

# L'Energia

marzo/aprile 2017  
numero 2 - volume 94

Poste Italiane Spa - Spedizione in Abbonamento  
Postale - Decreto Legge 353/2003 (convertito in  
Legge 27/02/2004 N. 46) Articolo 1, comma 1,  
DCB Milano - ISSN 1590-7651

# Elettrica

**AEIT - Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica,  
Automazione, Informatica e Telecomunicazioni**



Fonte: E2i



**I sistemi di accumulo  
per i servizi alla rete elettrica**



**Il costo di produzione dell'energia eolica**



**Tecniche di misura di scariche parziali**

**AEIT**

**Nessuno può fermare il vento...**

**...ma noi possiamo estrarne  
tutta la sua energia.**



Novità

# UPS rotante Piller UNIBLOCK+™



Distretto finanziario di Francoforte in cui Piller è stata scelta dalle maggiori istituzioni finanziarie.

© Photo by Frank Heesiger

## Affidabilità ineguagliabile PIU' efficienza incomparabile

Il nuovo UPS rotante Piller **UNIBLOCK UBT+™** e **UBTD+™** raggiunge una efficienza reale del 97% e un risparmio senza precedenti sui costi operativi lungo l'intera vita disponibile del tuo data center.

La nostra tecnologia all'avanguardia riduce le perdite del 25% per fornire un rendimento del 95% a carico parziale, incrementando la densità di potenza del 25%, con più kW a parità di dimensioni.

Inoltre, non vi sono condensatori e nessun utilizzo di bypass in 'eco mode'. Se stai pianificando un investimento per sviluppare il tuo data center e vorresti sapere perchè le maggiori aziende del mondo affidano la protezione dei loro data centers a Piller, contattaci oggi. [datacenterprotect@piller.com](mailto:datacenterprotect@piller.com)

**Nothing protects quite like Piller**



[www.piller.com](http://www.piller.com)

UPS ROTANTI | UPS ROTANTI IBRIDI | DIESEL UPS ROTANTI | UPS STATICI | COMMUTATORI STATICI DI RETE  
ACCUMULATORI DI ENERGIA CINETICA | ALIMENTAZIONE VELIVOLI A TERRA | CONVERTITORI DI FREQUENZA  
ALIMENTAZIONE A BORDO NAVI | INTEGRAZIONE NEI SISTEMI ESISTENTI

Piller Germany GmbH & Co. KG | Piller USA Inc. | Piller Australia Pty. Ltd. | Piller France SAS  
Piller Italia S.r.l. | Piller Iberica S.L.U. | Piller Power Singapore Pte. Ltd. | Piller UK Limited

# Uno sguardo alle nostre pubblicazioni

**AEIT** (Mensile)

La rivista, seguito della prestigiosa "L'Elettrotecnica" edita dal 1914, è l'organo ufficiale dell'AEIT - Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni. Il mensile pubblica articoli di carattere tecnico e divulgativo, notizie e dati relativi al mercato elettrico e dell'ICT e il calendario dei principali appuntamenti scientifici nazionali ed internazionali. Una specifica rubrica è dedicata alle attività in programma dell'Associazione.

**L'ENERGIA ELETTRICA** (Bimestrale)

Attraverso articoli di notevole attualità, interviste a personalità del settore energetico, commenti a delibere di organi istituzionali, approfondimenti di notizie, dati e statistiche dal mercato dell'energia, assicura un costante aggiornamento sui temi emergenti nel settore elettrico.

## ABBONAMENTI ANNO 2017

	SOCIO	SOCIO GIOVANE	NON SOCIO
AEIT	Gratuito	Gratuito	€ 90,00
L'Energia Elettrica	€ 55,00	€ 15,00	€ 90,00

Fascicoli separati € 15,00; Arretrati € 30,00

Tiratura 1000 copie

# L'Energia Elettrica

Volume 94 Numero 2 marzo/aprile 2017

**Proprietaria ed Editrice** © Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni - AEIT

**Direttore Resp.** Massimo Gallanti - *RSE*

**Comitato di Redazione**  
R. Bacci - *CEI*  
V. Balsamo - *AICEP*  
G. Bertholet - *Axopower*  
P.G. Bottini - *Enipower*  
R. Caldon - *GUSEE*  
A. Clerici - *AEIT*  
L. Colla - *Prysmian*  
B. Cova - *CESI*  
M. Delfanti - *Politecnico di Milano*  
E. Fumagalli - *Edison*  
R. Lama - *ENEL*  
S. Libratti - *ENEL Italia*  
F. Luiso - *AEEGSI*  
G. Noviello - *HFV*  
M. Rebolini - *Terna Rete Italia*  
E. Roggero - *Gruppo IREN*  
F. Zanellini - *ANIE*

**Redazione** CEI  
Raffaella Martinuzzi  
raffaella.martinuzzi@ceinorme.it

**Progetto Grafico e Copertina** Antonella Dodi

**Impaginazione** Angela Magnano

**Direzione e Amministrazione** AEIT Ufficio Centrale  
Via Mauro Macchi, 32  
20124 Milano  
Tel. 02/87389967  
Telefax 02/66989023

**Abbonamenti e Pubblicità** Tel. 02/87389967  
Fax 02/66989023  
E-mail: Chiusi@aeit.it

**Sito internet:** <http://www.aeit.it>

**Stampa e Distribuzione** Arti Grafiche Murelli SNC  
Via Campania, 42  
Fizzanoasca di Pieve Emanuele MI

I diritti di riproduzione anche parziale sono riservati

Gli scritti dei singoli autori non impegnano la Redazione; sia quelli degli autori sia quelli della Redazione non impegnano l'AEIT. I manoscritti non si restituiscono.

Registrazione Tribunale di Milano del 24 luglio 1948 N. 275. Iscrizione R.O.C. N. 5977 - 10 dicembre 2001. Poste Italiane SpA - Spedizione in abbonamento postale -D.L. 353/2003 (conv. In L. 27/02/2004 N. 46) Art.1, comma 1, DCB Milano. Abbonamento annuale (sei numeri) da versare sul conto corrente postale n. 274209.



