domanda, lo* ***stoccaggio di energia*** *e* ***l'efficienza energetica****,* ***agevolino l'aggregazione della domanda distribuita e dell'offerta****, e consentano l'integrazione del mercato e del settore e la remunerazione a prezzi di mercato dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili*; ●*stabilire norme eque per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, rafforzando così la concorrenza nel mercato interno dell'energia elettrica tenendo conto delle caratteristiche particolari dei mercati nazionali e regionali, comprese l'istituzione di un meccanismo di compensazione per i flussi transfrontalieri di energia elettrica, la definizione di principi armonizzati in materia di oneri di trasmissione transfrontaliera e l'allocazione delle capacità disponibili di interconnessione tra sistemi nazionali di trasmissione*; ●*facilitare lo sviluppo di un mercato all'ingrosso efficiente e trasparente, contribuendo a una sicurezza di approvvigionamento dell'energia elettrica di livello*

[44] https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-10-2019-INIT/it/pdf
[45] https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-9-2019-INIT/it/pdf
[46] La Direttiva definisce "**cliente attivo**": *un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati che* ***consuma o conserva l'energia elettrica prodotta*** *nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o, se consentito da uno Stato membro, in altri locali, oppure* ***vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica****, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale*. (art-2 comma 8) [80].

elevato e prevedere meccanismi per l'armonizzazione di tali norme per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica. (Art1, commi 1- 4)

Il regolamento UE 2018/1999dell'11 dicembre 2018 sulla "Governance dell'Unione dell'energia" è parte integrante del pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" (COM(2016)860) e definisce le modalità di collaborazione tra i diversi stati membri e con la Commissione Europea al fine di raggiungere gli obiettivi UE in materia di energia pulita, diffusione delle FER, implementazione dell'efficienza energetica, nonché gli obiettivi a lungo termine in merito alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti in atmosfera; Istituisce meccanismi di controllo atti a garantire il raggiungimento degli obiettivi e detta le linee guida per la redazione dei Piani Nazionali Integrati per l'Energia ed il Clima (**PNIEC**) di cui ciascuno Stato Membro dovrà dotarsi definendone contenuti, tempistiche, meccanismi di controllo e gestione delle criticità.

I PNIEC dovranno includere obiettivi, contributi, politiche e misure a livello nazionale per ognuna delle 5 dimensioni individuate per l'Unione per l'energia: de carbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia e ricerca innovazione e competitività.

Il Piano Integrato Energia e Clima Italiano [82]

Come previsto dal Regolamento n. 2018/1999/UE "Governance dell'unione dell'energia", art.9. il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) ha inviato alla Commissione Europea, nel gennaio 2019, la Proposta di PNIEC Italiano. È attualmente in corso la valutazione della Proposta da parte della Commissione Europea e sono stati avviati il processo di "consultazione pubblico nazionale" e la Valutazione Ambientale Strategica (VAS). Il testo definitivo, come previsto dall'art.3 del regolamento UE sulla *Governance*, dovrà essere notificato alla Commissione Europea entro il 31 dicembre 2019.
Vale in questa sede, però, delineare i principali obiettivi perseguiti dal PNIEC[47] e le modalità di realizzazione con particolare riferimento alla diffusione delle tecnologie e dei processi oggetto di studio del progetto ComESto:

- **accelerare il processo di decarbonizzazione,** considerando il 2030[48] come una fase intermedia di un processo di *Phase Out* più profondo al 2050, attraverso una diffusione rilevante di eolico e fotovoltaico (con un installato medio annuo dal 2019 al 2030 pari, rispettivamente, a circa 3200 MW e circa 3800 MW, a fronte di un installato medio degli ultimi anni complessivamente di 700 MW). Si prevede che questa diffusione di FER per definizione non programmabili richieda anche molte opere infrastrutturali e il ricorso massivo a sistemi di accumulo distribuiti e centralizzati, sia per esigenze di sicurezza del sistema, sia per evitare di dover fermare gli impianti rinnovabili nei periodi di

[47] MISE, MinAmbiente, MIT, (2018) "Proposta Piano Integrato per Energia e Clima". https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Proposta_di_Piano_Nazionale_Integrato_per_Energia_e_il_Clima_Italiano.pdf

[48] Riduzione del 33% delle emissioni di CO_2, rispetto ai valori del 2005, al 2030 nei settori non ETS.

consumi inferiori alla produzione. Il piano prevede, inoltre, che saranno necessari anche importanti sforzi per incrementare il consumo di energia rinnovabile per il riscaldamento e raffrescamento, soprattutto in termini di diffusione di pompe di calore, e per i trasporti;

●**mettere il cittadino e le imprese** (in particolare le PMI) **al centro del processo**, in modo che abbiano un ruolo attivo nel processo; ciò significa promozione dell'autoconsumo e delle comunità dell'energia rinnovabile, ma anche massima regolazione e massima trasparenza del segmento della vendita, in modo che il consumatore possa trarre benefici da un mercato concorrenziale;

●**favorire l'evoluzione del sistema energetico, in particolare nel settore elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili**, adottando misure che migliorino la capacità delle stesse rinnovabili di contribuire alla sicurezza e, nel contempo, favorendo assetti, infrastrutture e regole di mercato che a loro volta contribuiscano alla totale integrazione delle rinnovabili;

●**promuovere l'elettrificazione dei consumi**, in particolare nel settore civile e nei trasporti, come strumento per migliorare anche la qualità dell'aria e dell'ambiente;

● **accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione** che, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda, sviluppino soluzioni idonee a promuovere la sostenibilità, la sicurezza, la continuità e l'economicità delle forniture - comprese quelle per l'accumulo di lungo periodo dell'energia rinnovabile - e favoriscano il ripensamento del sistema produttivo verso processi e prodotti a basso impatto di emissioni carbonio che trovino opportunità anche nella domanda indotta da altre misure di sostegno.

Il PNIEC Italia prevede, tra le modalità di attuazione, di favorire l'evoluzione del meccanismo dello scambio sul posto (che consente di utilizzare la rete come accumulo), a favore di un premio riconosciuto agli impianti, anche in esercizio, che si dotano di sistemi di accumulo che incrementino la quota di energia autoconsumata e, eventualmente, che forniscano servizi per la sicurezza del sistema elettrico sulla rete di media e bassa tensione. In tutti i casi, la promozione dell'autoconsumo singolo sarà destinata prevalentemente agli impianti distribuiti, di potenza tipicamente fino a 1 MW, per i quali, peraltro, la semplicità e l'automatismo dei meccanismi di sostegno appare preferibile rispetto ad altri strumenti, la cui gestione è più complessa e costosa.

Per quanto riguarda l'autoconsumo collettivo e le **comunità energetiche rinnovabili**, in una prima fase conta di ricorrere allo stesso meccanismo di promozione e di attendere di definire l'estensione dell'ambito e le condizioni per la realizzazione di comunità energetiche rinnovabili a partire dai risultati dello studio "*Support to elaborate legal and regulatory frameworks on closed distribution system and self-consumption assessment in Italy*", finanziato dalla Struttura di Supporto alle Riforme Strutturali (SRSS) della Commissione, ancora in corso di svolgimento.

Ulteriori strumenti di sostegno all'autoconsumo, sia singolo che collettivo, saranno:

●il potenziamento degli obblighi di quota minima di fonti rinnovabili negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, in linea con gli obiettivi di edifici a emissioni quasi zero.

●la progressiva e graduale estensione dell'obbligo di quota minima di fonti rinnovabili (che attualmente è previsto solo per gli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti) agli edifici esistenti, a partire

da alcune categorie come i capannoni adibiti ad attività produttive e gli edifici del terziario. In alternativa alla realizzazione dell'impianto saranno valutate modalità di cessione a terzi del diritto di superficie sul tetto, con l'impianto rinnovabile preferenzialmente a servizio dell'edificio[49].

Sebbene il quadro regolatorio sia ancora in piena evoluzione, preme sottolineare come il ruolo della parte fin ora "invisibile" del sistema energetico (nonostante la numerosità) – l'Energy Consumer-, muti radicalmente nelle definizioni che ne danno i Policy-maker a tutti i livelli, diventando – di fatto – attore chiave e fattore abilitante del processo di transizione energetica.

Empowerment del cittadino/utente/consumatore

Se è il settore energetico il principale imputato delle emissioni di gas serra in atmosfera, così come testimoniano i dati dell'IPCC riportati da Dario Ruggiero in Lteconomy [83]

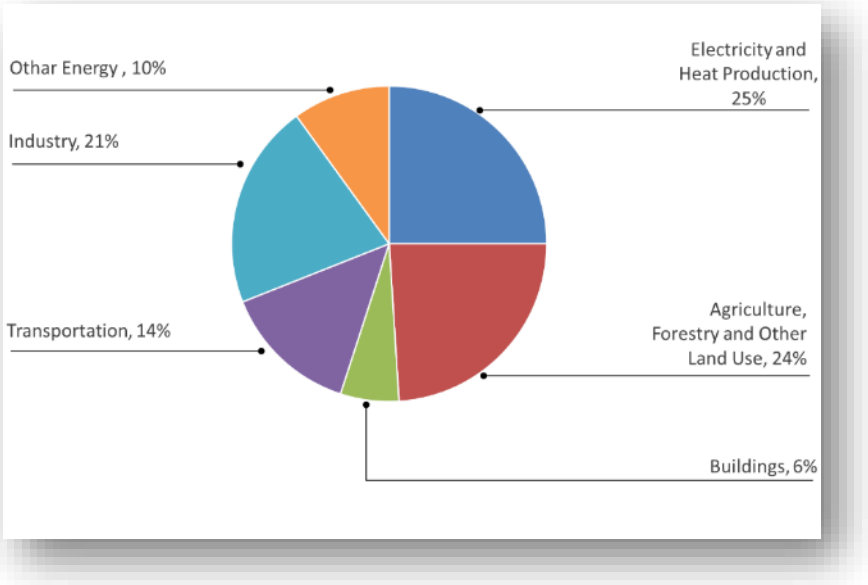


Figura81:Emissioni Gas Serra per settori. Fonte IPCC in LtEconomi

È il domestico/residenziale uno dei settori energetici più impattanti, in valori assoluti e insieme all'industria e i trasporti, in termini di emissioni di gas serra in atmosfera. In Italia, per esempio, nel 2016 i consumi residenziali (in particolare riscaldamento e raffrescamento) hanno prodotto circa il 20% (19,3%) dei gas climalteranti immessi in atmosfera, secondo i dati dell'ISPRA [84]

[49] PNIEC Italia op. cit.

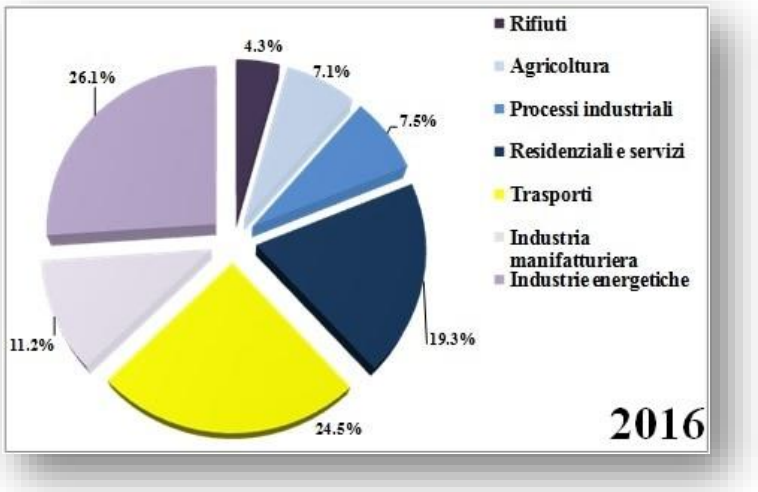


Figura 82: Immissione gas serra in atmosfera per settore, anno 2016. Fonte: ISPRA - 2016

Intuitivamente, ma non troppo, questo significa che per ridurre le emissioni di gas serra in atmosfera (e in particolare di CO_2) non basta intervenire solo in fase di produzione energetica, ma bisogna agire anche, e soprattutto, sull'ultimo anello della catena del sistema energetico: ovvero, chi consuma.
Il rischio, diversamente, è quello di spostare il problema senza risolverlo davvero.
Bisogna sottolineare, inoltre, che l'impatto sull'ambiente della produzione di energia elettrica non si limita certo al solo impatto sull'ozono stratosferico, gli effetti nefasti della combustione di combustibili fossili (sia sul lato della produzione di elettricità che sul settore dei trasporti) si muovono dall'inquinamento dell'aria – emissione di biossidi di zolfo (SO_2), ossidi di azoto (NO_x), monossido di carbonio (CO), anidride carbonica (CO_2) e particolati (PM_x) – con impatti non indifferenti sulla salute umana, alla riduzione della qualità della vita[50]; senza contare i costi diretti ed indiretti (sia economici che sociali) che l'utilizzo delle FF implica[51].

Il *Global Warming*, in generale, e la transizione energetica, nel particolare, come strada maestra per porvi rimedio, infatti, rappresentano la sfida più grande che l'umanità è chiamata ad affrontare nei prossimi anni. Sfida che traducendosi in un processo di decarbonizzazione dell'economia, fortemente auspicato e sostenuto a livello europeo e nazionale, per essere sostenuta necessita del contributo di tutti i settori (elettrico, residenziale, servizi, trasporti, industria) e di tutti gli attori coinvolti (Istituzioni, Aziende e Consumatori). Da ciò deriva che nella "*Global Energy Challenge*" anche il singolo cittadino è

[50] Il tema sarà approfondito nel D1.1 a cui si rimanda. Per un ulteriore approfondimento sull'impatto dell'utilizzo delle fonti fossili si rimanda a Cilio D. (2012) "*Energia Politica. Formula tecnologica idrogeno, vecchie e nuove visioni di cambiamento energetico*", Aracne editrice [101].
[51] Anche la questione dei costi, diretti ed indiretti, della dipendenza dalle FF sarà approfondito nel D1.1 del progetto ComESto.

chiamato a prendere coscienza dell'importante ruolo che ricopre e a diventare, da destinatario passivo di policy energetiche calate dall'alto, **agente attivo del cambiamento ricoprendo** il triplice ruolo di:

●**Cittadino** capace di influenzare le scelte del *Decision Maker*;
●**Consumatore consapevole** capace di influenzare non solo le scelte dei Player del settore ma anche, e soprattutto, di incidere sul proprio stile di consumo energetico;
●**Potenziale produttore** in grado di diventare parte in causa del processo nel momento in cui decidesse di produrre da sé la propria energia.

"[…] *Tutto il peso del cittadino "prosumer" energetico emerge osservando l'evoluzione del settore fotovoltaico, dove vi è il maggiore incremento atteso – sia in termini di produzione che di autoconsumo. Già secondo la Strategia Energetica Nazionale la capacità installata al 2030 dovrà essere di circa 2,8 GW/anno, circa sette volte tanto le installazioni attuali. Di questi 2,8 GW, fino a 1,8 GW dovrebbero provenire da impianti di piccola taglia. In totale, l'incremento atteso di capacità installata nel solare è di 36GW, conto i circa 20 GW installati fino ad oggi. Gli obiettivi rivisti a giugno 2018 in aderenza con il Climate-Energy Package sono ulteriormente ambiziosi, e, secondo alcuni studi, porterebbero la necessità di installare capacità fino a 45 GW. […]"scrive l'*Aspen Institute Italia, nel novembre del 2018 [85]. Un aumento "esponenziale" che non può prescindere da forme e processi di coinvolgimento (*Engagement*) dei cittadini/consumatori strutturali e strutturati sia in termini informativi che comunicativi, al fine di potenziarne la capacità critica e la consapevolezza e del problema e della possibile soluzione (*Empowerment*), da cui deriva la responsabilità, in capo alla comunità scientifica, economica e politica – a tutti i livelli –, di fornire informazioni chiare, comprensibili e sistematiche.

La sfida della riduzione delle emissioni, insomma, ha un concreto impatto sullo sviluppo del mercato elettrico che deve essere in grado di integrare in modo efficiente le FER e le nuove tecnologie, in particolare quelle legate alla digitalizzazione ed all'accumulo, nella sempre maggiore consapevolezza da parte dei consumatori dei propri consumi e della possibilità di renderli meglio efficienti (*Empowerment*) e di partecipare attivamente al mercato elettrico ed al cambiamento (*Mobilization*).

6 IL MERCATO ELETTRICO IN ITALIA: OPPORTUNITÀ E BARRIERE

6.1 Configurazioni fisiche e virtuali

La transizione verso un sistema energetico sostenibile e, conseguentemente, un'economia decarbonizzata rappresenta una delle principali sfide con cui dovranno confrontarsi tutti i Paesi del mondo nei prossimi decenni. L'evoluzione verso nuovi modelli di gestione dei mercati energetici, strada obbligata per il cambiamento, dovrà necessariamente passare per una modifica strutturale dei sistemi di gestione delle reti, opportunamente supportata da un aggiornamento dell'attuale panorama legislativo. Negli ultimi anni, in particolare, viste le mutate esigenze del sistema energetico, diversi provvedimenti legislativi hanno ridefinito il quadro regolatorio in materia di possibilità di configurazione del mercato elettrico aprendo a interessanti prospettive per la nascita di aggregazioni fisiche e virtuali che rendono possibile la configurazione di Energy Community Storage. Alla luce di queste premesse, si fornisce nel prosieguo una panoramica generale delle forme di aggregazioni fisiche e virtuali attualmente ammesse nel sistema elettrico italiano e si evidenziano i potenziali punti di contatto con le Energy Community Storage, così come previste dal progetto ComESto.

Configurazioni Fisiche

Il sistema elettrico è un'aggregazione complessa di reti che consente la produzione, la trasmissione e la distribuzione di energia elettrica agli utenti finali. Da questa definizione, fornita dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), è evidente che un sistema di questo tipo comprende una pluralità di punti di connessione cui si collegano i molteplici gestori degli impianti di produzione (dalla grande centrale all'impianto rinnovabile di tipo domestico e gli utenti finali). In generale, le **reti pubbliche** sono affidate in Italia, sia per la parte di distribuzione (reti locali per la distribuzione dell'energia elettrica a media e bassa tensione) che di trasmissione (reti per la trasmissione dell'energia elettrica ad alta e altissima tensione), a soggetti titolari di concessioni statali che devono garantire l'opportuna funzionalità e manutenzione del tratto di rete di propria competenza. Per la sola parte di trasmissione, la concessione è unica ed è affidata a Terna S.p.A. che opera in regime di monopolio naturale.
A latere delle reti pubbliche, la normativa italiana ammette unicamente due macro-categorie di configurazioni per le reti private: Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC). Uno schema delle configurazioni fisiche ammesse è di seguito riportato in Figura 80.

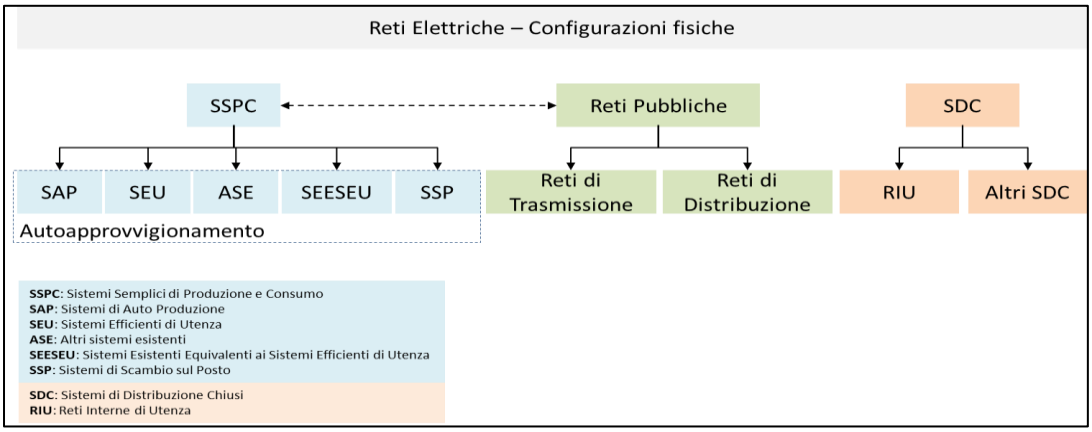


Figura 83: Schema delle configurazioni fisiche ammesse.

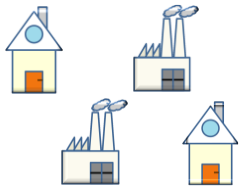
Gli **SDC**, come definito dall'ARERA, sono *reti elettriche private che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che, in generale, non riforniscono clienti civili (con alcune eccezioni quali i nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, ivi inclusi i nuclei familiari per i quali esistono rapporti di lavoro con aziende connesse a un SDC e inizialmente facenti parte dello stesso gruppo societario di appartenenza del proprietario del SDC).* Questo tipo di reti sono, quindi, concettualmente assimilabili a imprese distributrici non assoggettate all'Autorità. Quest'elemento, se da un lato non consente agli SDC di accedere ai meccanismi di costo e perequazione previste dall'Autorità, dall'altro lascia piena autonomia nella definizione delle tariffe da applicare ai clienti della rete. Fanno parzialmente eccezione a questa regola, solo le Reti interne di utenza (RIU), un particolare sottoinsieme di SDC per il quale devono essere rispettati i requisiti della legge 99/09 [86].
L'Italia conta attualmente circa 110 SDC prevalentemente concentrati nelle regioni settentrionali.
Gli SSPC, come definiti dall'ARERA nel Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – TISSPC (Delibera 578/2013/R/eel e s.m.i.), comprendono "*i sistemi elettrici connessi alla rete pubblica, caratterizzati dalla presenza di almeno un impianto di produzione di energia elettrica e un'unità di consumo (costituita da una o più unità immobiliari) direttamente collegati tra loro, nell'ambito dei quali il trasporto di energia elettrica non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. Questo grazie alla presenza di un solo cliente finale e di un solo produttore, nel caso rappresentati da gruppi societari o da cooperative o consorzi o storici*" [87]. Gli SSPC, in particolare, si suddividono nelle seguenti categorie:

- SAP: Sistemi di autoproduzione (Cooperative storiche dotate di rete propria; Consorzi storici dotati di rete propria; Altri sistemi di autoproduzione).
- SEU: Sistemi Efficienti di Utenza.
- ASE: Altri Sistemi Esistenti.
- SEESEU: Sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza.
- SSP: sistemi in regime di Scambio sul Posto;

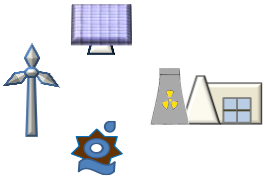
Il decreto Milleproroghe convertito in legge nei primi mesi del 2017 ha consentito a tutte le configurazioni "private" sopra elencate di applicare gli oneri generali del sistema elettrico all'energia prelevata dalla rete pubblica e non a quella consumata. Questa modifica si traduce, in sostanza, in un risparmio per tutti i sistemi di autoproduzione che prevedano una quota di autoconsumo a cui, in maniera indiretta, si riconosce un meccanismo premiante.
Ciononostante, ulteriori passi avanti sono necessari per il recepimento, a livello regolatorio italiano, del "Clean Energy for all Europeans" Package UE entrato in vigore nell'estate 2019. Più in dettaglio, si rende necessaria una normativa che delinei in maniera precisa le caratteristiche del prosumer e delle comunità energetiche. E ancora, risulta necessario chiarire i punti di connessione tra le Comunità energetiche locali (LEC - Local Energy Community) introdotte dalla normativa europea e le configurazioni private (SSPC e SDC) sopra descritte che, sottendendo un concetto "one to one", risultano ostative rispetto al concetto "one to many" delle LEC e, più in generale, delle Comunità Energetiche [88].

Configurazioni virtuali

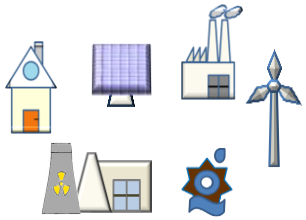
La massiccia diffusione della generazione distribuita, come già accennato in precedenza, sta trasformando in maniera sostanziale il mercato elettrico, aprendo interessanti opportunità di business a nuovi player (es. aggregatori). A partire dal 2017, anche in Italia, in virtù delle delibere ARERA 300/2017/R/eel e 422/2018/R/EEL del 2/08/2018, la regolazione consente a risorse "distribuite" la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), mediante una serie di progetti pilota avviati con Terna. I provvedimento emanato dall'Autorità, in particolare, definiscono i criteri per consentire alla domanda e alle unità di produzione non già abilitate (quali quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e la generazione distribuita) la possibilità di partecipare al MSD nell'ambito di progetti pilota, definendo altresì le modalità sperimentali di utilizzo di sistemi di accumulo anche in abbinamento a unità di produzione abilitate.
La partecipazione volontaria a MSD delle unità di produzione non rilevanti (ivi inclusi i sistemi di accumulo equiparati alle unità di produzione ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel) e della domanda è, in particolare, consentita su base aggregata, attraverso le cosiddette Unità Virtuali Abilitate (UVA). Queste ultime si suddividono in:



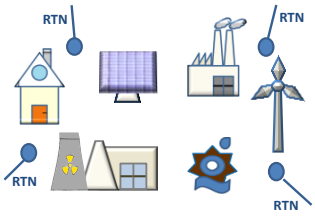
- Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC) caratterizzate dalla presenza di un insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete pubblica, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva. Generalmente, una UVAC corrisponde a una singola unità immobiliare. È possibile aggregare più unità immobiliari in un'unica UVAC quando sono nella piena disponibilità di un'unica persona fisica o giuridica e persiste il vincolo di continuità geografica (es. solai, garage, cantine).



- Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP) caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione non rilevanti (ovvero con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati inferiore a 10 MVA), inclusi i sistemi di accumulo.



- Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM) caratterizzate dalla presenza sia di unità di produzione non rilevanti, inclusi i sistemi di accumulo, che di unità di consumo. È, inoltre, consentita l'aggregazione di POD (Punto di Prelievo), che sottendono unità di produzione rilevanti (non già oggetto di abilitazione obbligatoria al MSD) purché queste condividano il punto di connessione alla rete con almeno un'unità di consumo diversa dai servizi ausiliari d'impianto.



- Unità Virtuali Abilitate Nodali (UVAN) caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti e/o di unità di produzione non rilevanti e/o unità di consumo che sottendano allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale.

Progetto pilota UVAC

Il progetto pilota UVAC, approvato con delibera ARERA 372/2017, apre, alle aggregazioni di unità di consumo che soddisfano i requisiti tecnici di seguito sintetizzati in tabella 16, la partecipazione al MSD.

Tabella 17 Requisiti tecnici e servizi riguardanti il progetto pilota UVAC

PROGETTO UVAC	
Potenza Max di Controllo	Potenza Massima di Controllo dell'UVAC almeno pari a 1 MW

Tempo di Risposta	Capacità di modulare in riduzione l'energia complessivamente prelevata dall'UVAC entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna
Tempo di Riduzione di Prelievo	Capacità di sostenere la riduzione di prelievo per almeno 3 ore consecutive.
Perimetro UVAC	Impianti situati nello stesso perimetro di aggregazione.
Servizi	Nella modalità «a salire»: **riserva terziaria** e **bilanciamento** attraverso la riduzione di prelievo e/o l'incremento della generazione eventualmente presente all'interno dello stabilimento

Il progetto pilota UVAC vede ancora oggi una capacità assegnata inferiore rispetto a quella disponibile sebbene siano stati registrati importanti segnali di crescita nel periodo 2017-2018 come evidente in Figura 81.

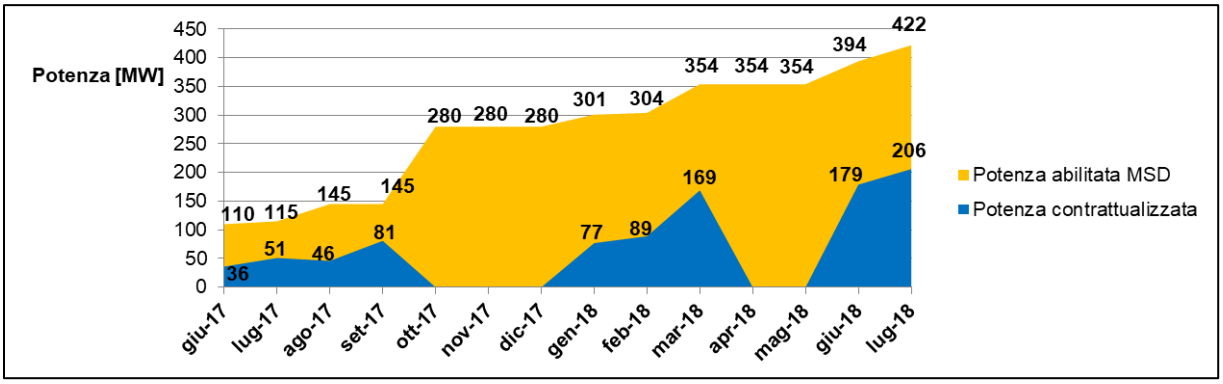


Figura 84: Progetto pilota UVAC – potenza abilitata e contrattualizzata nel periodo giugno 2017-luglio 2018 [4].

La quota parte di flessibilità fornita da sole unità di consumo, inoltre, è cresciuta costantemente sino a incidere per circa il **25%** sulla Potenza abilitata totale (Figura 82).

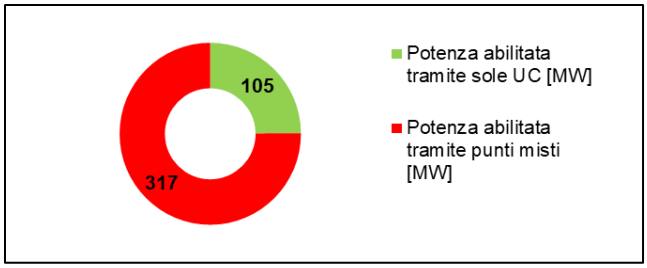


Figura 85: potenza abilitata tramite sole unità di consumo e punti misti nel periodo giugno 2017-luglio 2018 [4].

Si ritiene utile specificare, infine, che gli operatori coinvolti, cui è stata assegnata almeno 1MW di capacità, sono prevalentemente Utility e Trader, categorie che per core business risultano più vicine ai modelli che regolamentano la partecipazione al MSD rispetto alle imprese industriali.

Progetto pilota UVAP

Il progetto pilota UVAP, approvato con delibera ARERA 583/2017, consente la partecipazione al MSD alle aggregazioni di unità di produzione che soddisfano i requisiti tecnici di seguito sintetizzati in tabella 17:

Tabella 18 Requisiti tecnici e servizi riguardanti il progetto pilota UVAP

PROGETTO UVAP	
Potenza di Controllo	Potenza Massima di Controllo dell'UVAP almeno pari a 1 MW («a salire») Potenza Minima di Controllo Inferiore dell'UVAP, in valore assoluto, almeno pari a 1 MW (a scendere)
Tempo di Modulazione	Capacità di modulare, in incremento e/o decremento, l'immissione in 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna.
Tempo di Riduzione di Prelievo	Capacità di sostenere la modulazione per almeno 3 ore consecutive
Perimetro UVAP	Punti d'immissione nello stesso perimetro di aggregazione
Servizi	Nelle modalità "a salire" e/o "a scendere": • Risoluzione delle congestioni • Riserva terziaria • Bilanciamento

La capacità totale abilitata al 2018 è risultata pari a circa 100 MW nel periodo dicembre 2017- giugno 2018 (Figura 83) con una movimentazione di circa 700 MWh di energia [88].

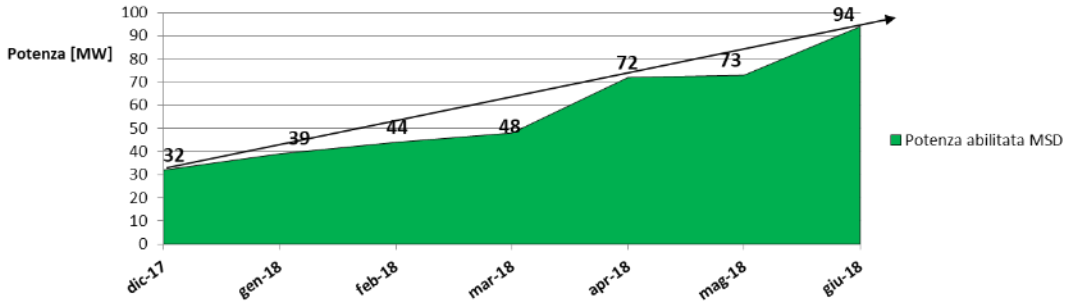


Figura 86: Progetto pilota UVAP – potenza abilitata e contrattualizzata nel periodo dicembre 2017-giugno 2018 [4].

La partecipazione al progetto UVAP nel periodo dicembre 2017-giugno 2018 ha riguardato unità di produzione di tipo tradizionale (termoelettrico) per il 36% e idroelettrico per la restante potenza abilitata (Figura 36). Unità di produzione da fotovoltaico ed eolico di grande taglia non hanno preso parte al progetto data la maggiore convenienza dei meccanismi incentivanti, tipicamente associati a questo tipo di impianti, rispetto alla partecipazione al MSD.

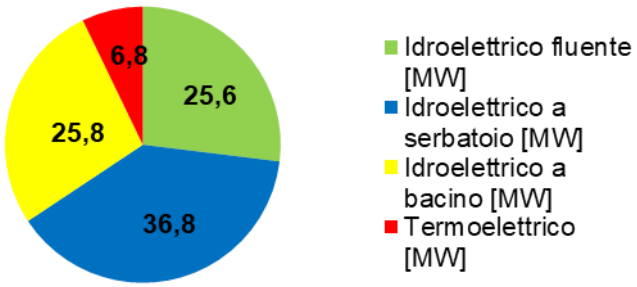


Figura 87: Progetto pilota UVAP –potenza abilitata nel periodo dicembre 2017-giugno 2018 [89]

Progetto pilota UVAM

Il progetto pilota UVAM, approvato con Delibera 422/2018, consente la partecipazione al MSD alle aggregazioni di unità di tipo misto (consumo/produzione) che soddisfano i requisiti tecnici di seguito sintetizzati in tabella 18:

Tabella 19 Requisiti tecnici e servizi riguardanti il progetto pilota UVAM

PROGETTO UVAM	
Potenza di Controllo	Pmax almeno 1 MW per l'abilitazione "a salire" Pmin pari almeno a 1 MW per l'abilitazione "a scendere"

Tempo di Modulazione	Modulazione in incremento per l'immissione e/o in decremento per il prelievo in: **15 min** per i servizi di: risoluzione delle congestioni, riserva terziaria rotante e bilanciamento; **120 min** per il servizio di riserva terziaria di sostituzione.
Tempo di Riduzione di Prelievo	Sostegno della modulazione di almeno **2 ore** consecutive per i servizi di: risoluzione delle congestioni, riserva terziaria rotante e bilanciamento ; **8 ore** consecutive per il servizio di riserva terziaria di sostituzione.
Perimetro UVAM	Impianti di consumo e punti di immissione nello stesso perimetro di aggregazione
Servizi	Nelle modalità "a salire" e/o "a scendere": • Risoluzione delle congestioni; • Riserva terziaria rotante; • Riserva terziaria di sostituzione; • Bilanciamento.

Nel mese di luglio 2019 risultavano abilitate 128 UVAM (quasi tutte contrattualizzate a termine) per una potenza qualificata complessiva di 830,7 MW per il servizio “a salire” e di 200,9 MW per il servizio “a scendere” gestite da 24 BSP. Tali UVAM risultano essere localizzate prevalentemente in zona Nord (94 UVAM), mentre le rimanenti si trovano in zona Centro-Nord (17 UVAM), Centro-Sud (11 UVAM), Sud (5 UVAM) e Sardegna (1 UVAM).
I primi risultati, relativi al periodo 1 novembre 2018 – 30 aprile 2019, mostrano che le offerte selezionate da Terna, esclusivamente per il servizio di bilanciamento a salire, rappresentano poco più del 5% del totale delle offerte presentate.

Il contesto internazionale: configurazioni elettriche fisiche e virtuali [88]

A valle della descrizione delle configurazioni fisiche e dei progetti pilota riguardanti il contesto italiano, si riporta di seguito una sintetica descrizione dei progetti riconducibili alle configurazioni elettriche fisiche e virtuali nel resto del Mondo.

Figura 88: Progetti Pilota nel mondo [3]

Come evidenziato in figura 39, ad oggi si contano 197 progetti nel mondo, di cui circa la metà è localizzata in America (50,8%). La restante metà è quindi distribuita tra Asia (23.4%), Africa (10.7%), Europa (7.6%), Australia (6.6%) ed Antartide (1%).
Il 74% dei progetti (146 progetti) è già operativo mentre la restante parte è ancora in fase di Progettazione (Ricerca e Sviluppo, studio di fattibilità, progettazione della configurazione – 46 progetti) o Costruzione (5 progetti).
È interessante osservare che circa un terzo dei progetti (66 progetti) prevede una configurazione alimentata da sole fonti di tipo rinnovabile, principalmente di tipo solare (fotovoltaico 63%, eolico 31%, idroelettrico 5% e biomassa 1%) e più la metà prevede l'installazione di sistemi di accumulo (56%).
Si precisa, infine, che due terzi dei progetti corrispondono a configurazioni virtuali (ovvero aggregazioni di risorse distribuite nella rete elettrica e coordinate da un sistema di controllo centrale) mentre la restante parte è riconducibile a microreti fisiche cui sono connesse risorse (unità di produzione, consumo ed eventualmente sistemi di accumulo) interconnesse e localizzate in un unico sito geografico.