Associato all'USPI Unione Stampa Periodica Italiana

# in questo numero

## articoli

- **Il costo di produzione dell'energia eolica** 7  
*Alessandro Arienti, Enzo Dalpane, Giuseppe Noviello*

- **L'esperienza italiana sull'accumulo elettrochimico nella rete elettrica di alta tensione** 29  
*Roberto Benato, Gianluca Bruno, Francesco Palone, Rosario M. Polito, Massimo Rebolini*

- **Regolazione di frequenza e rinnovabili: nuove prospettive per i sistemi di accumulo** 41  
*Fabio Bignucolo, Martino Pettinà, Roberto Caldon, Fabio Pasut*

- **Sulla sincronizzazione delle misure wireless di scariche parziali con il segnale di tensione a 50 Hz** 53  
*Eleonora Riva Sanseverino, Antonino Madonia, Pietro Romano, Roberto Candela, Vincenzo Li Vigni, Giovanni Filippone, Giuseppe Gennusa, Angelo Castiglione*



Fonte: E2i

## I N S E R Z I O N I S T I



Giordano&C

III di copertina



PILLER

pag. 1



iDnamic

II di copertina



Unex

IV di copertina

# L'Energia Elettrica

Rivista della Associazione AEIT

*Promuove il vostro business*



È la rivista del mercato elettrico. Nata nel 1924, tratta temi di attualità legati alla liberalizzazione del settore elettrico in Italia. L'Energia Elettrica informa i propri lettori sui provvedimenti degli organi istituzionali, sull'andamento della produzione e il consumo dell'energia, su tecnologie e realizzazioni emergenti e, con interviste a personalità di rilievo, su opinioni correnti di interesse generale.

#### Tariffe pubblicitarie

II <sup>a</sup> di copertina	1.600 €	IV <sup>a</sup> di copertina	2.200 €
III <sup>a</sup> di copertina	1.200 €	Interna A4	1.000 €
I <sup>a</sup> Romana	1.500 €		

# 1 + 1 = 3

**Ogni 2 pagine pubblicitarie a pagamento la 3<sup>a</sup> è gratuita!**

AEIT  
Ufficio Centrale  
Via Mauro Macchi 32  
20124 Milano  
Tel. 02 87389967  
Fax 02 66989023  
Chiusi@aeit.it  
www.aeit.it

Gli impianti delle pagine pubblicitarie devono pervenire entro il 10 del mese precedente alla pubblicazione.

Caratteristiche tecniche dell'impianto:

- la dimensione delle pagine di copertina o interne è 21 x 29,7 cm. al vivo (A4)
- il tipo di file da fornire è in formato PDF ad alta risoluzione con le abbondanza di stampa (minimo 3 mm. per parte) in quadricromia.

Il file è da inviare all'indirizzo mail [magnano@aeit.it](mailto:magnano@aeit.it).

Sul sito [www.aeit.it](http://www.aeit.it) si possono trovare tutte le informazioni utili per associarsi all'AEIT, per abbonarsi e per pubblicare sulla nostra rivista.

# AEIT INTERNATIONAL 2017 Annual Conference



Cagliari, Italy  
20/22 September 2017

## Infrastructures for Energy and ICT: Opportunities for Fostering Innovation

In recent years, we are seeing a growing synergy between the infrastructures for the production, transmission and distribution of electricity, telecommunications networks, and computing technologies that provide for the intelligence of the whole system. The ever-increasing dependence on electricity for carrying out daily activities, increasingly run by smart devices, and the need for an intelligent management of the power grid in the presence of a distributed generation from renewable sources, both are creating a tight interdependent system. Cloud computing, big data, large bandwidth interconnections support modern knowledge-based society paradigms.

The AEIT 2017 conference will be an important opportunity to point out the challenges that our country needs to face in order to stimulate innovative entrepreneurial initiatives, and increase the country's competitiveness.

The conference will host both technical and scientific contributions. It will showcase Italian and international research activities in the fields of electricity, automation, telecommunications and information technology, that form the solid foundation on which to build innovative actions. It will also be the venue for hosting panels and speeches from national and international stakeholders for discussing the strategies to increase the competitiveness of Italian companies, and lay the foundations for the creation of new initiatives. Cagliari will be the ideal setting for this debate, thanks to the presence of innovative companies, and one of the pilot cities for the laying of optical fiber as an enabling infrastructure.

In collaboration with



Submission Extended Abstract  
May, 15<sup>th</sup> 2017





**Contributions are encouraged in the following areas:**

- Energy Efficiency
- Transmission, Distribution, Utilization of Energy
- Telecommunications
- Cyber-Physical Systems
- Internet of Things
- Smart Grids
- Smart Cities
- Energy Storage & Local Networks
- Renewable Energy Sources
- Broadband
- Computer Security
- Photonics
- Automotive
- Mobility and Electric Transport
- Service continuity and Safety management (Energy, IT, Healthcare)
- Electromagnetism
- Measurements and Diagnostics
- Power Electronics
- Electric Propulsion
- Nanoelectronics, Bio&Optoelectronics, components
- IOT: MEMS & Smart Sensors : real time data flow

## Submissions

Authors are invited to submit original manuscripts on the above topics. All contributions must be in English.

Authors will submit an **Extended Abstract** (2 pages - two column format) via EDAS, using the template that will be available at the Conference website no later than **May, 15<sup>th</sup> 2017**

Authors will be notified of the acceptance of their contribution by **June, 20<sup>th</sup> 2017**

**Full Papers** (6 pages - two-column format - using the template that will be available at the Conference website) will be submitted by **September, 5<sup>th</sup> 2017**

All submitted abstracts will be evaluated by a peer review process.

### **Requested Technical Co-Sponsorship to IEEE and Publication of Contributions in IEEE Xplore®**

Papers have to be compliant with the following criteria:

- Authors should only submit original work that has neither appeared elsewhere for publication, nor which is under review for another publication or conference
- The contributions shall be written in ENGLISH
- The contributions shall be 6 pages in A4 format (including abstract, tables, figures and references)
- The contributions shall be prepared in electronic format using the template
- A copyright and consent form, properly filled and signed, must be submitted

**General Chairs: Roberto Caldon, Giovanni Cancellieri, Angelo Raciti**

**Local Co-Chair: Giorgio Giacinto**

## Deadlines for Technical Papers

Submission extended abstracts: **May 15<sup>th</sup> 2017**

Notification of acceptance: **June 20<sup>th</sup> 2017**

Submission of full papers: **September 5<sup>th</sup> 2017**

# Il costo di produzione dell'energia eolica

Alessandro Arienti Enzo Dalpane Giuseppe Noviello *E2i Energie Speciali*

*L'articolo descrive l'evoluzione nel corso degli ultimi anni delle principali assunzioni tecniche ed economico-finanziarie che influenzano il calcolo dell'LCOE (Levelized Cost of Energy), quale parametro di sintesi di un business plan per confrontare il costo di produzione di diverse tecnologie.*

## Premessa

**E**2i Energie Speciali, uno dei principali operatori in Italia con 589 MW di capacità eolica e 5 MW di capacità fotovoltaica installati, ha recentemente partecipato all'asta di cui al D.M. 23 giugno 2016 aggiudicandosi 8 progetti per oltre 150 MW: 5 progetti Green-field in Campania, Puglia, Sicilia e Basilicata e 3 progetti di Integrale Ricostruzione di parchi eolici in esercizio in Abruzzo e Basilicata. Per arrivare a questo risultato si è proceduto a quattro fasi di ottimizzazione che hanno comportato un notevole impegno per cogliere tutte le opportunità ed essere così competitivi al massimo:

1. ottimizzazione dei progetti con rivisitazione di tutte le specifiche tecniche ed operative sulla base dell'esperienza pluriennale maturata, ottimizzazione del layout di impianto e della configurazione di connessione alla rete nazionale con studio approfondito del potenziale anemologico sfruttando il know-how acquisito negli anni;
2. ottimizzazione della fase di approvvigionamento con richiesta di manifestazioni di interesse ai principali costruttori e attuazione di gare europee per l'acquisto degli aerogeneratori e per appalto opere civili dei *Balance of*

*Plant* (BoP) al fine di sfruttare al meglio le economie di scala;

3. ottimizzazione dei preventivi per la futura fase di realizzazione dei progetti con sinergie nelle fasi di cantiere e nei relativi costi di supervisione e gestione;
4. ottimizzazione del costo di O&M delle WTG (*Wind Turbine Generators*) e del BoP in relazione ai volumi di capacità addizionale da gestire in gioco.

Il costo di produzione dell'energia da impianti a fonte rinnovabile è in continua diminuzione. Nel presente articolo si intende analizzare, nel caso particolare dell'eolico, in che misura questa diminuzione dipenda da fattori tecnologici e/o da altri fattori. Per fare queste analisi si è cercato di confrontare la situazione italiana con quella degli altri Paesi, con diversi riferimenti agli USA, grazie alla molteplicità di informazioni disponibili per questo Paese.

Il *Levelized Cost of Energy* (LCOE) risulta essere un parametro naturale di sintesi con una forte valenza comunicativa e di comparazione tra tecnologie diverse. Accanto al valore numerico espresso in € o \$ per MWh, è opportuno indicare le voci principali che possono essere suddivise in due grandi famiglie:

1. tecniche;
2. economico-finanziarie.

Alla prima famiglia appartengono il costo di investimento e la produzione attesa; sono tanto importanti che il loro rapporto (*capex index*) è spesso proporzionale alla redditività della iniziativa rappresentandone un termine di efficienza dell'investimento (ovvero, minore è il valore del *capex index*, maggiore è la redditività dell'iniziativa con una dipendenza quasi lineare). I costi di esercizio hanno avuto nel passato, in presenza di incentivi significativi, un impatto inferiore nella valutazione di una singola iniziativa. Oggi gli incentivi sono drasticamente diminuiti e tendono ad annullarsi, soprattutto nei paesi che hanno raggiunto una percentuale ragguardevole di fonti rinnovabili nel proprio mix di produzione. In tale evoluzione, quindi, anche i costi operativi risultano assumere un peso determinante nella composizione del costo di produzione.

Alla seconda famiglia appartengono le voci di costo di tipo economico e finanziario. La prima fondamentale indicazione da accompagnare all'LCOE consiste nel definire quale tasso di sconto è utilizzato per attualizzare e sintetizzare la *business plan* nell'LCOE. Nel caso di valutazioni comprendenti i meccanismi di tassazione in vigore, l'aliquota di ammortamento ed il livello di tassazione influenzano il risultato di sintesi dell'LCOE.

### Metodi di calcolo del costo dell'energia

Per "costo di produzione dell'energia" si intende di seguito il "*valore, costante nel tempo, che dovrebbe essere riconosciuto all'energia prodotta durante l'intera vita dell'impianto, in modo che l'investimento sia adeguatamente remunerato*".

Nel seguito si cercherà di valutare questo costo sulla base dei parametri fondamentali dei progetti, partendo dai costi sostenuti (*capex*, *opex* e imposte) e dalla produzione energetica. Tale approccio non deve essere confuso con le stime di "costo" che si potrebbero dedurre dai "prezzi" (ad esempio tratti dai contratti di vendita dell'energia prodotta *Power Purchase Agreement* – PPA), nell'ipotesi che tali prezzi, che si formano sul mercato, riflettano i costi.

I benefici sociali e strategici associati alla tipologia della fonte, che potrebbero in qualche misura emergere dall'analisi dei prezzi dei PPA, non vengono invece considerati nell'analisi dei puri costi di produzione e quindi non saranno quantificati nel seguito. Trattasi quindi di un cal-

colo senza "pesi" riconosciuti ad altri fattori, quali ad esempio la produzione *CO<sub>2</sub> free*. D'altra parte, convenzionalmente non si considerano fra i costi gli oneri derivanti dalla compatibilità con il sistema elettrico come per esempio gli oneri di sbilanciamento la cui evoluzione normativa potrebbe comportare impatti anche significativi.

I metodi per quantificare il LCOE, espresso in € o \$ per MWh, possono essere diversi e ad oggi non esiste una convenzione universalmente adottata.

Nel seguito si adotta la seguente formula desunta da [1 e 2]:

$$LCOE = \frac{I \cdot FCR + C_f}{E} + C_v$$

Dove:

$I$  = investimento (euro)

$E$  = energia annua prodotta (MWh)

$FCR$  = è il così detto *Fixed Charge Rate* (%), funzione del tasso di sconto, del numero di anni di vita utile e di altri parametri legati al sistema di tassazione sul reddito

$C_f$  = costi fissi equivalenti<sup>1</sup> annui (euro)

$C_v$  = costi variabili (euro/MWh).

In **Appendice A** si forniscono alcune indicazioni e assunzioni per ricavare in modo chiuso tale formula a partire dal modello di calcolo del *Net Present Value* di un *business plan*.

In linea generale va sottolineato il fatto che il calcolo tiene necessariamente conto anche degli oneri dovuti alle imposte dal momento che in alcuni Paesi il supporto alle fonti rinnovabili si evidenzia con benefici di tipo fiscale (per esempio, negli USA). È peraltro anche vero che il fattore imposte può alterare notevolmente il risultato finale, introducendo elementi potenzialmente distorsivi in un confronto tecnico tra le diverse tecnologie di produzione sottoposte a diversi regimi di tassazione.

Inoltre è utile, di volta in volta, chiarire se "*il valore, costante nel tempo...*" (richiamato nella definizione data sopra) sia un valore "*costante*" in termini reali o in termini nominali.