6.2 Le Community Energy Storage nell'attuale scenario di mercato

Con la delibera ARERA 422/2018 e l'abilitazione delle unità miste, che con grande probabilità ingloberanno nel medio periodo quelle di produzione e consumo, si è finalmente resa possibile la partecipazione a MSD delle future "Comunità Energetiche" e, in particolare, delle Community Energy Storage così come definite nel progetto ComESto. Con le UVAM, infatti, per la prima volta, si apre alla compartecipazione aggregata di: i) unità di produzione, anche di taglia tipicamente residenziale (es. impianti fotovoltaici dotati di sistemi di storage); ii) unità di consumo; iii) sistemi di accumulo, inclusi i sistemi di accumulo funzionali alla mobilità elettrica, equiparabili alle altre tecnologie con riferimento ai punti di connessione alla rete presso i quali avvengono i processi di carica e scarica). Le imprese e le aggregazioni di utenti residenziali (es. condomini dotati di impianti a fonti rinnovabili), fino ad oggi poco

coinvolte nei progetti pilota, acquistano la possibilità di compartecipare alle UVAM sotto il coordinamento di società che assumono il ruolo di "aggregatore", ampliando un mercato attualmente presidiato prevalentemente da Utility e Trader. Alla luce di queste premesse, a valle dell'approvazione della delibera, numerose società hanno lanciato delle Call per rilevare manifestazioni di interesse alla partecipazione ad UVAM, anche da parte di utenti "piccoli produttori", dotati di impianti fotovoltaici e di batterie, originariamente installate al fine di aumentare l'autoconsumo dell'energia prodotta in loco. Questo tipo di aggregato, infatti, offre la possibilità di sfruttare la frazione di capacità delle batterie che, in funzione delle diverse ore del giorno e della variabilità di produzione del fotovoltaico, non risulta completamente saturata dalla funzione di autoconsumo. Secondo stime RSE, tale frazione può raggiungere anche valori rilevanti attestandosi a circa il 50% della capacità installata delle batterie [90]. Questo tipo di aggregazione assume, inoltre, ancor più, valore di rilievo se si considera che nel prossimo decennio si attende un nuovo impulso alle installazioni da fotovoltaico, prevalentemente integrato negli edifici, con dotazione di sistemi di accumulo (attualmente il 10% delle installazioni di impianti fotovoltaici include un sistema di accumulo).

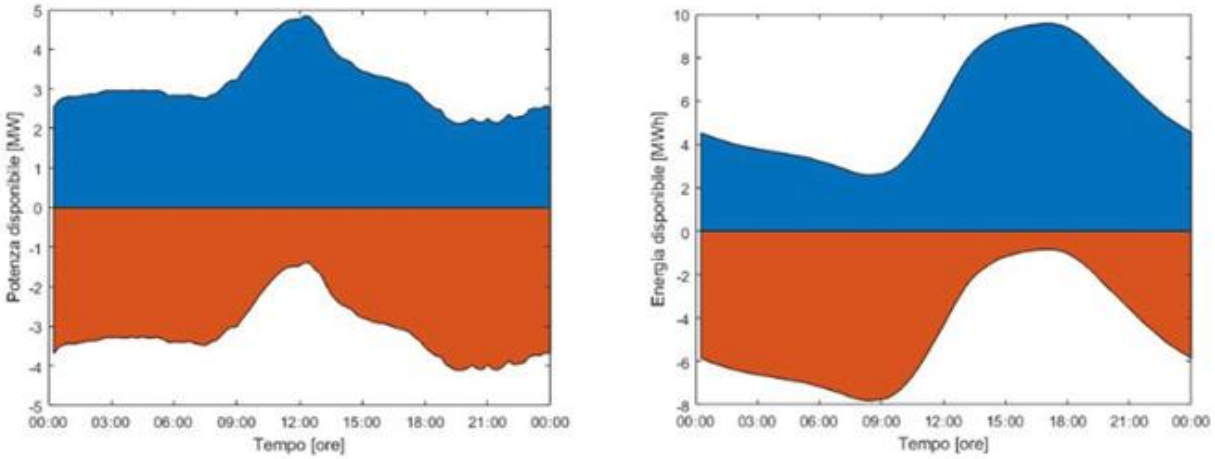


Figura 89: Flessibilità in potenza ed in energia di un aggregato di sistemi di accumulo da 10 MW, 10 MWh complessivi, asserviti all'autoconsumo di energia da fotovoltaico. Fonte: RSE.

Da quanto fin qui sintetizzato, è evidente che l'apertura normativa del MSD alla partecipazione della generazione distribuita, inclusa quella da fonti rinnovabili, rappresenta un importante passo verso un mercato elettrico aperto a molteplici scenari nuovi, alcuni vedono l'utenza, anche quella di piccolo taglio, organizzata in Community. L'effettivo decollo delle Community Energy Storage dovrà, però, passare attraverso una normativa organica di regolamentazione del settore che tenga conto sia della necessità di promuovere la generazione da fonti rinnovabili che della necessità di adottare un approccio integrato che coinvolga non solo il vettore elettrico. Meccanismi di promozione delle aggregazioni che coinvolgono unità di produzione di tipo cogenerativo, ad esempio, consentirebbero effettivamente di perseguire nel medio-lungo periodo la nascita di Community energeticamente indipendenti, ovvero vere e proprie microreti locali in cui i soggetti partecipanti, produttori e/o consumatori, siano organizzati autonomamente per produrre e ottenere localmente elettricità e calore da fonti rinnovabili.

Si ritiene infine utile specificare che, attualmente, le normative che regolano le aggregazioni di tipo elettrico descritte nei precedenti paragrafi non contemplano indicazioni circa il vettore termico. Le forme di aggregazione connesse alla distribuzione dell'energia termica più vicine al concetto di "configurazione aggregata" sono probabilmente le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento (*infrastrutture di trasporto dell'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, realizzata prevalentemente su suolo pubblico, finalizzata a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria* - Decreto Legislativo n.102/14, Art. 2, lett. gg); pertanto, un ulteriore impulso alla nascita delle Community Energy Storage dovrà sicuramente derivare da una revisione, in ottica integrata, dell'attuale normativa di regolamentazione del settore energetico.

7 FOCUS RDM COMESTO

Il progetto ComESto, da capitolato tecnico, si pone l'obiettivo "[…] *di realizzare un sistema di accumulo distribuito relativo ad una comunità di utenti e gestito in forma aggregata, in cui sono coinvolti Producers e Consumers ed i cui impianti sono gestiti in tempo reale utilizzando programmi di Demand Response (DR) capaci di coordinarsi con i sistemi di generazione da FER e gli accumuli di producer che fanno parte dell'aggregazione[…]*" (p.6 Capitolato Tecnico ComESto), in Regioni Convergenza del Sud Italia, definite nel progetto RdM, individuate nello specifico in Calabria, Puglia e Campania.
A tal fine si è ritenuto utile esplicitare nel rapporto tecnico D1.2 – Analisi delle potenzialità di mercato italiano, europeo ed internazionale per le tecnologie destinate alla realizzazione dei sistemi di accumulo distribuito e di sistemi ibridi – una indagine specifica che contestualizzi anche il potenziale di mercato per le regioni del mezzogiorno d'Italia oggetto dell'indagine.
Seguendo lo schema utilizzato all'interno del rapporto tecnico si andrà a definire quali sono, o possono essere, i driver del mercato e quali invece gli eventuali ostacoli allo sviluppo dello stesso per le tecnologie in analisi.
Per l'ottenimento dei risultati, oltre all'utilizzo di dati secondari che hanno lo scopo di definire la diffusione reale delle tecnologie di generazione da fonti rinnovabili (in particolare nelle tre regioni prese in considerazione dal progetto ComESto) si è ricorsi alla somministrazione di un questionario multifunzionale (dunque con più obiettivi cognitivi), con metodologia CAWI[52], al fine di valutare sia il grado di conoscenza e propensione all'utilizzo dei sistemi di accumulo energetico previsti dal progetto, sia il grado di conoscenza delle comunità energetiche.
Sono stati somministrati 202 questionari[53] ad un campione non casuale e di convenienza di E/producer e di E/prosumer, quindi target già tendenzialmente sensibile al tema, in percentuale non omogenea a livello regionale.
I risultati devono considerarsi, dato il numero del campione rispetto all'universo di riferimento, del tutto esplorativi rispetto all'analisi. Cionondimeno restituiscono una fotografia più che efficace di quale sia la percezione, il grado di conoscenza e la propensione all'uso delle tecnologie e dei processi che sottendono il progetto ComESto.

7.1 Penetrazione delle rinnovabili nelle RdM

Secondo i dati del GSE (Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico 2018) [62] il numero degli impianti di generazione da fonte solare installati nelle regioni del mezzogiorno considerate dal progetto ComESto è in lenta, ma costante, crescita (anche se in percentuale più contenuta rispetto al 2017). Gli impianti di piccola taglia - ovvero con potenza inferiore ai 20 kW – sono i più numerosi, in linea con i dati nazionali. Rispetto alle RdM ComESto è la Puglia la regione più attiva nella diffusione delle rinnovabili sul proprio territorio, seguono rispettivamente Campania e Calabria (fig. 89).

[52] Per un approfondimento sull'approccio metodologico si veda il Capitolo 2 del rapporto.
[53] Le domande sono riportate integralmente nell'appendice al presente Rapporto.

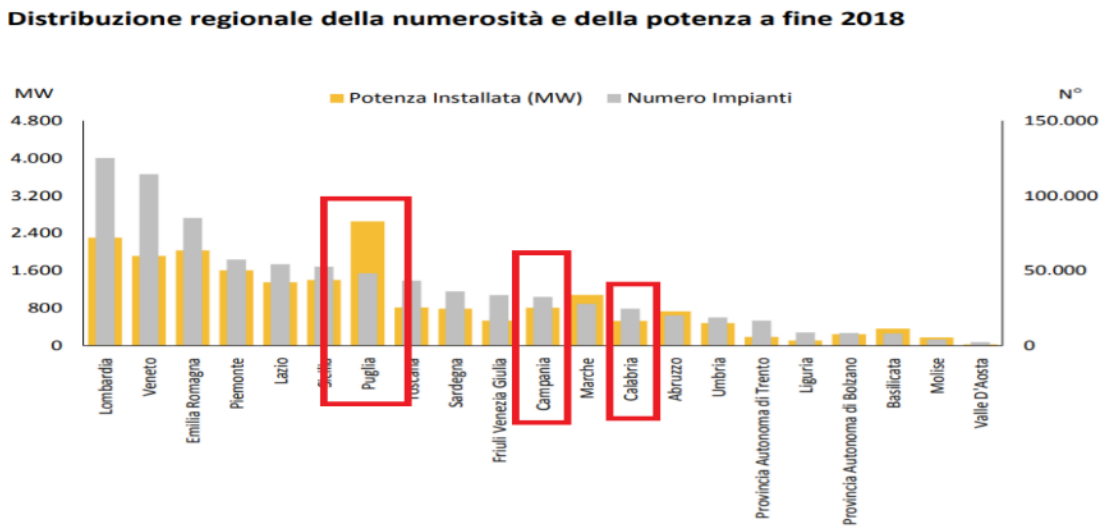


Figura 90: Distribuzione regionale della numerosità e della potenza impianti FV a fine 2018. Fonte GSE [62]

Dati di sintesi 2017 - 2018

Regione	2017			2018		
	Numero	Potenza (MW)	Produzione Lorda (GWh)	Numero	Potenza (MW)	Produzione Lorda (GWh)
Lombardia	116.644	2.227	2.317	125.250	2.303	2.252
Veneto	106.211	1.853	2.032	114.264	1.913	1.990
Emilia Romagna	79.835	1.983	2.351	85.156	2.031	2.187
Piemonte	54.204	1.572	1.812	57.362	1.605	1.695
Lazio	50.296	1.325	1.755	54.296	1.353	1.619
Sicilia	49.796	1.377	1.959	52.701	1.400	1.788
Puglia	46.253	2.632	3.781	48.366	2.652	3.438
Toscana	40.870	791	956	43.257	812	876
Sardegna	34.536	749	1.009	36.071	787	907
Friuli Venezia Giulia	32.012	521	562	33.648	532	562
Campania	30.401	784	940	32.504	805	878
Marche	26.539	1.071	1.376	27.752	1.081	1.237
Calabria	23.456	514	671	24.625	525	617
Abruzzo	19.092	723	938	20.138	732	857
Umbria	17.636	471	585	18.698	479	527
Provincia Autonoma di Trento	15.919	180	191	16.594	185	182
Liguria	8.171	103	111	8.783	108	106
Provincia Autonoma di Bolzano	8.160	241	263	8.353	244	252
Basilicata	7.826	366	505	8.087	364	445
Molise	3.913	176	237	4.041	174	214
Valle D'Aosta	2.244	23	26	2.355	24	25
ITALIA	**774.014**	**19.682**	**24.378**	**822.301**	**20.108**	**22.654**

Tabella 20: Dati di Sintesi 2017 - 2018. Fonte: GSE

Delle Regioni del Mezzogiorno oggetto di studio - Puglia, Calabria e Campania – si osserva che è la Puglia a detenere il primato (anche nazionale) in termini di potenza installata (2652 MW) con una taglia media degli impianti più elevata rispetto a Campania e Calabria – 54,8 kW contro i 24,8 kW della Campania e i 21,3 kW della Calabria. [62]

Taglia media per Regione nel 2018 (kW)					
Piemonte	28,0	Liguria	12,2	Molise	43,0
Valle d'Aosta	10,1	Emilia Romagna	23,8	Campania	24,8
Lombardia	18,4	Toscana	18,8	Puglia	54,8
Provincia Autonoma di Bolzano	29,2	Umbria	25,6	Basilicata	45,0
Provincia Autonoma di Trento	11,1	Marche	39,0	Calabria	21,3
Veneto	16,7	Lazio	24,9	Sicilia	26,6
Friuli Venezia Giulia	15,8	Abruzzo	36,3	Sardegna	21,8

Tabella 21: Taglia media impianti FV nel 2018 (MW). Fonte: GSE

La distribuzione regionale degli impianti FV, nonostante un aumento delle installazioni, è rimasta tendenzialmente invariata rispetto al 2017. Al Sud si registra il 28% delle installazioni. Nel dato regionale, riferito alle RdM ComESto, la Puglia primeggia con il 5,9% dell'installato, seguono la Campania con il 4% e la Calabria con il 3%. [62]

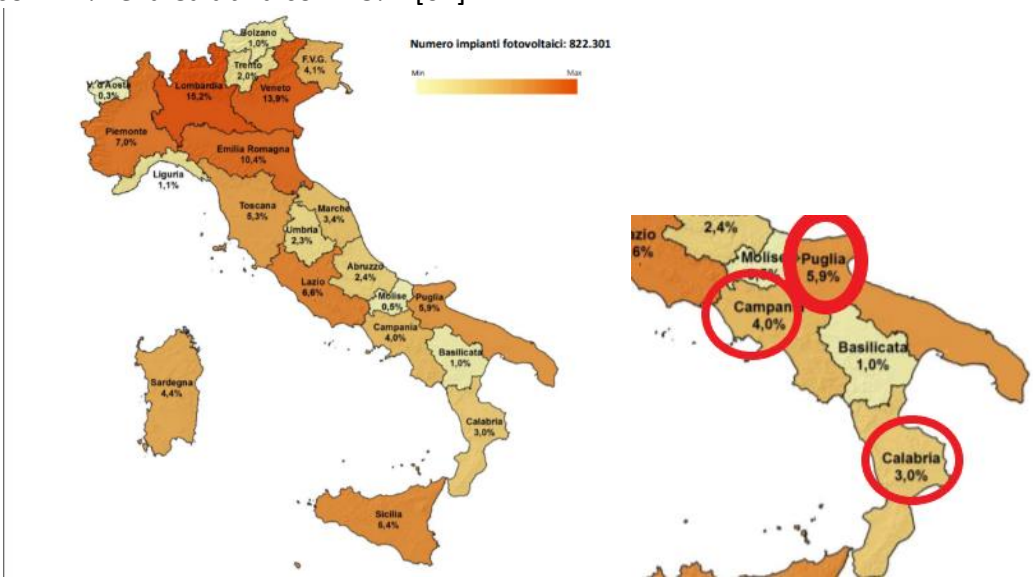


Figura 91: Distribuzione regionale numero impianti FV a fine 2018. Dati GSE, 2018

Dei 48.225 impianti FV entrati in esercizio nel 2018 il 4,4% si trova in Puglia, un altro 4,4% in Campania e il 2,4% in Calabria.

Distribuzione provinciale [62]

Secondo il GSE, la distribuzione provinciale degli impianti FV è rimasta sostanzialmente invariata, a livello nazionale, rispetto al 2017. Nelle RdM ComESto le province più attive risultano Lecce (1,9%) e

Bari (1,6%) per la Puglia, Napoli e Salerno (1,0%) per la Campania e la provincia di Cosenza (1,2%) per la Calabria[54].

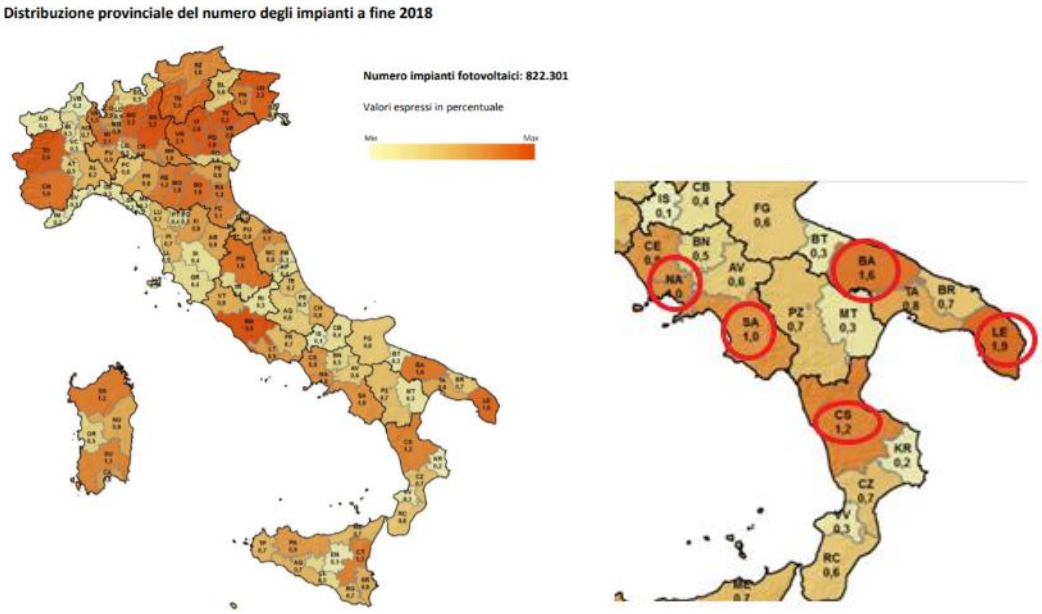


Figura 92: Distribuzione provinciale del numero degli impianti Fv a fine 2018. Fonte GSE

Per gli impianti entrati in esercizio nel 2018, 48.225 a livello nazionale, le province delle RdM maggiormente attive sono Bari – 1,6% del totale entrato in esercizio nel 2018 – per la Puglia, Napoli e Salerno, 1,2% ciascuna, per la Campania e la provincia di Cosenza, 0,9%, per la Calabria.

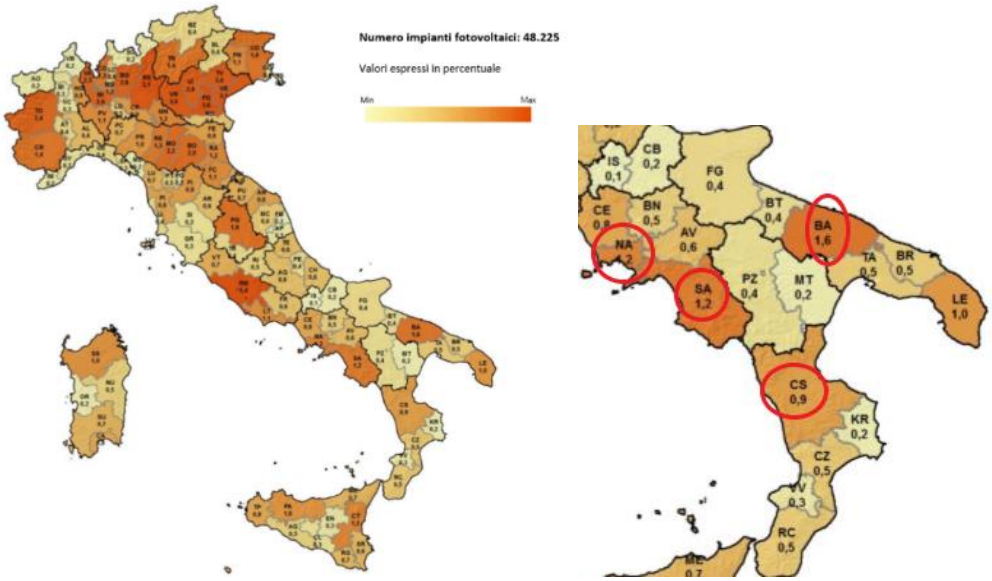


Figura 93: Distribuzione provinciale del numero degli impianti entrati in esercizio nel 2018. Fonte GSE

[54] Dove fanalino di coda è la provincia di Crotone con uno 0,2% del totale.

Distribuzione regionale e provinciale potenza installata a fine 2018

Su un totale nazionale di 20.108 MW, la Puglia è la regione che dà il maggiore contributo in termini di potenza installata nel 2018 con il 13,2% del totale nazionale. Per le RdM segue la Campania (4,0%) e la Calabria, con il 2,6% di potenza installata sul totale nazionale. A livello provinciale è Lecce la provincia pugliese a detenere il primato, anche nazionale, con il 3,5% del totale di potenza installata[55], segue Brindisi con il 2,5% e Bari con il 2,4%; in Campania le province più attive sono Caserta (1,3%) e Salerno (1,2%) e per la Calabria la provincia che dà il maggiore contributo è la provincia di Cosenza (Fig. 86).

Distribuzione regionale della potenza installata a fine 2018

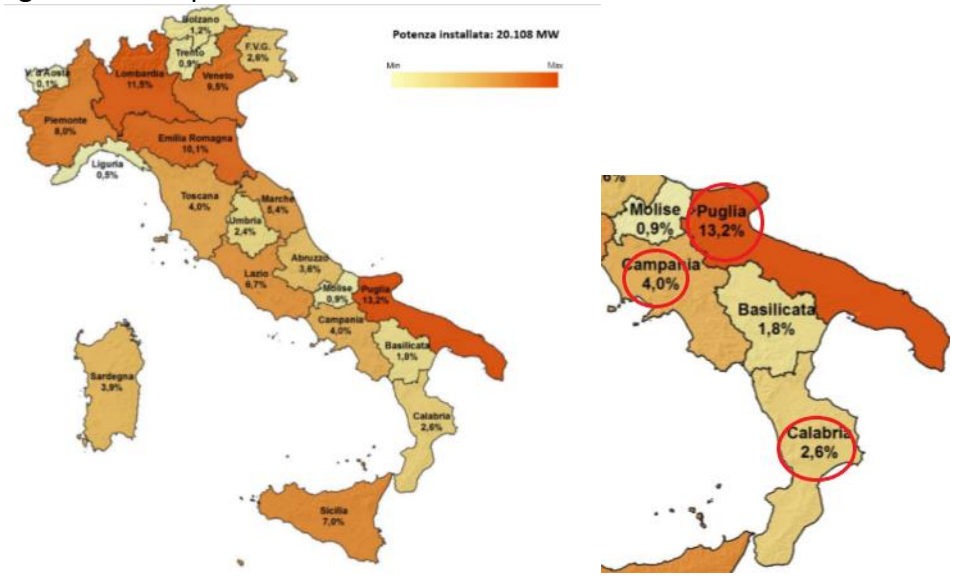


Figura 94: Distribuzione regionale della potenza installata a fine 2018. Fonte GSE

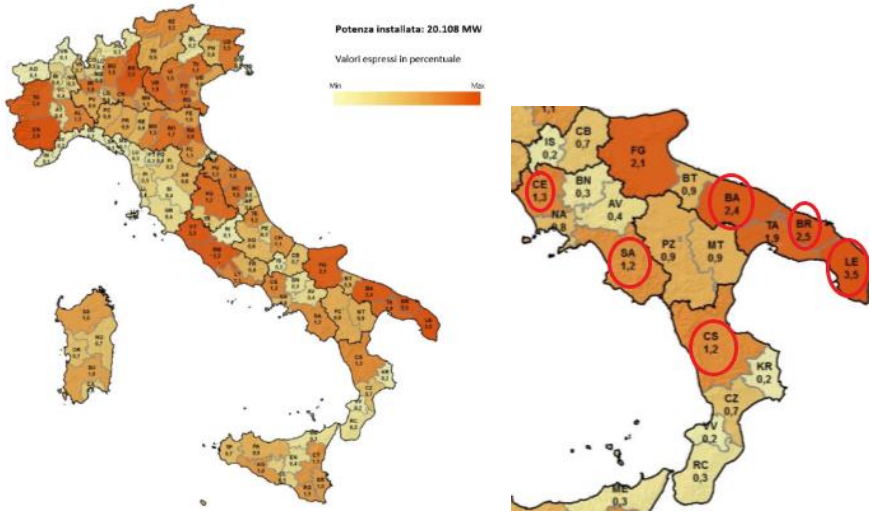


Figura 95: Potenza installata nel 2018, distribuzione provinciale. Fonte GSE

[55] Risulta, inoltre, essere la provincia italiana con la maggiore concentrazione di potenza fotovoltaica installata nel 2018.

Potenza entrata in esercizio nel 2018 [62]

Su 440 MW di potenza FV entrata in esercizio nel 2018 è la Puglia a mantenere il primato per le RdM con il 4,9% del totale della potenza entrata in esercizio a livello nazionale, seguono la Campania, 4,8% e la Calabria, 2,4%.

A livello provinciale, su un totale nazionale di 440 MW di potenza entrata in esercizio, sono Bari (1,7%) e Lecce (1,4%) le province maggiormente attive in Puglia; Salerno (1,6%) e Napoli (1,4%) in Campania; Cosenza (0,7%) e Reggio Calabria (0,6%) in Calabria[56].

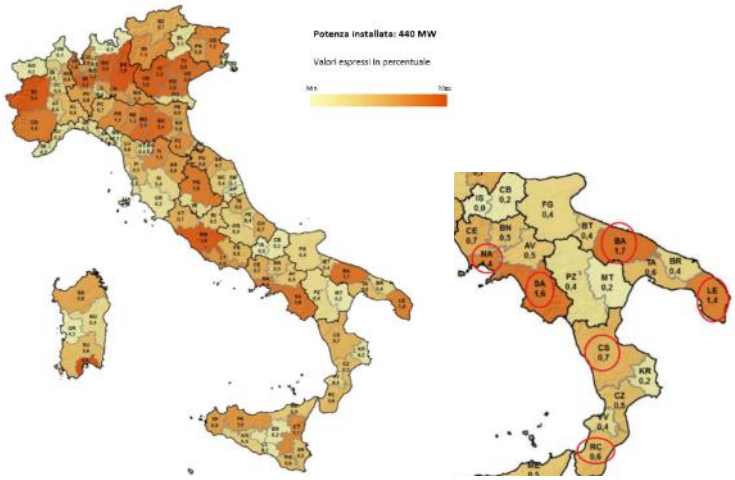


Figura 96: Distribuzione provinciale potenza entrata in esercizio nel 2018. GSE

2017				2018				% 18 / 17	
n°	%	MW	%	n°	%	MW	%	*Numerosità*	*Potenza*

[56] Seguono Catanzaro con lo 0,5% del totale nazionale della potenza entrata in esercizio per l'anno 2018, Vibo Valentia con lo 0,4% e Crotone con lo 0,2%.

Campania	**30.401**	**3,9**	**783,8**	**4,0**	**32.504**	**4,0**	**805**	**4,0**	***6,9***	***2,7***
Avellino	4.641	0,6	81,5	0,4	4.931	0,6	83,7	0,4	*6,2*	*2,7*
Benevento	3.701	0,5	62,7	0,3	3.950	0,5	65,0	0,3	*6,7*	*3,7*
Caserta	7.355	1,0	248,8	1,3	7.748	0,9	252,0	1,3	*5,3*	*1,3*
Napoli	7.377	1,0	157,3	0,8	7.952	1,0	163,3	0,8	*7,8*	*3,8*
Salerno	7.327	0,9	233,5	1,2	7.923	1,0	240,7	1,2	*8,1*	*3,1*
Puglia	**46.253**	**6,0**	**2.632,3**	**13,4**	**48.366**	**5,9**	**2.652**	**13,2**	***4,6***	***0,8***
Bari	12.485	1,6	483,9	2,5	13.245	1,6	491,4	2,4	*6,1*	*1,5*
Barletta-Andria-Trani	2.206	0,3	169,7	0,9	2.387	0,3	171,8	0,9	*8,2*	*1,3*
Brindisi	5.122	0,7	497,0	2,5	5.365	0,7	497,0	2,5	*4,7*	*0,0*
Foggia	4.921	0,6	422,7	2,1	5.109	0,6	424,3	2,1	*3,8*	*0,4*
Lecce	15.270	2,0	689,1	3,5	15.753	1,9	695,2	3,5	*3,2*	*0,9*
Taranto	6.249	0,8	369,9	1,9	6.507	0,8	372,4	1,9	*4,1*	*0,7*
Calabria	**23.456**	**3,0**	**514,4**	**2,6**	**24.625**	**3,0**	**525**	**2,6**	***5,0***	***2,0***
Catanzaro	5.172	0,7	133,5	0,7	5.440	0,7	135,9	0,7	*5,2*	*1,8*
Cosenza	9.367	1,2	243,8	1,2	9.787	1,2	246,7	1,2	*4,5*	*1,2*
Crotone	1.693	0,2	34,3	0,2	1.787	0,2	35,3	0,2	*5,6*	*3,0*
Reggio di Calabria	4.938	0,6	64,7	0,3	5.202	0,6	67,2	0,3	*5,3*	*3,9*
Vibo Valentia	2.286	0,3	38,2	0,2	2.409	0,3	39,8	0,2	*5,4*	*4,3*

Tabella 22: Numerosità e potenza, per provincia, impianti FV 2017-2018. Fonte: GSE

L'incremento della Potenza Installata (PI) nel 2018 ha portato il dato nazionale a raggiungere una densità di PI di 67kW/km^2. La concentrazione maggiore si evidenzia in Puglia, che mantiene saldo anche il primato nelle RdM, con 136 kW installati per km^2, contro i 59 kW per km^2 della Campania e i 34 kW/ km^2 della Calabria (fig. 89).

Densità della potenza installata a fine 2018 per regione (kW/km^2)

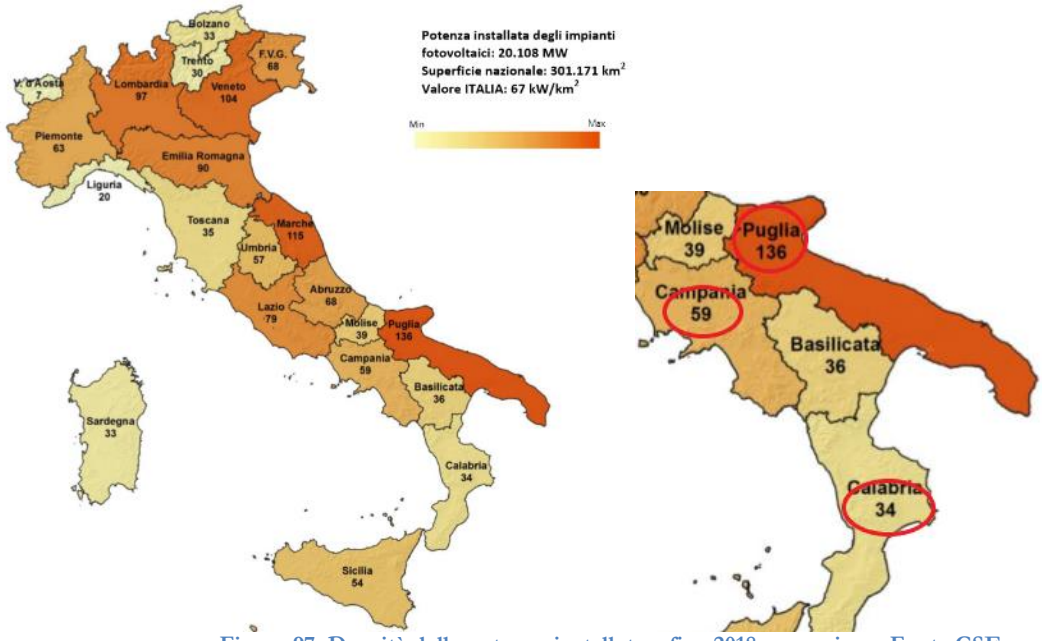


Figura 97: Densità della potenza installata a fine 2018 per regione. Fonte GSE

Anche il dato della potenza installata pro capite supera per la Puglia la media nazionale – 655 W/ab in Puglia[57],
Il dato della produzione per il 2018 conferma la Puglia come la Regione italiana con la maggiore produzione fotovoltaica a livello nazionale, 3.438 GWh – il 15,5% dei 22.654 GWh di produzione nazionale. La Campania si attesta al 3,9% e la Calabria al 2,7%, con rispettivamente 877,5 e 616,6 GWh. La provincia di Cosenza mantiene il suo primato rispetto alle altre province calabresi in termini di produzione – 1,3% rispetto allo 0,7% della provincia di Catanzaro, lo 0,2 delle province di Crotone e Vibo Valentia e lo 0,3 della città metropolitana di Reggio Calabria. Per la Puglia le province di Lecce si attesta al 3,9%, Brindisi al 3%, Bari al 2,7%, Foggia al 2,4%, Taranto al 2% e Barletta-Andria-Trani allo 0,9%. Per la Campania spiccano, rispettivamente con una quota dell'1,2%, le province di Salerno e Caserta.

	Produzione GWh		Quote %		Var %
	2017	2018	2017	2018	2018/2017
Campania	**939,6**	**877,5**	**3,9**	**3,6**	**-6,6**
Avellino	98,7	90,2	0,4	0,4	-8,6
Benevento	74,2	70,1	0,3	0,3	-5,5
Caserta	293,1	278,6	1,2	1,1	-4,9
Napoli	183,7	174,9	0,8	0,7	-4,8
Salerno	289,9	263,7	1,2	1,1	-9,1
Puglia	**3.781,0**	**3.438,2**	**15,5**	**14,1**	**-9,1**
Bari	670,1	616,9	2,7	2,5	-7,9
Barletta-Andria-Trani	238,0	221,9	1,0	0,9	-6,8
Brindisi	755,1	676,8	3,1	2,8	-10,4
Foggia	585,8	552,4	2,4	2,3	-5,7
Lecce	1.001,9	893,1	4,1	3,7	-10,9
Taranto	530,1	477,2	2,2	2,0	-10,0
Calabria	**671,2**	**616,6**	**2,8**	**2,5**	**-8,1**
Catanzaro	176,3	161,8	0,7	0,7	-8,2
Cosenza	317,2	292,8	1,3	1,2	-7,7
Crotone	45,5	42,5	0,2	0,2	-6,6
Reggio di Calabria	83,0	77,0	0,3	0,3	-7,2
Vibo Valentia	49,1	42,4	0,2	0,2	-13,7

Tabella 23: Produzione per provincia nelle RdM ComESto degli impianti FV nel 2017 e 2018. Fonte.GSE

Dati per settore di attività

Si osserva a livello nazionale la diffusione crescente di impianti domestici di piccola taglia, principalmente tra i 3 e i 20 KW, seguiti da impianti con potenza fino a 3 KW. Nel settore industriale, invece, si registra la crescente diffusione di impianti con potenza compresa tra i 200 KW e 1 MW [62].

[57] 268 W/ab in Calabria e 138 W/ab in Campania.

Settore domestico (Unità residenziali)- Dati Nazionali (GSE)	
Impianti	670.124
Potenza	3.206 MW
Produzione Lorda	3.403 GWh
Autoconsumo	1060 GWh

Settore Domestico dati RdM (GSE)			
	Puglia	**Campania**	**Calabria**
Numerosità impianti	38.117	25.816	19.509
Potenza	196 MW	134 MW	111 MW
Produzione lorda	229 GWh	144 GWh	128 GWh
Autoconsumo	31%	32%	27%

Settore Terziario[58] - Dati Nazionali (GSE)	
Impianti	90.197
Potenza	4.501 MW
Produzione Lorda	4754 GWh
Autoconsumo	1371 GWh

Settore Terziario dati RdM (GSE)			
	Puglia	**Campania**	**Calabria**
Numerosità impianti	5.521	4.773	3.577
Potenza	282 MW	239 MW	136 MW
Produzione lorda	334 GWh	256 GWh	155 GWh
Autoconsumo	44%	52%	41%

Settore Agricolo[59] - Dati Nazionali (GSE)	
Impianti	28.524
Potenza	2.588 MW
Produzione Lorda	2929 GWh
Autoconsumo	466 GWh

Settore Agricolo - dati RdM (GSE)			
	Puglia	**Campania**	**Calabria**
Numerosità impianti	1377	699	727
Potenza	136 MW	49 MW	77 MW
Produzione lorda	168 GWh	52 GWh	93 GWh
Autoconsumo	35%	35%	41%

[58] Comprende: servizi, commercio, strutture alberghiere o ricreative, pubbliche amministrazioni, enti no profit, associazioni culturali.
[59] Aziende agricole e allevamento.

Settore Industriale[60]- Dati Nazionali (GSE)	
Impianti	33.456
Potenza	9812 MW
Produzione Lorda	11.567 GWh
Autoconsumo	2239 GWh

Settore Industriale - dati RdM (GSE)			
	Puglia	**Campania**	**Calabria**
Numerosità impianti	3341	1216	812
Potenza	2039 MW	383 MW	201 MW
Produzione lorda	2708 GWh	426 GWh	240 GWh
Autoconsumo	28%	50%	28%

Autoconsumi in Italia 2018

In Italia, nel 2018, gli autoconsumi[61] risultano pari a 5137 GWh – ovvero, il 22,7% della produzione complessiva degli impianti FV e il 38% della produzione dei soli impianti che autoconsumano[62].
Le percentuali più alte di autoconsumo sono associate agli impianti di taglia medio-piccola (da 20 a 200 kW) [62].
Nelle regioni del meridione d'Italia prese in considerazione dal progetto ComESto, secondo il GSE, la Puglia ha una percentuale di autoconsumo pari al 31% del totale nazionale (509,6 GWh), la Calabria al 33% (262,6 GWh) e la Campania al 45% (131,1 GWh)[63].

[60] Insediamenti produttivi comprese le attività di produzione di energia.
[61] Per autoconsumo si intende l'energia prodotta che non viene immessa nella rete di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica perché consumata direttamente nel luogo di produzione (differenza tra produzione netta e produzione immessa in rete).
[62] I valori sono in crescita rispetto al 2017.
[63] Questo aspetto verrà approfondito nel D1.1 del progetto ComESto.

7.2 Potenzialità (elaborazione dati questionario)

Per esplorare le potenzialità di mercato delle tecnologie sottese al progetto ComESto, ovvero i sistemi di accumulo energetico, e del processo di costruzione di una Comunità Energetica dotata di sistemi di accumulo (Community Energy Storage) anche nelle regioni del mezzogiorno d'Italia considerate dal progetto, sono stati somministrati ad un campione, non casuale e di convenienza, di E-Prosumer ed E-Producer da parte di Evolvere e TIM (aziende partner del progetto ComESto), 202 questionari.