Va segnalato in proposito che nella maggior parte dei casi in letteratura il valore attribuito all'energia prodotta è assunto come costante in termini reali. Questo dipende dal fatto che sovente nei contratti PPA (che si stipulano ad esem-

<sup>1</sup> Media dei valori attualizzati previsti durante la vita dell'impianto.

pio nel mercato USA) è prevista una indicizzazione del prezzo legata a fattori esterni (per esempio, l'inflazione). Un esempio diverso è dato dagli impianti a registro nel mercato italiano, incentivati in base al Decreto Ministeriale 23 giugno 2016 emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e il Ministero delle Politiche Agricole, a cui è riconosciuta una tariffa unica incentivante costante in termini nominali.

Nel seguito faremo unicamente riferimento al caso reale e quindi i valori di LCOE da confrontare fra loro sono da intendersi a moneta costante 2016 in €/MWh.

## Analisi dei parametri di input per il calcolo del LCOE

### Costo di Investimento

Il costo per l'investimento viene di solito analizzato come costo per MW installato, anche se la potenza nominale di un impianto eolico è un parametro spesso indicativo. Infatti sia il costo di un aerogeneratore (trasporto e montaggio inclusi) sia il costo di gran parte delle infrastrutture, quelle di tipo civile, sono poco correlati con la potenza nominale.

Il costo di investimento per gli impianti eolici, dopo un marcato trend di diminuzione tra il 1980 ed il 2004, evidentemente dovuto all'evol-

uzione tecnologica e all'industrializzazione, dal 2005 in poi ha cambiato tendenza (figura 1).

Il fenomeno si è riscontrato in tutto il mondo, come si vede dalla sia pur approssimativa analisi di figura 2 che mostra il costo (euro 2014) per i vari Paesi del mondo [4].

L'aerogeneratore incide molto pesantemente sull'investimento complessivo per un impianto (fino al 70%), quindi è ai prezzi delle turbine che conviene far riferimento per analizzare questi trend.

Da notare innanzitutto che il grafico di figura 1 rappresenta il costo dell'impianto alla data di avvio produzione, mentre il prezzo della turbina risulta stabilito dalle condizioni di mercato di 1-2 anni prima dell'entrata in esercizio dell'impianto: è quindi riscontrabile uno sfasamento temporale fra la curva dei prezzi delle turbine e quella dei capex complessivi.

L'analisi delle cause che hanno portato all'aumento del costo a MW delle turbine registrato sul mercato americano nel periodo fra il 2004 ed il 2010 è stata svolta nel 2011 [5]. Per ogni possibile causa si è cercato di quantificare gli effetti. Le principali cause identificate in [5] sono:

- aumento della dimensione (per unità di potenza);
- aumento del costo delle materie prime;
- aumento del costo dell'energia;
- diminuzione dei margini di profitto;
- aumento del costo della manodopera;

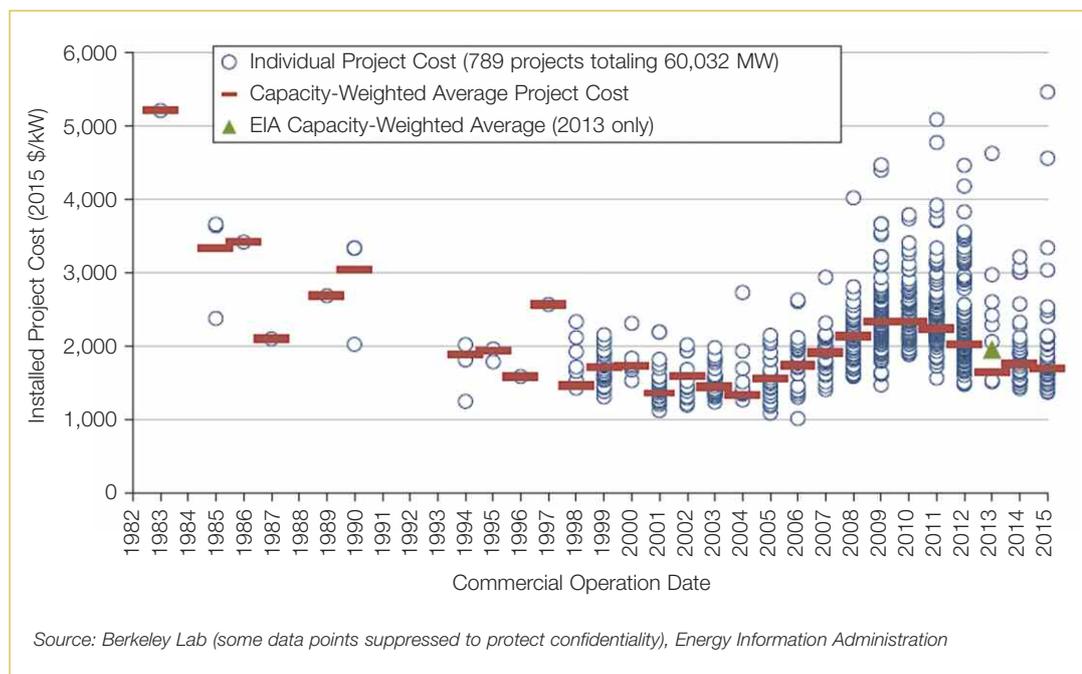
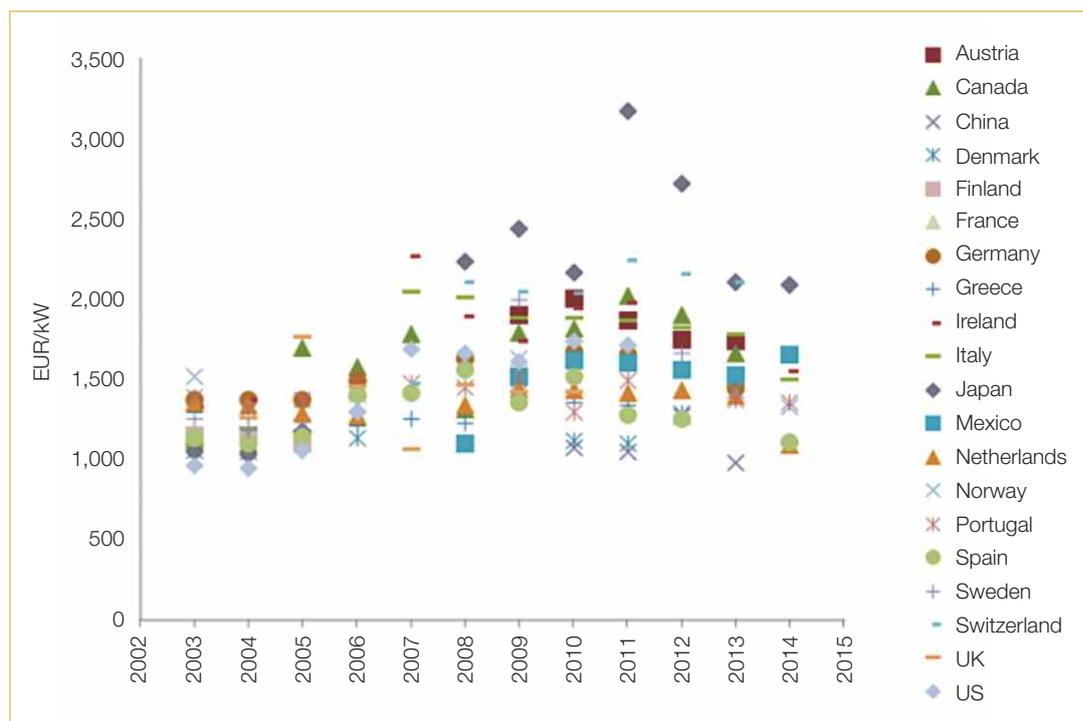


Figura 1 Evoluzione del costo di investimento in un impianto eolico in \$(2015)/kW in USA; il punto riportato, a titolo comparativo, nel grafico è stato indicato in un report da EIA riferendosi all'anno 2013 e permette di sostenere le analisi elaborate dalla fonte (Fonte: [3]).



**Figura 2** Evoluzione del costo di investimento in un impianto eolico in € (2014)/ kW (Fonte: [4]).

□ valore del dollaro rispetto alle monete europee.

Purtroppo nel 2011 non si era ancora sviluppato per intero il trend di diminuzione che appare in corso tuttora, quindi gli stessi meccanismi che erano serviti nel 2011 a spiegare in modo quantitativo l'incremento dei prezzi (per esempio, l'aumento della dimensione per unità di potenza, che in effetti continua a manifestarsi), difficilmente possono spiegare anche la netta e costante diminuzione che si è poi verificata dopo l'inversione del trend.

Oggi, grazie ad una miglior prospettiva, si può ritenere che un aspetto importante, non pienamente valutato nel 2011 per giustificare l'aumento, sia stato il forte picco della domanda di aerogeneratori in un momento in cui il settore industriale non era ancora maturo: l'intera *supply chain* fu investita da un incremento della domanda che fece lievitare i costi di tutti i componenti.

Probabilmente sottovalutata è stata anche l'incidenza del costo delle materie prime che, a parere di chi scrive, rimane il driver esterno principale che governa l'andamento del prezzo delle turbine.

Il costo a MW di un aerogeneratore è infatti fortemente legato al volume e quindi al peso (sempre con riferimento al MW installato) dei materiali impiegati nella costruzione. Secondo alcuni [6], una quota compresa fra il 65% e l'85%

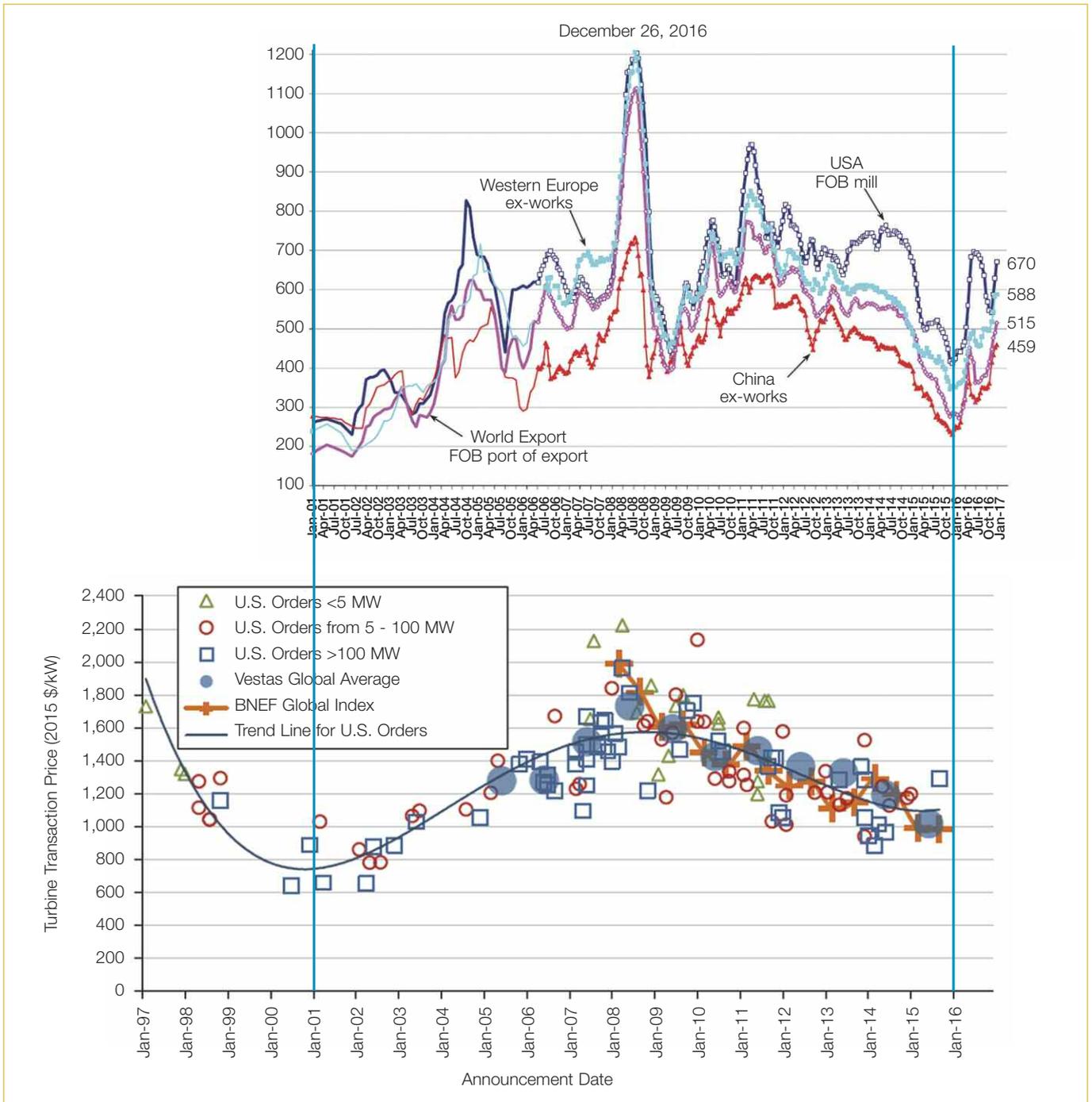
del costo della turbina dipende dal costo delle materie prime (in primis l'acciaio).

L'ipotesi di considerare il costo delle materie prime come il fattore esterno dominante è suffragata anche da un semplice confronto diretto fra il prezzo delle turbine espresso in valori reali in \$(2015) [3] e il prezzo dell'acciaio. Nell'esempio di **figura 3** è riportato il costo storico delle *Hot-Rolled Band* – 5 mm thick × 1200 - 1500 mm wide (dati tratti da [6]) espresso in valori nominali, che è il materiale con la maggior incidenza sul peso nella fabbricazione delle turbine.