Sebbene l'idea fosse di operare una indagine esplorativa su un campione di 150 prosumer/producer facenti parte della "comunità" di Evolvere, azienda partner del progetto. Il campione prevedeva, a partire dal "parco clienti" della società nelle 3 regioni, la somministrazione di 20 questionari in Calabria, e 65 questionari rispettivamente in Puglia e Campania.

Su 211 questionari pervenuti tra il 5 luglio ed il 15 agosto 2019, i questionari "utili", quindi al netto di identificativi di prova e completi, sono risultati 202, con una distribuzione per regione disomogenea. Sebbene in tutte e tre le regioni si sia superato il numero minimo di questionari richiesti, la regione che meglio ha risposto è stata la Campania.

Questionari somministrati per RdM		
Puglia	67	33%
Campania	81	40%
Calabria	54	27%

Figura 98: Campione per regione. ns elaborazione in tabella e grafico

Il questionario, suddiviso in tre sezioni e 39 domande, ha l'obiettivo di rispondere a differenti quesiti posti all'interno del progetto ComESto. La prima sezione, contenente i dati socio-anagrafici, ha la finalità di definire quantitativamente la distribuzione socio anagrafica e geografica degli intervistati e le loro abitudini di "consumo informativo". Tralasciando alcuni dati, utili poi per il rapporto tecnico afferente all'azione realizzativa 1.1_OR1 di ComESto, ci è utile definire quali siano le aree geografiche maggiormente interessate al fenomeno di diffusione del fotovoltaico domestico (in questo caso), tenendo ben presente che dato il numero del campione rispetto all'universo di riferimento permette una elaborazione dei dati di tipo semplicemente esplorativo.

Le aree geografiche individuate (con la finalità di capire la distribuzione, in questo caso approssimativa) si muovevano dal centro urbano alle aree rurali. Il 44,6% del campione intervistato dichiara di vivere in

una **periferia urbana**, il 21,8% in un **centro urbano** e solo il 9,9% del campione dichiara di vivere in **area rurale**.

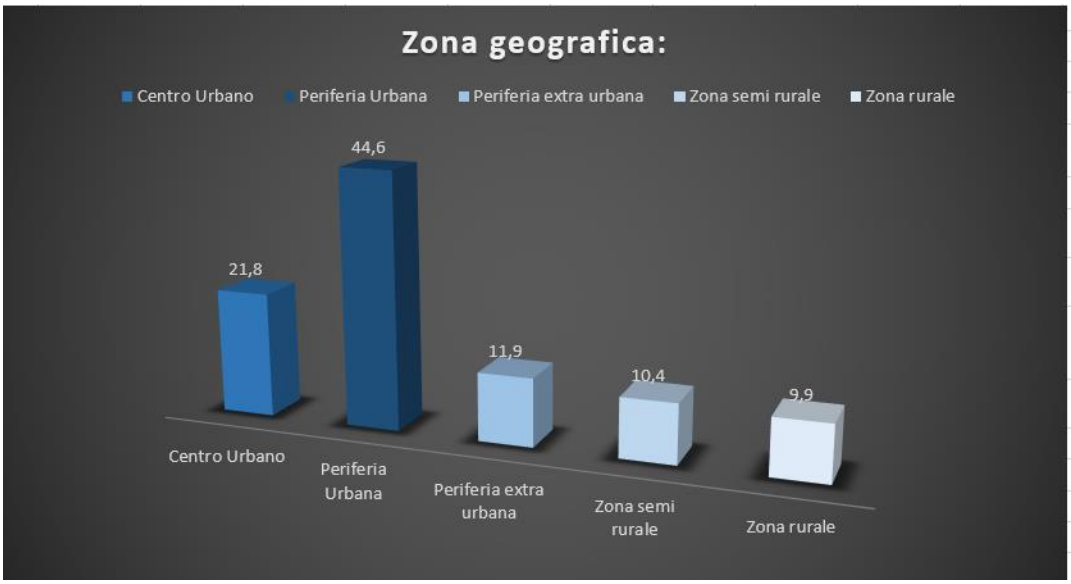


Figura 99: Zone geografiche rilevate nel campione. ns elaborazione

Il dato rispecchia, nonostante il numero risicato, una importante presenza di territori in cui gli spazi utilizzabili per l'impianto di tecnologie di generazione da FER sono maggiori. Il 72,8% del campione intervistato dichiara di possedere un impianto fotovoltaico, contro il 20,3% che utilizza un impianto di solare termico, nulla è la presenza del mini eolico.

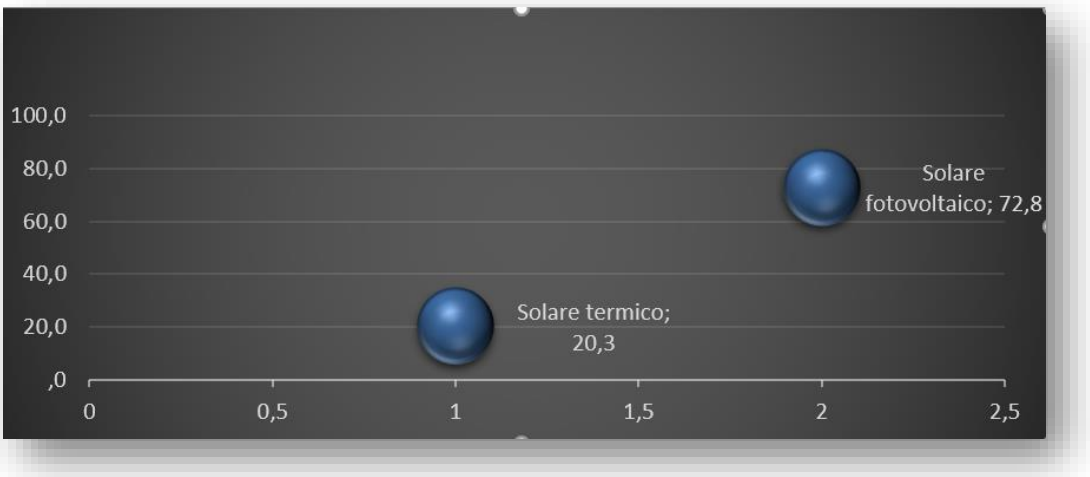


Figura 100: Tipo impianto di generazione da FER dichiarato. ns elaborazione

Il 57% del campione interpellato utilizza l'impianto sia per autoconsumo che per immissione in rete, il 32% per il solo autoconsumo e l'11% immette totalmente in rete l'energia elettrica prodotta.

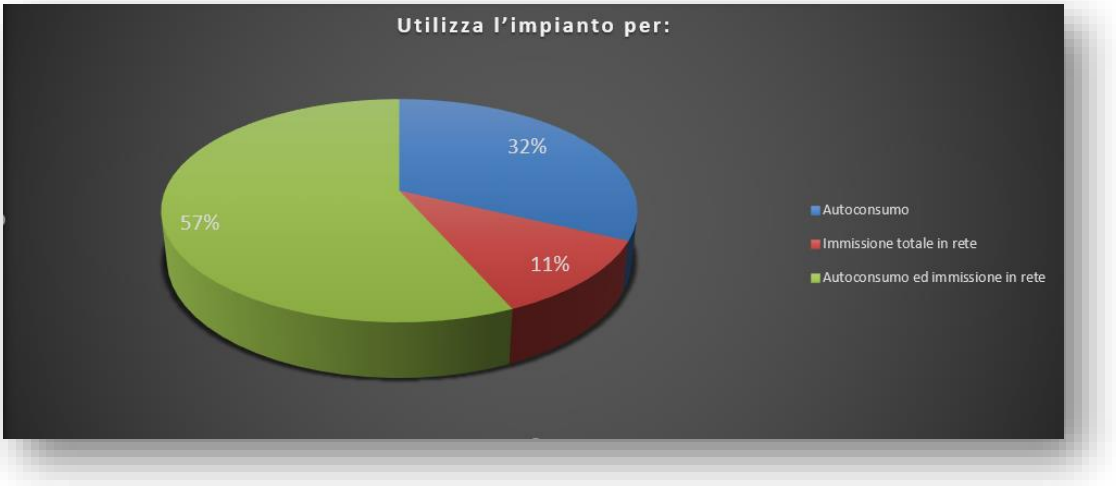


Figura 101: Utilizzo impianto. ns elaborazione

È la capacità delle aziende di proporre soluzioni interessanti e personalizzate che ha spinto il 40% del nostro campione a dotarsi di un impianto da fonte rinnovabile; la sostenibilità e la vocazione ambientale delle tecnologie di generazione elettrica in oggetto è la variabile che ha convinto il 17%; solo il 13% definisce la possibilità di essere "energeticamente autonomi" come una spinta; il 12% lo considera un buon investimento economico; la possibilità di occupare una superficie libera ed inutilizzata è stata individuata dal 5%.

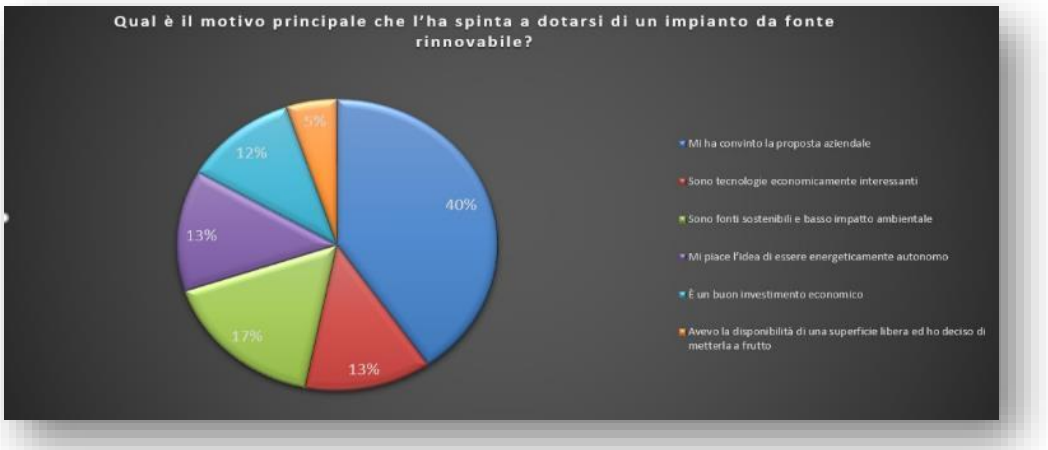


Figura 102: Motivi installazione impianto FER. ns elaborazione

Il prezzo competitivo degli impianti è per il 44,6% dei nostri intervistati uno dei fattori fondamentali per la diffusione della generazione elettrica da fonti rinnovabili su scala domestica. Per il 34,7% sono le politiche di incentivazione a fare la differenza; il 30,7% ritiene fondamentale la certezza di un risparmio

immediato in bolletta, l'11,9% guarda al beneficio sull'ambiente come variabile fondamentale, in questo caso, solo il 7,9 ritiene importante il ruolo delle proposte aziendali.

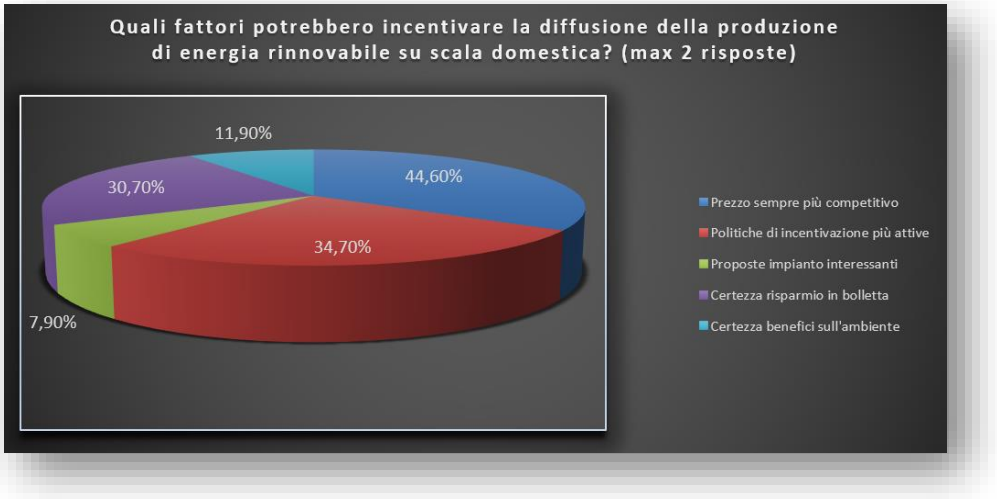


Figura 103: Domanda d'opinione sulle potenzialità di diffusione delle FER su scala domestica. ns elaborazione

Il 31% del campione dichiara di possedere un sistema di accumulo energetico, batterie al litio è la modalità con maggiore frequenza.

Figura 104: Diffusione dei SAE nel campione. Ns elaborazione

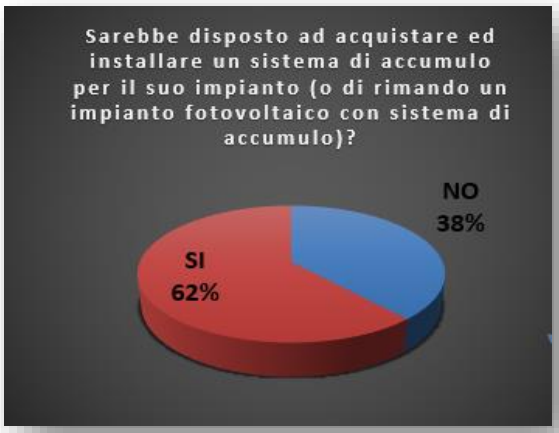


Figura 105: Diffusione SAE nel Campione. Ns Elaborazione dati CATI

Il 62% del nostro campione dichiara la sua "disponibilità" ad installare un sistema di accumulo energetico qualora si ottenessero consistenti risparmi in bolletta (56,9%) e/o ci fossero forme di incentivazione interessanti (29,2%). Il 23,6%guarda alla maturità delle tecnologie come discriminante per la scelta dell'uso e solo il 6,9% all'accessibilità del prezzo.

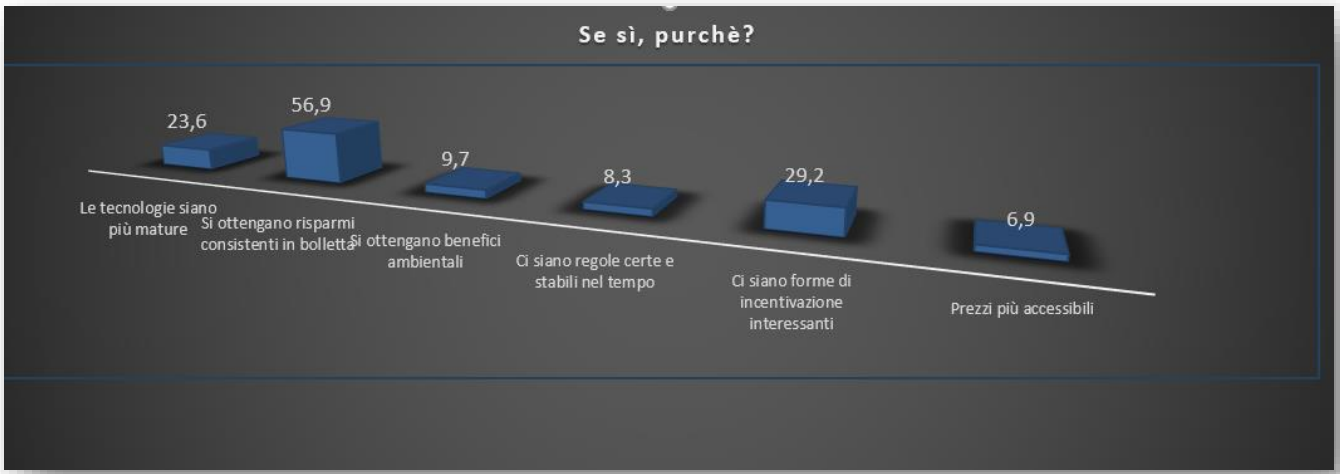


Figura 106: Potenzialità. Ns elaborazione su dati CATI

Tra i sistemi di accumulo proposti sono le Batterie al Litio a convincere il 59% del campione (fig.106).

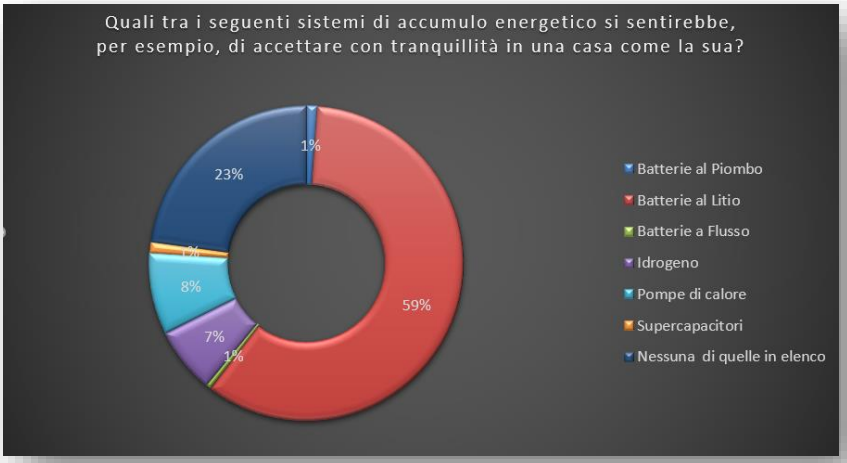


Figura 107: Propensione all'uso dei SAE per tipologia prevista da ComESto. Ns elaborazione su dati CATI

Uno degli obiettivi di ComESto è indagare la possibilità di far nascere in tre regioni del Sud Italia ad obiettivo convergenza delle Comunità Energetiche dotate di sistemi di accumulo attraverso una aggregazione di utenti, consumatori e prosumer energetici. Proprio per questo l'ultima sezione del questionario multiscopo che abbiamo somministrato è stata dedicata alle comunità energetiche, fenomeno già conosciuto all'estero ma ancora allo "statu nascenti" in Italia[64], per testare il grado di conoscenza di questo "fenomeno in fieri" nelle 3 regioni del meridione prese in considerazione dal progetto.
138 intervistati su 202 – pari al 69% del campione – dichiara di non averne nessuna conoscenza e solo il 6% dichiara di conoscerle (fig.107).

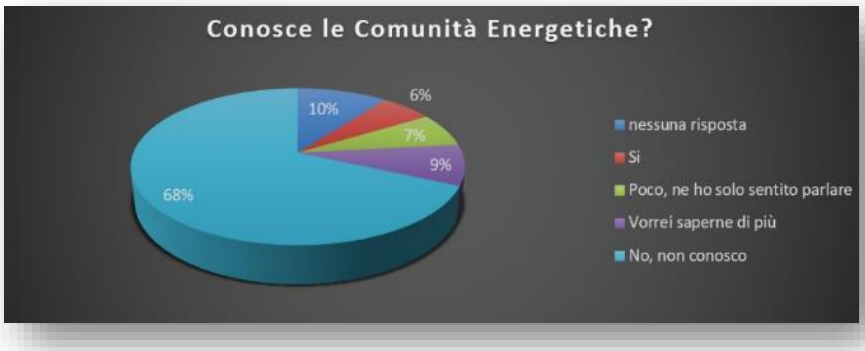


Figura 108: Comunità Energetiche, grado di conoscenza nel campione. ns elaborazione

[64] Basti pensare che è solo di qualche mese fa la proposta di dare alle comunità energetiche dignità legislativa.