Il fatto che i due grafici non siano esattamente confrontabili non comporta grossi problemi, se si tiene conto del fatto che il tasso di inflazione negli USA è rimasto circa costante dal 2001 in poi: i valori del grafico che mostra il prezzo dell'acciaio andrebbero quindi progressivamente incrementati andando indietro nel tempo, partendo dal 2015 senza correzione, fino ad arrivare ad un coefficiente correttivo di 1,38 nel 2001.

Il peso di un aerogeneratore, a parità di potenza installata, dipende non solo dalle dimensioni fisiche principali quali **i.** il diametro e **ii.** l'altezza della torre, ma anche dalla **iii.** classe di "robustezza" e dalla **iv.** tecnologia adottata:

**i.** il diametro del rotore è il principale parametro che incide sul peso dell'aerogeneratore, ma anche sulla sua producibilità perché la quantità di energia eolica che la macchina può catturare dipende dall'area spazzata dal-



**Figura 3** Confronto tra l'evoluzione del prezzo di acquisto dell'aerogeneratore e l'andamento del prezzo dell'acciaio nel medesimo arco temporale (Fonte: [3, 6]).

le pale. A parità di potenza installata, un aerogeneratore con un diametro maggiore – minor densità di potenza – produce più energia<sup>2</sup>. Per confrontare quindi il costo a MW di turbine eoliche con potenze differenti è necessario far riferimento alla densità di po-

tenza. I siti con il potenziale produttivo più elevato (alto vento medio annuo) suggeriscono l'adozione di aerogeneratori a più alta densità di potenza, invece i siti con potenziale minore favoriscono l'impiego di unità a bassa densità di potenza;

<sup>2</sup> Da notare che l'energia prodotta per unità di potenza installata corrisponde esattamente alle ore equivalenti, le quali, se divise per le ore di un anno (8760 h), danno il load factor. Le ore equivalenti – cioè il load factor – sono quindi fortemente dipendenti dalla densità di potenza.

- ii. l'altezza della torre è un parametro indipendente, anche se di solito è dello stesso ordine di grandezza del diametro. Con la recente crescita del diametro dei rotori si è visto una minor crescita dell'altezza torre, probabilmente dovuta alla necessità di contenere l'altezza complessiva dell'aerogeneratore;
- iii. la classe di "robustezza", assieme alla densità di potenza, è una delle prime scelte di progetto per un nuovo aerogeneratore da produrre in serie. In base agli standard IEC ci sono 9 classi corrispondenti a 9 siti standard. A seconda della classe scelta, i singoli componenti dell'aerogeneratore sono progettati per essere più o meno "robusti" a seconda del sito a cui sono destinati. Questo impatta, a parità di altre condizioni, sul peso e sul costo della macchina;
- iv. anche la tecnologia adottata può avere un impatto sui pesi, ma questo si verificava in modo più marcato nei primi anni di sviluppo della tecnologia eolica. Il peso delle prime turbine realizzate fino al 2000 dipendeva fortemente dal fatto che fosse a "stall control" o "pitch control". Il primo tipo era molto più pesante anche se più semplice rispetto al secondo tipo. Nelle macchine di piccola taglia come quelle realizzate negli anni '80 e '90, queste due tecnologie erano in competizione. Con l'aumento della taglia gli aerogeneratori a "pitch control" hanno preso il sopravvento e oggi le tecnologie adottate dai diversi costruttori sono poco diverse fra loro.

Gli aerogeneratori pensati per i siti più ventosi, da un lato, devono essere più robusti (vedi punto iii.), dall'altro conviene che abbiano potenze specifiche superiori (vedi punto i.): questi due fattori incidono entrambi sul peso per MW installato, ma agiscono in senso opposto.

Di solito, c'è una prevalenza del fattore densità di potenza, quindi il peso a MW delle turbine progettate per alti venti (e quindi il costo a MW) è di solito inferiore a causa della maggiore densità di potenza.

Da una analisi condotta da E2i sul prezzo degli aerogeneratori in Italia negli anni 2014-2016, si è constatato che il prezzo aumenta in modo lineare con l'inverso della densità di potenza: la pendenza di questa retta di regressione è mitigata dal fatto che le turbine con più alta densità di potenza sono generalmente di classe più robusta.

Nel corso degli anni si è visto in tutto il mondo un progressivo aumento della taglia delle macchine, più marcato per quello che riguarda il diametro di quanto non sia avvenuto per la poten-

za nominale. La conseguenza è stata una progressiva diminuzione della densità di potenza delle turbine installate.

Nell'Appendice B è riportato un confronto sistematico fra i dati disponibili sulle installazioni eoliche negli USA da cui si evince come certe tendenze sono comuni e quindi si tratta di trend di tipo globale.

In particolare negli USA la diminuzione della densità di potenza è diventata più evidente dal 2010 in poi ed ha comportato un aumento dei costi degli aerogeneratori, a parità di costo delle materie prime (figura 4). La diminuzione della potenza specifica è un fattore che quindi ha reso meno tangibile la diminuzione dei costi degli impianti eolici, che si è verificato negli ultimi anni.

Per l'anno 2014, nel report [1] per il calcolo del LCOE 2014 la stima del capex è stata basata sul costo medio degli impianti installati nel 2014 pari a 1556 k\$/MW di costo *overnight* a cui si aggiungono 154 k\$/MW attualizzati per i costi di finanziamento in fase di costruzione, ottenendo un totale di 1710 k\$/MW, che, con il cambio €/€ del 2014 corrispondono a 1282 k€/MW.

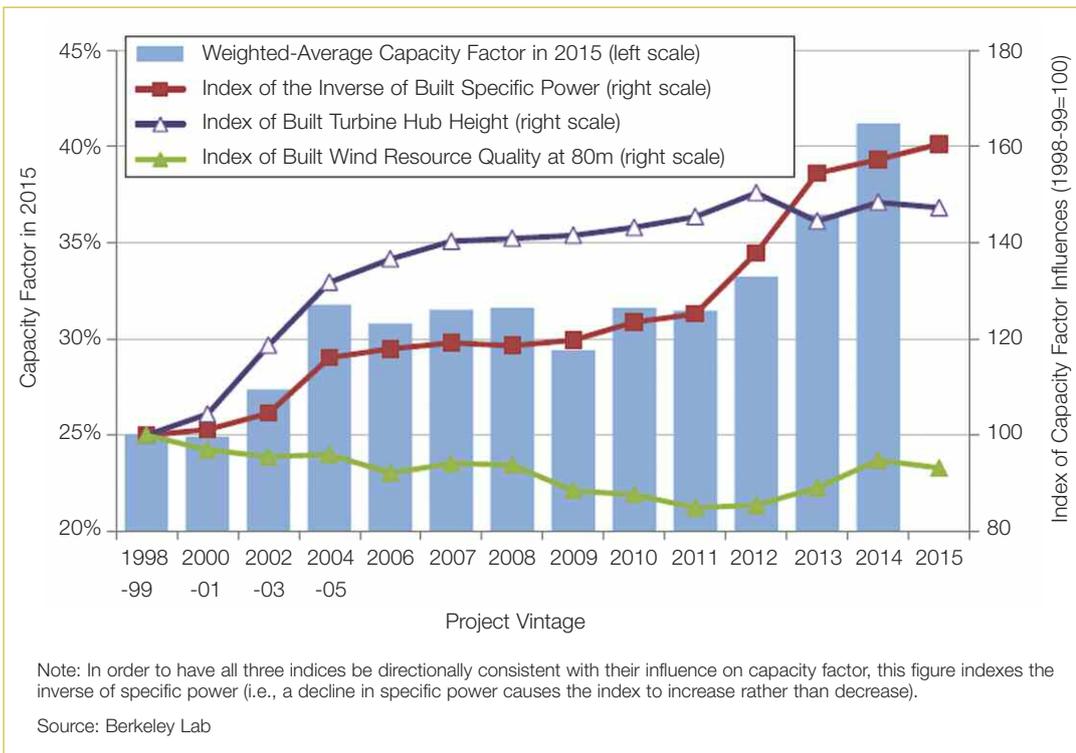
Per un'analisi comparativa, che tenga conto sia della regione che dell'anno di realizzazione, si possono quindi ipotizzare i cinque casi studio riportati nella tabella 1.

È interessante rappresentare questi dati in un grafico a confronto degli andamenti tipici del costo di investimento al variare della densità di potenza (derivati dalla retta di regressione ottenuta dall'analisi di E2i sui costi degli aerogeneratori). Si riscontrano così gli andamenti nella figura 5, che contribuiscono a spiegare il perché dell'estrema variabilità dei costi di investimento per MW installato.

I dati relativi ai due casi tipici per l'Italia ai giorni nostri derivano dalle stime di E2i, ma, come si può notare, sono quasi perfettamente in linea con i costi USA del 2014.

Negli anni del boom dell'eolico invece il costo a MW ipotizzato per l'Italia, pur essendo di poco superiore a quello medio riscontrato negli USA nello stesso anno, si trova su una curva posizionata sensibilmente più in alto, in quanto in quegli anni i costi di investimento in Italia erano gravati da elevati oneri di sviluppo, legati alle incerte e lunghe tempistiche per l'ottenimento delle autorizzazioni. Il dato di densità di potenza per questo caso (ITA\_2009) è quello medio delle installazioni in quell'anno.

È evidente anche dal grafico la tendenza verso valori di densità di potenza progressivamente più bassi passando dal 2009 ai tempi recenti.



**Figura 4** Confronto fra le caratteristiche degli impianti realizzati negli USA nei diversi anni. Ogni punto e colonna si riferiscono ad un diverso cluster di impianti; per tale confronto sono stati utilizzati i dati a consuntivo di tutti gli impianti nell'anno 2015 (Fonte: [3]).

**Tabella 1** Tabella di sintesi dei parametri di costo unitario di investimento per cinque casi di riferimento

	W/m <sup>2</sup>	k€/nom/MW	NOTE
USA_2014	247	1282	I dati sono stati tratti da [1]
USA_2009	330	1528	I dati sono stati tratti da [3] e trasformati in moneta costante
ITA_1	245	1330	Ipotesi odierna tipica in Italia – turbine “leggere” - sito pianeggiante
ITA_2	335	1135	Ipotesi odierna tipica in Italia – turbine “robuste” - sito montano
ITA_2009	370	1600	Dati tipici in Italia nel 2009

Da notare che per il caso esemplificativo ITA\_2, si è ipotizzato un sito ad orografia complessa, in cui è indispensabile adottare una macchina più robusta: la densità di potenza delle macchine disponibili con queste caratteristiche è inevitabilmente maggiore, con un effetto positivo sul costo, che però, come vedremo, risulta più che compensato da un effetto negativo sulla producibilità.

Per un'analisi comparativa dell'evoluzione tecnologica registrata negli impianti installati in Italia e negli USA, si rimanda all'Appendice B dove sono rappresentati i trend di variazione negli anni dei seguenti parametri:

- potenza nominale (di targa delle turbine);
- altezza mozzo;
- diametro rotore;
- potenza specifica.

**Energia annua producibile**

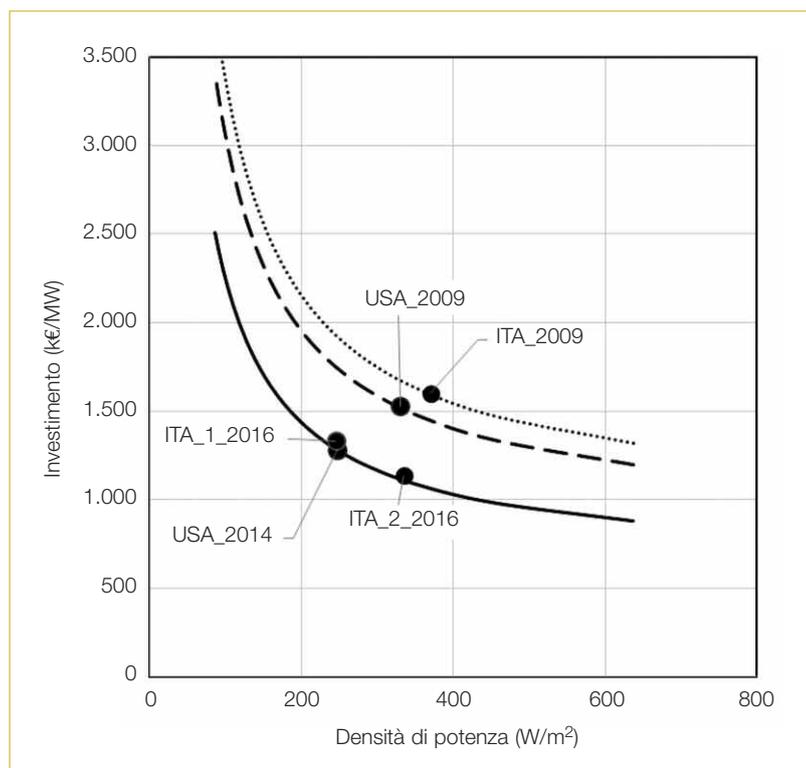
Così come per l'investimento, di solito anche per l'energia annua producibile si considera il valore dell'energia rapportato alla potenza nominale – in altri termini le ore equivalenti.