Più della metà del campione, però, - se si cumulano tre risposte centrali - dichiara interesse sul fenomeno e vorrebbe avere maggiori informazioni.

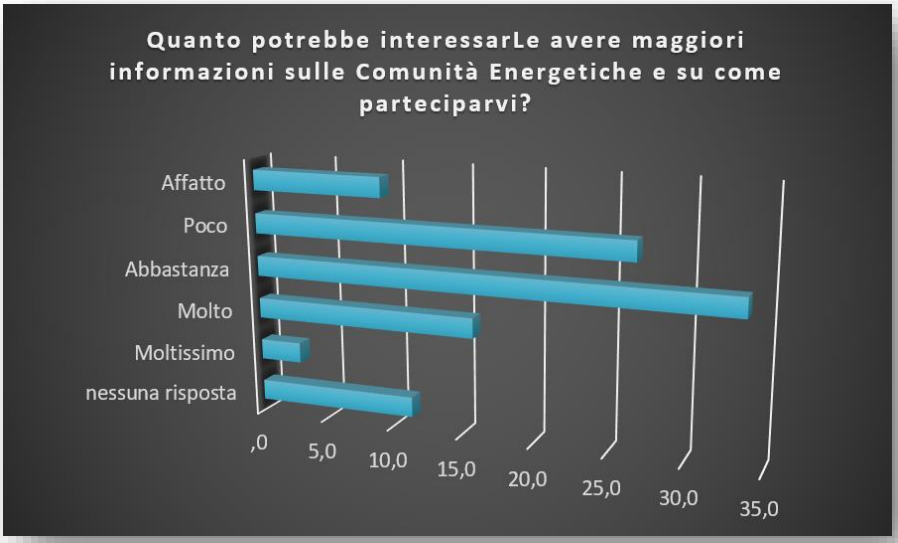


Figura 109: Interesse nella diffusione di informazioni sulle Comunità Energetiche. ns elaborazione

Alla domanda sui possibili vantaggi che possono derivare dal partecipare ad una Comunità Energetica, il 44% guarda alla possibilità di avere dei risparmi immediati in bolletta, e dunque ad una riduzione "immediata" dei costi dell'energia, come discriminante; il 25% identifica nella certezza di avere fonti pulite e locali un vantaggio possibile; il 24% guarda ai possibili benefici ambientali e sociali.

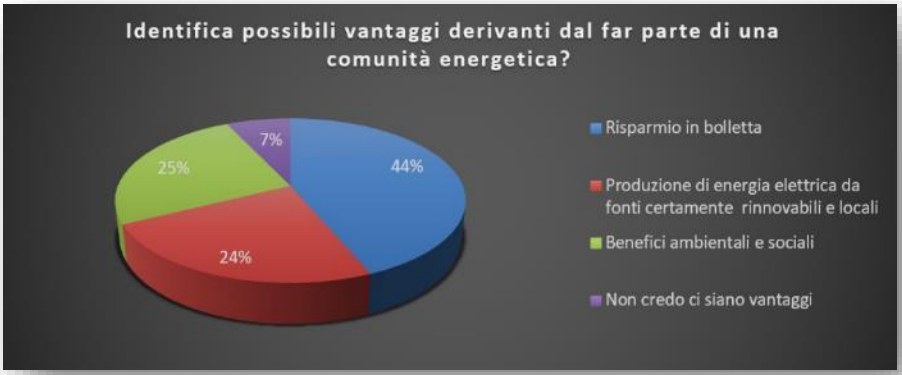


Figura 110: Percezione del campione sui possibili vantaggi delle Comunità Energetiche. ns elaborazione

Dall'elaborazione, per quanto esplorativa, emergono due dati particolarmente interessanti: da un lato l'interesse per i sistemi di accumulo energetico e dall'altro una mancata conoscenza del fenomeno delle

Comunità Energetiche – oggetti principali del progetto – e un tendenziale interesse a conoscerne di più in vista di un potenziale beneficio in termini di riduzione dei costi energetici.

8 NOTE CONCLUSIVE

Gli accordi di Parigi e le strategie energetiche comunitarie e nazionali a livello globale puntano a limitare l'innalzamento della temperatura globale al di sotto dei 2° centigradi rispetto ai livelli del periodo preindustriale. L'ambizioso obiettivo implica necessariamente un aumento sostanziale della quota di rinnovabili sulla generazione di energia elettrica. L'obiettivo, infatti, è il passaggio dal 15% del 2015 al 65% entro il 2050. Se da un lato il vento ed il sole possono giocare un ruolo importante, dall'altro è ormai chiaro che i sistemi di accumulo energetico nel prossimo futuro rappresenteranno la chiave di volta per il raggiungimento dell'obiettivo e per creare un sistema energetico sicuro e resiliente.
L'analisi sopra esposta mostra con chiarezza che il mercato del FV a livello domestico è in espansione e l'interesse del mercato per i sistemi di accumulo energetico[65], anche se con livelli di crescita variabili dovuti soprattutto al grado di maturità delle tecnologie, è previsto in crescita.

Le batterie litio-ioni sono le tecnologie che mostrano la crescita più imponente. Queste, infatti, non solo hanno raggiunto gradi di sviluppo piuttosto interessanti, ma rappresentano, forse, i sistemi di accumulo maggiormente "familiari" e con costi tendenzialmente più accessibili.
Il costo delle batterie Li-ion è passato, in meno di 20 anni, dai circa 3000 dollari americani/kWh del 1990 ai meno dei 200 dollari/kWh del 2016 – secondo l'**IC Energy Report** della *Smart Power National Commission* – innescando importanti economie di scala. Tanto che secondo l'IRENA entro il 2030 ci si aspetta un ulteriore decremento tra il 54 e il 61% dei costi rispetto all'anno di riferimento (IRENA).
Il costo decrescente e il continuo sviluppo delle tecnologie, con una vita stimata delle batterie in miglioramento e il numero dei possibili cicli di carica stimati con una crescita che potrà arrivare al 90% entro il 2030, spinge verso uno scenario che prevede, per le batterie Li-ion – una previsione di crescita tra i 100 e i 167GWh nel 2030, contro gli 11GWh del 2017 [33] (IRENA, op. cit.).
Situazione analoga, ma con livelli di crescita differenziati, anche e soprattutto perché le tecnologie sono ancora in piena fase di ricerca e sviluppo e dunque ancora non pienamente stabilizzate, si osserva per gli altri sistemi di accumulo previsti per il progetto ComESto. Batterie a flusso e supercapacitori, idrogeno e celle a combustibile, accumulo termico, biodiesel e impianti di micro cogenerazione. Interessanti sono le prospettive dell'automotive elettrico, anche se il sistema V2G è ancora in fase sperimentale.
Un discorso a parte va fatto peri sistemi di pompaggio idroelettrico che ad oggi rappresentano i sistemi di accumulo maggiormente diffusi – coprono, infatti, il 96% della capacità di storage installata - che devono fare i conti con la scarsità di siti utili, costi iniziali alti e un impatto ambientale importante, che guidano verso una previsione che vede un calo di mercato che va dall'attuale 96% ad un 45/51% al 2030 (IRENA), scenario di mercato che, però, non tiene conto del potenziale, ancora non del tutto espresso, dei sistemi micro e pico idro e soprattutto – ed è il caso preso in considerazione da ComESto - della possibilità di sfruttare i **sistemi idrici integrati** comunali e gli **accumuli idrici** diffusi **a livello residenziale**.
L'obiettivo di ComESto guarda allo storage distribuito, anche grazie alla potenzialità di controllo sulla singola utenza definita dalla nanoGrid, come "passaggio obbligato" per un processo di transizione

[65] Previsti dal progetto.

energetica in cui la diffusione massiccia delle FER e la sicurezza dell'intero sistema energetico viaggiano sullo stesso binario.
Si punta alla creazione di Comunità Energetiche dotate di sistemi di Storage, in un'ottica *short chain* – energia elettrica prodotta e consumata preferibilmente in loco -, attraverso forme di "aggregazione" di utenti/produttori e l'utilizzo di smart grid (nel caso specifico attraverso lo sviluppo della nanoGrid definita a livello di singola utenza) in ambiente Power Cloud (ovvero la gestione in remoto ed in tempo reale dei flussi di domanda ed offerta di energia elettrica).
Il rapporto per questi motivi ha analizzato anche le potenzialità di mercato delle smart grid e delle cosiddette Energy Cloud (intese come tecnologie abilitanti il processo) osservandone l'interessante prospettiva di crescita, con il mercato mondiale delle micro grid che passerà dai 162 milioni di dollari del 2015 ad uno scenario di 1.4 miliardi di dollari entro il 2024 (Global Opportunity Report 2017, op cit) [66] e il mercato globale delle *Energy Cloud* che in un anno – dal 2017 al 2018 – ha avuto un incremento del 46% - passando dai 55 miliardi di dollari del 2017 ad un mercato che vale 80 miliardi di dollari nel 2018.
Seppur ancora in fase di "sperimentazione" ed in forma di progetti pilota (sono 197 i progetti a livello globale) appare imponente l'interesse per le cosiddette Unità Virtuali che aprendosi all'utenza privata in forma di aggregato potrebbero definire i contorni e le possibilità di crescita per le Comunità Energetiche anche dotate di SAE e con un forte potenziale in termini di accumulo energetico distribuito.

Ciò che bisogna, però, in questa sede rilevare è il ruolo chiave che giocano la revisione in un'ottica integrata dell'attuale normativa di regolamentazione del settore energetico e le possibili forme di incentivazione e sostegno alla diffusione delle tecnologie in analisi e del processo di innovazione ad esse sotteso.

A fronte di un quadro regolatorio nazionale in divenire, infatti, - si veda il capitolo 5 del presente rapporto – le regioni sono chiamate a definire le politiche strategiche del possibile cambiamento. Un cambiamento che allo stato delle cose è particolarmente difficile se non si supera il gap normativo che esiste ed è evidente nelle tre regioni prese come riferimento progettuale. La Puglia è la regione che ha una tradizione normativa regionale centrata sulla diffusione delle fonti energetiche rinnovabili con crescenti margini di miglioramento; la Calabria dal lato opposto manca quasi totalmente di un piano energetico regionale, l'ultima bozza risale a circa 10 anni fa.

Dalla nostra Survey si evidenzia un discreto interesse da parte dei prosumer/producer di energia coinvolti, con ampi margini di miglioramento – soprattutto in termini di "conoscenza e delle tecnologie e delle possibili implicazioni socio-ambientali - che dipenderanno da come si vorranno interpretare le linee regolatorie strategiche nazionali e regionali.

9 APPENDICE: DOMANDE QUESTIONARIO PROPENSIONE ALL'USO DEI SISTEMI DI ACCUMULO ENERGETICO E FONTI RINNOVABILI

9.1 Executive summary

Le Comunità Energetiche, e ancora di più le Comunità energetiche dotate di sistemi di accumulo di energia, vengono guardate oggi come alla risposta possibile alla transizione da un sistema energetico basato sulle fonti fossili di energia ad un sistema energetico "tutto" rinnovabile.
Il progetto ComESto, **Com**munity **E**nergy **Sto**rage, Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell'Energia in Power Cloud - Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR - ARS01_01259 - è un progetto industriale ad elevato TRL (livello di maturità tecnologica) – tra 6 e 7, ovvero già attivo in ambiente operativo – che ha la finalità di sviluppare tecnologie, sistemi e processi di accumulo energetico diffusi a partire dallo sviluppo della Nanogrid (*sistema ibrido di alimentazione elettrica capace di gestire diverse tipologie di generazione e di sistemi di accumulo*) applicate alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, (per definizione non programmabili) e sperimentando differenti sistemi di accumulo energetico (Energy Storage) (con tecnologie già ampiamente testate nei laboratori dell'UNICAL) sia di tipo "**convenzionale**" - elettrochimico (batterie) ed elettrostatico (supercapacitori) - che di tipo "**non convenzionale**" - Idrogeno e celle a combustibile, Accumulo Biodiesel, Accumulo idrico, Accumulo Termico - senza trascurare la dimensione del *Vehicle to Grid* (V2G) – laddove si gioca la doppia sfida della diffusione dell'auto elettrica e della possibilità di trasformare l'auto in un sistema di accumulo all'occorrenza, sia per esigenze di rete sia per esigenze domestiche (Vehicle to Home [V2H]).
Le azioni principali del progetto riguardano la pianificazione delle reti, innanzitutto quelle di distribuzione, e tutto quello che può riferirsi al continuo inseguimento dell'equilibrio tra generazione e carico, al fine di "*Garantire* – si legge nel progetto- *che i sistemi elettrici abbiano i richiesti standard di affidabilità (che è elevatissimo) e che dipende dai livelli di adeguatezza, sicurezza e resilienza che si riescono a conseguire*" – in linea con le principali strategie energetiche e priorità settoriali definite a livello europeo e nazionali, che esplicitamente parlano di un avvicinamento dell'utente finale ai mercati dell'energia all'ingrosso ed al dettaglio (consumo elettrico responsabile).

L'obiettivo del progetto è la realizzazione di un sistema di accumulo distribuito per una comunità di utenti (una **Community Energy Storage**) gestita in forma aggregata.
Per raggiungere l'ambizioso obiettivo di definire un processo sostenibile sotto ogni punto di vista (ambientale, sociale, economico ed energetico) è necessaria, però, la cooperazione ed il coinvolgimento degli utenti che non solo devono essere "propensi" a partecipare attivamente al processo, ma devono essere disposti a concedere all'aggregatore la facoltà di intervenire nella gestione della generazione e dell'accumulo energetico in un'ottica di *Energy Sharing*.

Il questionario strutturato che qui si presenta è stato studiato per rispondere alla doppia esigenza di capire da un lato il grado di conoscenza delle tecnologie (abilitanti ed abilitate) sottese all'obiettivo del progetto (ovvero FER e sistemi di accumulo), dall'altro di definire la **propensione** all'uso dei SAE (Sistemi

di Accumulo Energetico) di un target già sensibile (gli Energy Prosumer) al fine di avanzare una indagine esplorativa delle potenzialità di mercato dei SAE e della possibilità concreta di avviare un processo di costruzione di comunità energetiche con accumulo nelle regioni del meridione d'Italia previste come contesto territoriale in ComESto (Calabria, Puglia e Campania).

La natura "multiscopo" dello strumento di indagine ha il fine di rispondere all'obiettivo cognitivo di diversi Obiettivi Realizzativi (OR) di ComESto, in particolare l'A1.1 (accettabilità sociale della tecnologia) e A1.2 (analisi delle potenzialità di mercato) della OR1[66] e OR9 Piano di Comunicazione.

39 domande in 3 sezioni che spaziano dalle informazioni generali alla propensione alla partecipazione a dinamiche collettive ed all'utilizzo delle tecnologie di produzione ed accumulo energetico.

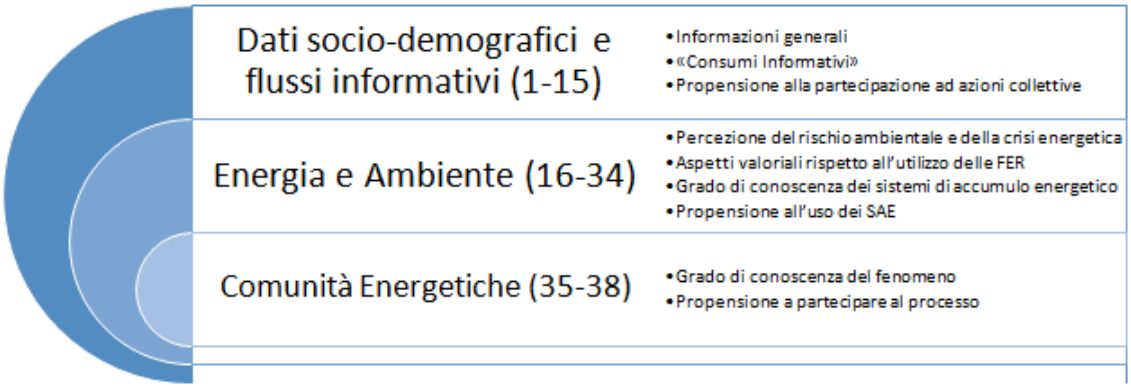


Figura 111: Schema questionario

9.2 Metodo di campionamento e sezioni del questionario

Partendo dall'ipotesi che per una diffusione capillare di tecnologie "nuove", potenzialmente in grado di innescare un processo di innovazione anche sociale, è necessaria una azione di comunicazione forte che dia un input affinché si passi dall'essere consumatori passivi di energia a cittadini attivi e consapevoli, così come auspicato sia dall'Unione Europea – EUS, SET Plan, Clean Energy Package – sia a livello nazionale – SEN, PNR 2015-2010, SNSI, S3 – la survey è stata studiata al fine di indagare il grado di conoscenza e di consapevolezza che il campione selezionato ha in merito alle tecnologie in studio e l'eventuale propensione a partecipare al processo di "innovazione socio-tecnica" che guida l'idea progettuale di ComESto.
La **prima sezione** (domande da 1 a 15) oltre ai dati socio-demografici definisce una batteria di domande che ha lo scopo di indagare da un punto di vista quantitativo innanzitutto quali sono i mezzi principali che si utilizzano per reperire le informazioni – allo scopo di capire su quale mezzo è più conveniente

[66] Accettabilità sociale, Analisi di Mercato, Quadro Regolatorio e Life Cycle Assessment.

investire nella comunicazione esterna (OR9); nelle sezioni successive (2 e 3) le domande hanno il fine di indagare il grado di conoscenza e di consapevolezza dell'intervistato, e in aggregato degli intervistati, in merito alle fonti energetiche rinnovabili; il grado di conoscenza in merito ai sistemi di accumulo energetico e alle community energetiche e infine la propensione all'uso delle tecnologie SAE, ipotizzando che: maggiore è il grado di conoscenza e sensibilizzazione rispetto al tema, maggiore sarà la propensione all'uso di queste tecnologie (domande da 16 a 39).
Lo strumento di indagine dedicato all'indagine quantitativa è stato "adattato" alle caratteristiche dei Target Obiettivo individuati in ComESto: Energy Producer, Energy Prosumer ed Energy Consumer. Sono stati, infatti, pensati 2 questionari, simili ma non uguali, con un "obiettivo cognitivo".
Il questionario dedicato agli E-Producer e agli E-Prosumer, considerato che è rivolto ad una "popolazione" statistica già sensibile, sposta l'attenzione più sull'esperienza che sulla percezione vera e propria (più evidente nel questionario dedicato agli E-Consumer).
Anche le modalità di somministrazione della survey è differente ed "adattata" al target.
Il primo questionario (**E-Producer/E-Prosumer**), strutturato in forma di Web Survey, sarà sottoposto ad un campione, non casuale e di convenienza[67], di 150 (tra E-Producer ed E-Prosumer) da Evolvere – suddivisi in: 65prosumer/producer in Campania, 65 in Puglia e 20 in Calabria.
Il questionario pensato per gli **E-Consumer**, considerata l'eterogeneità e la potenziale ampiezza della popolazione statistica, sarà somministrato con Metodo CATI (*Computer Assisted Telephone Interview*) ad un campione casuale di 750 utenti appartenenti allo specifico target obiettivo equamente suddivisi nelle RdM.
L'indagine ha la connotazione di "indagine esplorativa" ed il metodo di campionamento è stato definito a partire dai differenti target individuati dal progetto ComESto: Energy Prosumer, Energy Consumer e PMI, con campionamento casuale "di convenienza"[68].

9.3 Informativa ai sensi dell'art. 13 Regolamento (UE) 2016/679 (RGPD)

La presente informativa rappresenta un adempimento previsto dal Regolamento (UE) 2016/679, Regolamento Generale sulla Protezione dei Dati (d'ora in poi, RGPD), che, ai sensi dell'art. 13, prevede l'obbligo di fornire ai soggetti interessati le informazioni necessarie ad assicurare un trattamento dei propri dati personali lecito, corretto e trasparente.
Titolare del trattamento dei dati: Dott.ssa Debora Cilio – Dipartimento di scienze Politiche e Sociali, Università della Calabria, 87036 Arcavacata di Rende (CS);
Referente per la protezione dei dati: Dott.ssa Debora Cilio
Soggetti designati, ai sensi dell'art. 2-quaterdecies, d.lgs. n. 196/2003: Dott.ssa Debora Cilio.
Responsabile della protezione dei dati: Dott.ssa Debora Cilio.

[67] Quindi su base volontaria tra la loro utenza e scelti in maniera discrezionale, con l'unico obbligo il limite minimo di somministrazione (150).
[68] Nel "campionamento di convenienza" l'intervistatore è libero di selezionare a suo piacimento le persone da intervistare con l'unico vincolo di rimanere all'interno del gruppo obiettivo e il numero totale di interviste da effettuare. Il campione risulterà composto da persone facilmente reperibili. È utilizzato in indagini con piccoli campioni. Bove G. (2018) "Il campionamento", in Cipriani R. (a cura di) "Nuovo manuale di Sociologia", Maggioli Editore, RN

Finalità e modalità del trattamento
I dati saranno trattati nell'ambito del progetto di ricerca industriale **Com**munity **E**nergy **Sto**rage: Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell'Energia in Power Cloud (**ComESto**)- **PON ARS01_01259 "COMESTO" – CUP: H56C18000150005** - finanziato dall'Unione Europea e dal MIUR e in cui sono coinvolti 15 partner tra Università del Nord e del Sud Italia, Enti d Ricerca, Grandi Aziende Energetiche e Piccole e Medie Imprese - che oltre a prevedere lo studio e lo sviluppo di un complesso tecnologico volto al passaggio da un regime energetico fossile ad uno basato essenzialmente sulle fonti energetiche rinnovabili, vuole indagare la possibilità tecnologica e sociale di costruire nelle regioni convergenza del Sud Italia (Calabria, Puglia e Campania) delle Comunità Energetiche con Sistemi di Accumulo.

L'Obiettivo Realizzativo della ricerca vuole studiare **Accettabilità sociale, mercato e potenzialità, quadro regolatorio e Life Cycle Assessment, dei sistemi di accumulo energetici e dei sistemi ibridi**. Si precisa che il trattamento è effettuato nel rispetto dei principi generali di liceità, trasparenza, correttezza, esattezza, minimizzazione, riservatezza e integrità di cui all'art. 5 RGPD e avverrà in forma anonima.
L'indagine sarà condotta mediante un questionario "multiscopo" – dunque finalizzato ad acquisire dati per differenti attività realizzative – con al fine di rilevare il grado di conoscenza, di accettabilità sociale e di propensione all'utilizzo delle FER e dei sistemi di accumulo energetico ad esse correlati, in un'ottica di produzione e consumo distribuito e locale dell'energia elettrica.
Il questionario, che dovrà essere compilato online, è rivolto a tutte le categorie di utenti e PMI in possesso e/o in procinto di istallare sistemi di produzione energetica da FER (Energy Prosumer e Energy Consumer).
I DATI SARANNO RACCOLTI ESCLUSIVAMENTE IN FORMA ANONIMA E LA MODALITÀ DI ACQUISIZIONE E LE INFORMAZIONI RICHIESTE NON PERMETTERANNO DI RICONDURRE LA RISPOSTA ALL'IDENTITÀ DEL SOGGETTO COMPILATORE.

Diritti dell'interessato
Gli interessati hanno il diritto di ottenere dal Titolare del trattamento e dal Referente per la protezione dei dati, nei casi previsti, l'accesso ai dati personali e la rettifica o la cancellazione degli stessi o la limitazione del trattamento che li riguarda o di opporsi al trattamento (artt. 15 e ss. del RGPD). Tali diritti sono esercitabili contattando il Titolare del trattamento.

9.4 Questionario

n. questionario

Sesso dell'intervistat*:

M	F	NON Rispondo

Status:

Capofamiglia	
Familiare convivente	
Altro	

Sezione 1: Informazioni generali e Flussi informativi

- Anno di nascita:

- Titolo di studio:

Elementare	
Licenza media	
Diploma/Licenza superiore	
Frequenza universitaria senza Laurea	
Laurea	
Non so/Rifiuto	

- Regione di Residenza:

Campania	
Puglia	
Calabria	

- Comune di Residenza?

- Zona geografica del Comune di Residenza:

Centro Urbano	
Periferia Urbana	
Periferia extra urbana	
Zona semi rurale	
Zona rurale	

- Condizione lavorativa attuale:

Disoccupato/a	
Occasionale	

Parasubordinato/a	
Dipendente	
Autonomo/a	
Pensionato/a	

- Quale mezzo utilizza per avere informazioni o notizie, in ordine di importanza?

	1	2	3	4	5
Carta Stampata					
TV					
Radio					
Web					
Social					

- Quale Social Media utilizza più frequentemente?

Facebook	
Twitter	
Instagram	
Youtube	

- Può indicarci quali dei seguenti programmi televisivi guarda più frequentemente? (max 2 risposte)

Telegiornali nazionali	
Telegiornali regionali e locali	
Trasmissioni e dibattiti politici	
Trasmissioni di divulgazione scientifica	
Programmi di Giornalismo investigativo (tipo Report)	
Programmi di intrattenimento	
Film e telefilm	

- Con quale frequenza legge o sfoglia:

	Mai	Ogni tanto	1 volta a Settimana	2 volte a settimana	Tutti i giorni
Quotidiani cartacei					
Quotidiani on line					
Quotidiani sportivi					
Settimanali d'opinione					
Riviste di divulgazione scientifica					
Altri settimanali					
Periodici mensili					

- Ha partecipato, negli ultimi 12 mesi, a manifestazioni o riunioni – anche informali – su:

	SI	NO
Problemi della scuola e dello studio		
Problemi del lavoro e dell'occupazione		
Difesa dell'ambiente		
Problemi delle donne e pari opportunità		
Problemi locali (della città o del quartiere)		
Campagne elettorali		
Proposte di referendum		
Problemi energetici		

- In Italia è diventato obbligatorio differenziare i rifiuti. Lei personalmente:

Differenzio perché è obbligatorio per legge	
Differenzio perché lo fanno tutti	
Differenzio perché credo sia giusto	
Non differenzio perché non credo in questo modo di gestire le cose	
Non differenzio perché non lo ritengo utile	
Non differenzio perché credo che i problemi ambientali dipendono da altre cose	

- Sa che dall'olio da cucina usato (fritto) si può produrre biodiesel che può essere usato anche per la produzione di elettricità attraverso impianti di micro cogenerazione?

Sì	
No	

- Parteciperebbe ad un processo di raccolta dell'olio da cucina esausto per produrre Biodiesel?

Sicuramente sì	
Sì a determinate condizioni	
No, se diventa troppo complicato	
Sicuramente no	

- A quali condizioni parteciperebbe?

Certezza nella cadenza periodica della raccolta	
Semplicità nel processo di raccolta	
Ottenimento di benefici	

Sezione 2: Ambiente ed Energia

- Ritiene che ci sia una crisi climatica in atto?

Se la risposta è NO vai alla 20

SI	
NO	

- Quanto ritiene vera la seguente affermazione: "Il cambiamento climatico è in atto e se non si interviene potrebbe avere esiti devastanti sia in termini ambientali sia in termini economici e sociali"?

	Ambientale	Economico	Sociale
Molto vera			
Vera			
Abbastanza vera			
Falsa			
Inutilmente allarmante			

- Quali, secondo lei, sono le cause della crisi climatica?

Eccessivo sfruttamento delle risorse non rinnovabili a fini energetici	
Stili di vita e di consumo insostenibili	
Scarsa attenzione all'ambiente a tutti i livelli	
Politiche ambientali poco incisive	
Sistema dei trasporti insostenibile ed obsoleto	
Non c'è alcuna crisi climatica	

- Quali potrebbero, secondo lei, essere delle possibili soluzioni?

Maggiore intervento dei decisori politici sia a livello locale e nazionale che a livello sovranazionale	
Maggiori controlli e pene più severe per chi viola le regole	
Utilizzo diffuso delle Fonti energetiche rinnovabili e sviluppo in breve termine di un mercato della mobilità elettrica	
Maggiore responsabilizzazione dei consumatori a tutti i livelli	

- Dal punto di vista della produzione di energia elettrica, secondo lei, la sua regione è autosufficiente?

Sì, ha una produzione maggiore rispetto al fabbisogno	
Sì, produce quanto le serve	
No, c'è bisogno di fare di più	
Non so	

- Potrebbe indicarci quali sono le fonti di produzione di energia elettrica presenti nella sua regione?

	SI	NO
Idroelettrico		
Geotermico		

Fotovoltaico		
Eolico		
Biomassa		
Biogas		
Centrali termoelettriche turbogas		
Centrali termoelettriche a carbone		
Termovalorizzatori		

- Potrebbe indicarci quali vantaggi, tra quelli in elenco, associa alla produzione di energia da Fonti Rinnovabili?

Minore impatto ambientale	
Fonti pressoché inesauribili	
Produzione locale di energia	
Non individuo nessun vantaggio	

- Quali rischi/svantaggi, invece? (MAX 2)

Consumo di suolo per impianti in larga scala	
Impatti paesaggistici	
Instabilità del sistema	
Intermittenza nella produzione	
Possibile incapacità nella gestione del processo di diffusione	
Nessun rischio	

- Secondo lei, quali dei seguenti fattori permetterebbe una maggiore diffusione della produzione di energia rinnovabile su scala domestica? (MAX 2 risp)

Prezzo sempre più competitivo	
Politiche di incentivazione più attive	
Proposte di impianto interessanti	
La certezza di un risparmio in bolletta	
La certezza dei benefici sull'ambiente	

- Sarebbe disposto a spendere quanto in più in bolletta energetica se questo fosse destinato al potenziamento delle fonti energetiche rinnovabili e all'autonomia energetica?

Go to end al NO

1%	SI	NO
5%	SI	NO
10%	SI	NO
20%	SI	NO

- Che tipo di impianto di produzione elettrica da Fonti Energetiche Rinnovabili utilizza?

	SI	NO
Solare Termico		
Solare Fotovoltaico		

Mini Eolico		

- Utilizza l'impianto per:

Autoconsumo	
Immissione totale in rete	
Autoconsumo ed immissione in rete	

- Qual è il motivo principale che l'ha spinta a dotarsi di un impianto da fonte rinnovabile?

Mi ha convinto la proposta aziendale	
Sono tecnologie economicamente interessanti	
Sono fonti sostenibili e basso impatto ambientale	
Mi piace l'idea di essere energeticamente autonomo	
È un buon investimento economico	
Avevo la disponibilità di una superficie libera ed ho deciso di metterla a frutto	

- Ha anche un sistema di accumulo energetico, laddove per accumulo energetico si intende la possibilità di conservare l'energia prodotta dal suo impianto da fonte rinnovabile per un utilizzo successivo?

Se la risposta è NO si passa alla domanda 32

SI	
NO	

- Se la risposta alla domanda 29 è sì, può indicarci di che tipo?

Batterie al Piombo	
Batterie al Litio	
Batterie a Flusso	
Idrogeno	
Accumulo Idrico	
Accumulo termico	
Supercapacitori	
Nessuna di quelle in elenco	

- Cosa l'ha spinta a sceglierlo?

La maturità della tecnologia	
Riduzione di sprechi ed emissioni di CO_2 in atmosfera	
La possibilità di avere energia pulita 24 ore su 24	
Con l'aumento della quota di autoconsumo si ottengono consistenti risparmi in bolletta	
L'idea di essere energeticamente indipendente	
L'innovazione	
Ottenere benefit fiscali interessanti	
Ho seguito il consiglio di chi me lo ha proposto	
Altro (specificare)	

- Se la risposta alla domanda 29 è NO, sa indicarci un possibile impedimento tra quelli in elenco?

È troppo costoso in generale	
È troppo costoso al momento	
È troppo ingombrante	
Lo ritengo pericoloso	
Non conosco personale tecnico adeguato	
Non ho un fornitore di fiducia	
Non lo ritengo utile	
Nessuna di quelle in elenco	

- Sarebbe disposto ad acquistare ed installare un sistema di accumulo per il suo impianto (o di rimando un impianto fotovoltaico con sistema di accumulo)?

Sì	
No	

- Se sì, purché:

Le tecnologie siano più mature	
I costi siano più contenuti	
Si ottengano risparmi consistenti in bolletta	
Si ottengano benefici ambientali certi	
Ci siano regole certe e stabili nel tempo	
Ci siano forme di incentivazione interessanti	

- Quali tra i seguenti sistemi di accumulo energetico si sentirebbe, per esempio, di accettare con tranquillità in una casa come la sua?

Batterie al Piombo	
Batterie al Litio	
Batterie a Flusso	
Idrogeno	
Accumulo Idrico	
Pompe di Calore	
Supercapacitori	
Nessuna di quelle in elenco	

Sezione 3: Comunità Energetiche

- Conosce le Comunità Energetiche?

Sì	
Poco, ne ho solo sentito parlare	
Vorrei saperne di più	
No, non conosco	

Se la risp è NO, GO TO 39

- Se la risposta alla domanda precedente è sì, cosa ne pensa?

Sono un'ottima opportunità per risparmiare, guadagnare e fare bene all'ambiente	
Sono un'ottima possibilità di sviluppo locale	
Accorciando la catena tra produzione e consumo si fa bene all'ambiente	
Creano spirito cooperativo tra produttori e mercato	
Mi piacerebbe capirne di più	
È ancora presto per farsi un'idea	

- Identifica possibili vantaggi derivanti dal far parte di una comunità energetica?

Risparmio in bolletta	
Produzione di energia elettrica da fonti certamente rinnovabili e locali	
Benefici ambientali e sociali	
Non credo ci siano vantaggi	

- Quanto potrebbe interessarLe avere maggiori informazioni sulle Comunità Energetiche e su come parteciparvi?

Moltissimo	
Molto	
Abbastanza	
Poco	
Affatto	

10 RIFERIMENTI

[1] European Commission, «Delivering a New Deal for Energy Consumers,» EUR-Lex, Brussels, 2015.

[2] ". o. B. -. W. t. a. Arthur D Little, 2018. [Online]. Available: https://www.adlittle.com/sites/default/files/viewpoints/adl_future_of_batteries-min.pdf.

[3] ". B. R. o. C. L. B. T. a. P. S. S. B. T. Ulvestad A, 2018. [Online]. Available: https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1803/1803.04317.pdf. [Consultato il giorno 2019].

[4] C. T. A. M. A. I. S. I. B. M. Pop C, «Blockchain based decentralized management of demand response programs in smart energy grids.,» *Sensors,* n. 18, 2018.

[5] R. V. F. D. A. S. G. D. J. D. e. a. Andoni M, «Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities,» *Renew Sustain Energy Rev,* 2019.

[6] D. C. Nguyen, P. N. Pathirana, M. Ding e A. Seneviratne, «Integration of Blockchain and Cloud of Things: Architecture, Applications and Challenges,» *IEEE Commun. Surv. Tutor,* 2019.

[7] German-Mexican Energy Partnership and Florence School of Regulation, «Blockchain meets Energy - Digital Solutions for a Decentralized and Decarbonized Sector,» 2019. [Online]. Available: https://fsr.eui.eu/wp-content/uploads/Blockchain_meets_Energy_-_ENG.pdf.

[8] G. Bove, «Il campionamento,» in *Nuovo Manuale di Sociologia*, Maggioli Editore, 2018, pp. 123-130.

[9] Energy and Stategy Group PoliMi, «Energy Storage Report. Le applicazioni ed il potenziale di mercato delle soluzioni di storage in Italia: dall'accumulo ai servizi di rete,» 2016. [Online]. Available: http://www.energystrategy.it/assets/files/ESR_16_revisionato.pdf. [Consultato il giorno Marzo 2019].

[10] Bloomberg NEF, «bnef.com , "Energy Storage is a $620 Billion Investment Opportunity to 2040",» 6 Novembre 2018. [Online]. Available: https://about.bnef.com/blog/energy-storage-620-billion-investment-opportunity-2040/. [Consultato il giorno marzo 2019].

[11] C. E. V. S. C. D. d. E. Brianza, «www.repubblica.it/economia,» 13 Novembre 2018. [Online]. Available: https://www.repubblica.it/economia/rapporti/energitalia/lascossa/2018/11/13/news/_svolta_vicina_sui_sistemi_di_accumulo_per_le_imprese_-211553527/.

[12] Energy Strategy Group, «Smart Grid Report,» Politecnico di Milano, Milano, 2013.

[13] Lazard, "Levelized Cost of Storage", «qualeenergia.it, "Batterie al litio sempre più competitive: I costi aggiornati dei sistemi di storage",» novembre 2018. [Online]. Available: https://www.qualenergia.it/articoli/batterie-al-litio-sempre-piu-competitive-i-costi-aggiornati-dei-sistemi-di-storage/. [Consultato il giorno 10 Aprile 2019].

[14] ". d. d. Conte M, «qualeergia.it,» - aprile/maggio 2015. [Online]. Available: https://www.qualenergia.it/wp-content/uploads/attachments/74_78_QE_n2_2015_Conte.pdf.. [Consultato il giorno 12 Aprile 2019].

[15] ". d. a. e. Baglio V. et alt, «pdc.minambiente,» [Online]. Available: http://www.pdc.minambiente.it/sites/default/files/progetti/sistemi_di_accumulo_elettrochimico.pdf. [Consultato il giorno 10 Aprile 2019].

[16] T. D. G. E. S. D. p. f. u.-t.-d. i. o. g.-c. e. s. p. a. r. s. a. f. p. DOE, «energystorageexchange,» 2018. [Online]. Available: https://www.energystorageexchange.org/. [Consultato il giorno 20 Aprile 2019].

[17] T. ". H. H. t. E. C. W. C. t. N. O. C. Randal, «bloomberg.com,» 25 Febbraio 2016. [Online]. Available: https://www.bloomberg.com/features/2016-ev-oil-crisis/. [Consultato il giorno 20 Marzo 2019].

[18] gruppo acquisto auto, "Boom dell'auto elettrica: una rivoluzione che sarà destinata a durare", «gruppoacquistauto.it,» 11 Aprile 2016. [Online]. Available:

https://www.gruppoacquistoauto.it/approfondimenti/bloomberg-boom-auto-elettrica/. [Consultato il giorno 5 Aprile 2019].

[19] vpsolar, "Le statistiche di mercato delle auto elettriche", «vpsolar.com,» 2 Marzo 2019. [Online]. Available: https://www.vpsolar.com/le-statistiche-mercato-delle-auto-elettriche/. [Consultato il giorno 20 Marzo 2019].

[20] International Energy Agency, Global EV Outlook 2018. , «iea.org,» - Maggio 2018. [Online]. Available: https://webstore.iea.org/download/direct/1045?fileName=Global_EV_Outlook_2018.pdf. [Consultato il giorno 5 Aprile 2019].

[21] International Energy Agency, Global EV Outlook 2017, «iea.org,» 6 Giugno 2017. [Online]. Available: https://webstore.iea.org/download/direct/291?fileName=GlobalEVOutlook2017.pdf. [Consultato il giorno 3 Aprile 2019].

[22] ". c. r. l. d. d. e. i. E. Reuter P., «ilsole24ore.com,» 26 Marzo 2018. [Online]. Available: https://st.ilsole24ore.com/art/motori/2018-03-23/auto-elettriche-ecco-cosa-rallenta-elettrificazione-europa-073235.shtml?uuid=AERFYIME. [Consultato il giorno 6 Aprile 2019].

[23] Kilowat Labs, Inc, New York, [Online]. Available: www.kilowattlabs.com.

[24] Omega Solar, Reparto di Omega, Verona, [Online]. Available: www.solar.omegastore.it.

[25] supercaptech, «supercaptech.com,» [Online]. Available: www.supercaptech.com.

[26] NIGBO Shijre, New Energy Science and Technology co. ltd, [Online].

[27] M. A. ,. ". d. a. t. Frazica A, «pdc.minambiente.it,» [Online]. Available: http://www.pdc.minambiente.it/sites/default/files/progetti/sistemi_di_accumulo_termico.pdf. [Consultato il giorno 4 Aprile 2019].

[28] S. W. Z. A. Bloess A., « Power to heat for renewable energy integration. A review of technologies, modeling approaches and flexibility potential,» *Applied Energy, ScienceDirect.it,* vol. 202, pp. pp 1611-1626, 2018.

[29] K. D. C. A. H. R. M. M. Ylmaz H.U., «Analysis of the power to heat potential in European energy system,» *Energy Strategy Review, ScienceDirect.it,* vol. 20(2018), pp. pp 6-19, 2018.

[30] EHPA, “European Heat Pump Market and Statistics. REPORT 2018” , «epha.org,» 2018. [Online]. Available: https://www.ehpa.org/market-data/. [Consultato il giorno 8 Marzo 2019].

[31] Energy and Strategy Group, «Energy Efficiency Report 2018. Il mercato dell’efficienza energetica in Italia dalla prospettiva degli utenti finali,» Politecnico di Milano, 2018.

[32] M. M. T. T. F. S. B. M. C. L. ". d. C. Molinaroli L, «pdc.minambiente.it,» - - -. [Online]. Available: http://www.pdc.minambiente.it/sites/default/files/progetti/pompe_di_calore.pdf. [Consultato il giorno 8 Marzo 2019].

[33] IRENA, “Electricity Storage and Renewables. Cost and Market to 2030", « International Renewable Energy agency,» - Ottobre 2017. [Online]. Available: www.irena.org . [Consultato il giorno 10 Febbraio 2019].

[34] IRENA, «La produzione di energia da fonti rinnovabili nel 2018;,» 2019. [Online]. Available: https://blog.tecnoacademy.it/2019/la-produzione-di-energia-da-fonti-rinnovabili-nel-2018/. [Consultato il giorno 2019].

[35] IHA, Hydropower Status Report, «International Hydropower Association,» - - 2019. [Online]. Available: https://www.hydropower.org/status2019 . [Consultato il giorno 25 Maggio 2019].

[36] NHA, "Pumped Storage Report 2018", «National Hydropower Association,» - - 2018. [Online]. Available: https://www.hydro.org/wp-content/uploads/2018/04/2018-NHA-Pumped-Storage-Report.pdf. [Consultato il giorno 25 Maggio 2019].

[37] R. W. D. A. Ranatunga D, «"Infrastructure Sharing and Renewable Energy use in Telecommunication Industry for Sustainable Development",» *Green Technologies: Concepts, Methodologies, Tools and Applications, Information Resources Management,* pp. 1858-1872, 2011.

[38] C. S. ". i. v. d. d. e. i. e. c. Guandalini G, «rienergia-staffettaonline.com,» 18 Settembre 2018. [Online]. Available: https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/33140/P2G:+i+vantaggi+dell%27accumulo+di+energia+elettrica+come+energia+chimica/Giulio+Guandalini+e+Stefano+Campanari. [Consultato il giorno 4 Marzo 2019].

[39] C. S. (. ". i. v. d. d. e. e. c. e. c. Guandalini G., «Staffetta online,» 18 Settembre 2018. [Online]. Available: https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/33140/P2G:+i+vantaggi+dell'accumulo+di+energia+elettrica+come+energia+chimica/Giulio+Guandalini+e+Stefano+Campanari. [Consultato il giorno Aprile 2019].

[40] Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking, "Commercialization of Energy Storage in Europe, «fch.europa.eu,» - Marzo 2015. [Online]. Available: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/CommercializationofEnergyStorageFinal_3.pdf. [Consultato il giorno 5 Marzo 2019].

[41] Cleantech, «"The Role of Green Hydrogen in Global Decarbonization", in Cleantech.com,» 13 Dicembre 2018. [Online]. Available: https://www.enapter.com/aus-acta-wird-enapter-4/. [Consultato il giorno 5 Marzo 2019].

[42] L. M. O. A. W. M. ". t. n. w. f. e. v. Heid B, «McKinsey and Company,» - Novembre 2017. [Online]. Available: https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/hydrogen-the-next-wave-for-electric-vehicles. [Consultato il giorno 20 Marzo 2019].

[43] Trasparency Market Research, "Waste Oil Market – Snapshot", «trasparencymarketresearch.com,» 22 Novembre 2018. [Online]. Available: https://www.transparencymarketresearch.com/waste-oil-market.html. [Consultato il giorno 20 Marzo 2019].

[44] Market and Market, "Biodiesel Market", «marketsandmarkets.com,» - Gennaio 2017. [Online]. Available: https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/Global-Biodiesel-Market-190.html. [Consultato il giorno 3 Marzo 2019].

[45] Inkwood Research, "EUROPE BIOFUELS & BIODIESEL MARKET FORECAST 2018-2026", «inkwoodresearch.com,» - - 2016. [Online]. Available: https://www.inkwoodresearch.com/reports/europe-biofuels-biodiesel-market/. [Consultato il giorno 3 Marzo 2019].

[46] ". i. I. m. n. e. p. f. p. u. u. s. Gambelli D, «rienergia.staffettaonline.com,» 7 Febbraio 2017. [Online]. Available: https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/32758/I+biocarburanti+in+Italia:+mercato,+normativa+e+prospettive+future+per+un+utilizzo+sostenibile/Gamb%E2%80%A6%201/6. [Consultato il giorno 9 Marzo 2019].

[47] *Indirect Land Use Change (ILUC),* Brussels, 17 October 2012.

[48] CONOE, "Report annuale 2017", «conoe.it,» - - 2017. [Online]. Available: http://www.conoe.it/wp-content/uploads/2018/11/ANNUAL-REPORT-2018.pdf. [Consultato il giorno 20 Marzo 2019].

[49] M. M, «chimiciroma.it,» 19 Maggio 2017. [Online]. Available: file:///C:/Users/USER/Desktop/1.Montalto_Intervento%20MM_Convegno%20Chimici_2017.05.19.pdf. [Consultato il giorno 19 Marzo 2019].

[50] Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile, « Rapporto "L'Italia del riciclo 2018",» 2018.

[51] R. ". C. M. S. t. E. $. B. w. A. i. C. t. E. 2. G. b. 2. Sankrityayan, «newsmarketsizeforecasters.com,» 26 Febbraio 2019. [Online]. Available: http://news.marketsizeforecasters.com/micro-chp-market-. [Consultato il giorno 20 Aprile 2019].

[52] Global Market Insight, Micro Combined Heat and Power Market Share Report 2018-2024, «https://www.gminsights.com/,» - Ottobre 2018. [Online]. Available: https://www.gminsights.com/industry-analysis/micro-combined-heat-and-power-market. [Consultato il giorno 6 Aprile 2019].

[53] C. E. Francia R. "Deployment of micro-CHP in the European Energy Framwork", «www.slideshare.net,» 2015. [Online]. Available: https://www.slideshare.net/COGENEurope/cogen-europe-presentation-on-microchp.

[54] Delta-EE Research Blog, Seven things you need to know about Micro-CHP in Europe, «https://www.delta-ee.com/,» 12 Dicembre 2013. [Online]. Available: https://www.delta-ee.com/delta-ee-blog/seven-things-you-need-to-know-about-micro-chp-in-europe.html. [Consultato il giorno 2 Aprile 2019].

[55] ".-C. e. t. t. m. m. Dijstra S, «Cogeneration and On-site Power Production,,» - Luglio/Agosto 2009. [Online]. Available: http://www.cogeneurope.eu/medialibrary/2011/06/14/c68cb18d/COSPP-article-Micro-CHP-edging-towards-the-mass-market.pdf. [Consultato il giorno 2 Aprile 2019].

[56] ". M. c. Campanari S., Progetto ETICO – Energia al Trasferimento tecnologICODipartimento di Energia, Politecnico di Milano, 14 Gennaio 2014. [Online]. Available: https://docplayer.it/18842999-La-micro-cogenerazione.html. [Consultato il giorno 27 Aprile 2019].

[57] REN21, "Renewables 2018. Global Status Report", «www.ren21.net,» 2018. [Online]. Available: http://www.ren21.net/gsr-2018/. [Consultato il giorno 5 Maggio 2019].

[58] IHS Markit, Global Solar PV Market Returns to Double Digit Growth in 2019, «https://technology.ihs.com/,» 4 Aprile 2019. [Online]. Available: https://technology.ihs.com/612579/global-solar-pv-market-returns-to-double-digit-growth-in-2019-ihs-markit-says?utm_campaign=pc10030&utm_medium=social-network&utm_source=twitter&hootPostID=5228c010f605752acf2f275eaead2a5a. [Consultato il giorno 7 Maggio 2019].

[59] WoodMcKenzie, Global Solar Demand Monitor, Q2 2018, «woodmac.com,» 2018 agosto 2018. [Online]. Available: https://www.woodmac.com/our-expertise/focus/Power--Renewables/global-solar-demand-monitor-q2-2018/#gs.70QNnEM. [Consultato il giorno 5 Maggio 2019].

[60] Solar Power Europe, "EU olar Market Grows 36% in 2018", «solarpowereurope.org,» 20 Febbraio 2019. [Online]. Available: https://www.solarpowereurope.org/eu-solar-market-grows-36-in-2018/. [Consultato il giorno 8 Maggio 2019].

[61] vpsolar, La crescita del mercato fotovoltaico globale, «vpsolar.com,» 21 Marzo 2019. [Online]. Available: https://www.vpsolar.com/la-crescita-del-mercato-fotovoltaico-globale/. [Consultato il giorno 8 Maggio 2019].

[62] Gestore Servizi Elettrici (GSE), Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico 2018, «gse.it,» - Giugno 2019. [Online]. Available: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202018.pdf. [Consultato il giorno 8 Settembre 2019].

[63] C. D, «Energia in Ettari,» *Agriregionieuropa,* vol. 9, n. 33, 2013.

[64] «"Market Data: Microgrids", https://www.navigantresearch.com/reports/market-data-microgrids,,» [Online]. Available: https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/micro-grid-electronics-market-917.html..

[65] «"Microgrids, Update 2018 - Global Market Size, Competitive Landscape, and Key Country Analysis to 2022,» [Online]. Available: "https://www.globaldata.com/store/report/gdpe1057emr--microgrids-update-2018-global-market-size-competitive-landscape-and-key-country-analysis-to-2022/..

[66] «"Global Opportunity Report 2017",,» https://www.dnvgl.it/feature/gor2017.html, 2018.

[67] «Amazon Web Services,» [Online]. Available: http://aws.amazon.com/.

[68] «www.gartner.com,» [Online]. Available: http://www.gartner.com/it-glossary/about.jsp.

[69] T. G. P. Mell, *The NIST Definition of Cloud Computing. Recommendations of the National Institute of Standards and Technology (NIST),* U.S. Department of Commerce,, Settembre 2011.

[70] B. N.-L. E. C. Editors: Keith Jeffery, « Expert Group Report: The future of Cloud Computing. Opportunities For European Cloud Computing Beyond 2010».

[71] T. I. Nuvola, « It Self Data Center,» [Online]. Available: https://www.timbusiness.it/cloud-computing/data-center-e-housing/tim-self-data-center.

[72] «OpenNebula,» [Online]. Available: http://www.opennebula.org.

[73] 8. N. Research, «The Energy Cloud Emerging Opportunities on the Decentralized Grid,» 2015. [Online]. Available: http://www.navigantresearch.com.

[74] P. Domus, «"Sistemi Domotici per il Servizio di Brokeraggio Energetico cooperativo", Codice Progetto: PON03 005_2,» [Online]. Available: http://www.distrettodomus.it.

[75] I. Group. [Online]. Available: https://www.theinnovationgroup.it/newsletter-hidden/la-seconda-vita-del-cloud-computing-rischi-potenzialita-ostacoli/?lang=it.

[76] «lteconomy.it,» [Online]. Available: http://www.lteconomy.it/it/news-it/notizie-della-settimana/temperatura-globale-continuano-le-anomalie-giugno-2017-il-terzo-piu-caldo-giugno-nella-storia-delle-osservazioni.

[77] S. R. IPCC, «Global Warming of 1.5° C – Special Report.,» [Online]. Available: https://www.ipcc.ch/sr15/.

[78] F. p. l. S. Sostenibile.. [Online]. Available: http://www.comitatoscientifico.org/temi%20CG/clima/datiglobali.htm.

[79] Senato della Repubblica e Camera dei Deputati, «Dossier 4 Giugno 2019. Comuncazione per le Commissioni – Audizioni e Incontri in Ambito UE. Miguel Aries Cañete.Audizione del Commissario Europeo per il clima e l'energia,,» 6 Giugno 2019. [Online]. Available: http://documenti.camera.it/leg18/dossier/pdf/AU015.pdf.

[80] Commissione Europea, «Direttiva UE 8 Maggio 2019 (preliminare),» 8 Maggio 2019. [Online]. Available: https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-10-2019-INIT/it/pdf.

[81] Commissione Europea, «Regolamento UE 8 Maggio 2019,» 8 Maggio 2019. [Online]. Available: https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-9-2019-INIT/it/pdf.

[82] MISE, MinAmbiente, MIT, «"Proposta Piano Integrato per Energia e Clima".,» 2018. [Online]. Available: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Proposta_di_Piano_Nazionale_Integrato_per_Energia_e_il_Clima_Italiano.pdf.

[83] C. e. l. C. Dario Ruggiero, «lteconomy.it,» 2018 Aprile 2018. [Online]. Available: http://www.lteconomy.it/it/articoli-it/articoli/chi-emette-la-co2-2. [Consultato il giorno 6 Maggio 2019].

[84] ISPRA, «Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2016,» ISPRA, 2018.

[85] A. Institute, «"Massimizzare il potenziale energetico nazionale tra crescita e sostenibilità – Executive Summary" con il contributo di Shell Italia ed il supporto di Elettricità Futura.,» 2018. [Online]. Available: http://www.aspeninstitute.it/interesse-nazionale/articolo/massimizzare-il-potenziale-energetico-nazionale-tra-crescita-e-sostenib.

[86] ARERA , «Tipologia delle reti elettriche (reti pubbliche e Sistemi di Distribuzione Chiusi),» [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/docs/15/539-15TipologiaReti.pdf..

[87] GSE, [Online]. Available: https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/sistemi-semplici-di-produzione-e-consumo..

[88] Energy and Strategy Group (PoliMi), «Electricity Market Report,» 2018.

[89] P. TERNA, *Progetto pilota UVAM e altri Progetti pilota ai sensi della delibera 300/2017/R/eel. Presentazione TERNA all'incontro con gli operatori del 9 luglio 2018.,* 2018.

[90] L. ". c. s. e. a. c. p. s. Mazzocchi L., « RIENERGIA,» Aprile 2019. [Online].

[91] «https://www.casaeclima.com,» [Online]. Available: https://www.casaeclima.com/ar_14798__ITALIA-Ultime-notizie-sistemi-di-accumulo--sistemi-di-storage-Sistemi-di-accumulo-in-Italia-il-mercato-ha-un-potenziale-teorico-di-28-mld-di-euro-al-2020.html.

[92] International Energy Agency, «Global Trend and Outlook for Hydrogen,» 2017. [Online]. Available: https://ieahydrogen.org/pdfs/Global-Outlook-and-Trends-for-Hydrogen_Dec2017_WEB.aspx. [Consultato il giorno Aprile 2019].

[93] B. T. R. o. H. i. G. D. L., «Cleantech.com,» 13 Dicembre 2018. [Online]. Available: https://www.cleantech.com/the-role-of-green-hydrogen-in-global-decarbonization/. [Consultato il giorno Aprile 2019].

[94] European Commission "Energy Storage - the role of electricity" SWD 61 Final, «ec.europa.eu,» 1 Febbraio 2017. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd2017 61 document travail service part1 v6.pdf. [Consultato il giorno Aprile 2019].

[95] CasaeClima, "Accumulo, un mercato da 250 miliardi di dollari al 2018, «casaeclima.com,» 2018 Giugno 2016. [Online]. Available: https://www.casaeclima.com/ar_27610__ESTERO-Scenari-accumulo-batterie-Bloomberg-New-Energy-Finance-Accumulo-un-mercato-da-250-mld-di-dollari-al-2028.html. [Consultato il giorno 30 Marzo 2019].

[96] «casaeclima.com,» 2016. [Online]. Available: https://www.casaeclima.com/ar_27610__ESTERO-Scenari-accumulo-batterie-Bloomberg-New-Energy-Finance-Accumulo-un-mercato-da-250-mld-di-dollari-al-2028.html.

[97] Zion Market Research, "Global Biofuels Market Will Reach USD 218.7 Billion by 2022: Zion Market Research", «https://www.globenewswire.com/,» 19 Settembre 2017. [Online]. Available: https://www.globenewswire.com/news-release/2017/09/19/1124432/0/en/Global-Biofuels-Market-Will-Reach-USD-218-7-Billion-by-2022-Zion-Market-Research.html. [Consultato il giorno 1 Aprile 2019].

[98] Statista Research Department, "Clean-energy: global biofuels market value 2020-2023", «https://www.statista.com/,» 2 Novembre 2016. [Online]. Available: https://www.statista.com/statistics/217165/global-projected-growth-of-biofuels-by-2020/. [Consultato il giorno 5 Marzo 2019].

[99] Taiyangnews, 2018 Global Solar PV Capacity Installations Grew 5% To Close At 104.1 GW, According To SolarPower Europe's Global Market Update; Cumulative Reached 511.8 GW, «http://taiyangnews.info/,» 2019 Marzo 2019. [Online]. Available: http://taiyangnews.info/business/annual-pv-additions-exceed-100gw-level-first-time/. [Consultato il giorno 10 Maggio 2019].

[100] Global Market Report – for Solar Power 2018 – 2022", Report di SolarPower Europe 2017., «solarpowereurope.org,» 2017. [Online]. Available: http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/09/Global-Market-Outlook-2018-2022.pdf. [Consultato il giorno 8 Maggio 2019].

[101] C. D., Energia Politica. Formula tecnologica idrogeno: vecchie e nuove visioni di cambiamento energetico, Roma: Aracne, 2012.