Sempre per dare delle indicazioni su quanto avvenuto negli USA è utile far riferimento al grafico nella precedente figura 4. Nel grafico è rappresentato il *load factor* effettivo (nell'anno 2015)

## fonte eolica

degli impianti installati negli anni precedenti<sup>3</sup> e contemporaneamente sono riportate anche, sotto forma di indici, le caratteristiche medie di questi impianti in termini di densità di potenza, altezza mozzo e potenziale teorico dei siti. Appare evidente dal grafico come l'inverso della densità di potenza risulti essere il fattore che meglio si correla con il *load factor*.

La densità di potenza risulta quindi il driver principale di tipo esterno (rispetto alle caratteristiche tecnologiche) che impatta non solo sul costo unitario degli impianti ma anche sul *load factor*.



**Figura 5** Costo di investimento (k€/MW) vs. densità di potenza (W/m<sup>2</sup>) (elaborazione dati E2i).

Negli impianti USA del 2014, in cui sono stati sfruttati siti con un potenziale relativamente alto ed anche impiegando macchine a bassa densità di potenza, il *load factor* è risultato molto elevato. Nel report [NREL] per il calcolo del LCOE di riferimento relativo al 2014, infatti, la stima di producibilità è stata basata su 3466 ore equivalenti corrispondenti ad un *load factor* del 39,6%.

La **tabella 2** riporta i dati di producibilità di riferimento, per gli stessi casi in cui si sono stabiliti i costi di riferimento.

Rappresentando graficamente questi dati e utilizzando come riferimento la densità di potenza, analogamente a quanto fatto per i costi nella figura 5, si ottiene il grafico di **figura 6**, in cui le curve di producibilità per ciascun valore di velocità vento sono state calcolate utilizzando convenzionalmente le seguenti ipotesi:

- distribuzione di Weibull con fattore di forma pari a 2;
- velocità medie annua del vento (a quota mozzo);
- densità aria pari a 1,225 kg/m<sup>3</sup> (tipica a livello mare);
- curve di potenza tipiche normalizzate, variabili in base alla densità di potenza;
- una perdita di produzione del 15% per tener conto di perdite elettriche, indisponibilità, effetti scia, altre perdite varie.

Come si può notare la producibilità per i due siti italiani ITA\_1 e ITA\_2, considerati come tipici per la situazione odierna, si basa su valori di velocità del vento molto superiori a quelli del caso ITA\_2009.

Quest'ipotesi si considera tuttavia plausibile perché:

- dal 2009 ai giorni nostri l'altezza media delle torri è più elevata e questo consente di disporre di una velocità del vento al mozzo più

**Tabella 2** Tabella di sintesi dei parametri tipici di producibilità per cinque casi di riferimento

	W/m <sup>2</sup>	MWh/MW	NOTE
USA_2014	247	3466	I dati sono stati tratti da [1]
USA_2009	330	3200	I dati sono stati tratti da [3]
ITA_1	245	3025	Ipotesi odierna tipica in Italia - turbine "leggere" - sito pianeggiante
ITA_2	335	2650	Ipotesi odierna tipica in Italia - turbine "robuste" - sito montano
ITA_2009	370	1600	Dati tipici in Italia nel 2009 - vedere anche [4]

<sup>3</sup> Il *load factor* degli impianti costruiti nel 2015 non compare, perché ovviamente esso risulta alterato dal fatto che gli impianti non hanno operato per l'intero anno.

elevata a parità di sito. Nei casi ITA\_1 ed ITA\_2 si ipotizza un'altezza tipica di circa 90 m, mentre nel caso ITA\_2009 le altezze medie erano dell'ordine di 70 m;

□ oggi la selezione dei siti migliori è più efficace. Da un lato, le tecniche per le valutazioni di producibilità si sono affinate, dall'altro il numero di siti su cui vengono realizzati i nuovi impianti si è drasticamente ridotto. Infatti, non solo il ritmo annuo con cui viene installata la nuova potenza in Italia è diminuito dal 2013 in poi, ma oltre a ciò, a parità di potenza installata, l'occupazione del territorio è sempre minore in virtù dell'aumento della taglia degli aerogeneratori.

Si ritiene quindi che questi fattori possano prevalere rispetto al fenomeno di saturazione verificatosi negli anni 2000. Si deve tener conto inoltre che proprio una gran parte di questi siti migliori, già sfruttati in passato, è oggi potenzialmente disponibile per interventi di integrale ricostruzione.

D'altra parte, appare anche evidente come i siti tipici per le valutazioni del costo dell'energia eolica in USA sono comunque più ventosi.

### Rapporto Investimento / Energia prodotta attesa (I/E)

A questo punto per una sintesi delle due precedenti ipotesi di riferimento non serve altro che incrociare i dati delle tabelle precedenti e calcolare i rapporti (tabella 3).

Dal punto di vista grafico è utile evidenziare le curve ottenute facendo il rapporto fra la famiglia di curve di producibilità in figura 6 e la curva di costo.

Come si può vedere dai grafici di figura 7 la scelta della densità di potenza che comporta il minor costo dell'energia è frutto di un compromesso, che fornisce risultati diversi a seconda della ventosità dei siti.

Questo tipo di rappresentazione grafica (si veda ad esempio [7]) è abbastanza tipica per il settore, perché è alla base delle principali scelte dimensionali delle turbine che vengono sviluppate per poi essere immesse nel mercato. Nei siti più ventosi la densità di potenza non è un parametro determinante: l'ottimo si trova in un range di densità piuttosto ampio. Man mano invece che si vanno a sfruttare i siti meno ventosi, il valore della densità di potenza "ottimale" diminuisce sensibilmente, inoltre un errore su questa scelta diventa molto più penalizzante. Resta evidente comunque che, pur essendo importante scegliere la densità di potenza "ottimale", il costo dell'energia continua ad essere governato dal-

la risorsa disponibile, che nel grafico è rappresentata dalla velocità del vento.

### OPEX

L'evoluzione storica dei costi di esercizio è di più difficile analisi in dettaglio a causa della elevata frammentazione delle voci: è possibile però distinguere delle macro categorie.

Può essere indicato un intervallo di costi fissi complessivi di esercizio tra 40 e 50 k€ (2016)/MW per anno, inclusi oneri per eventi straordinari spalmati nel tempo, così suddivisibile in modo approssimato:

1. 60-70% del valore è relativo alla manutenzione degli aerogeneratori i cui contratti di *service* con i costruttori o con terze parti, che sem-

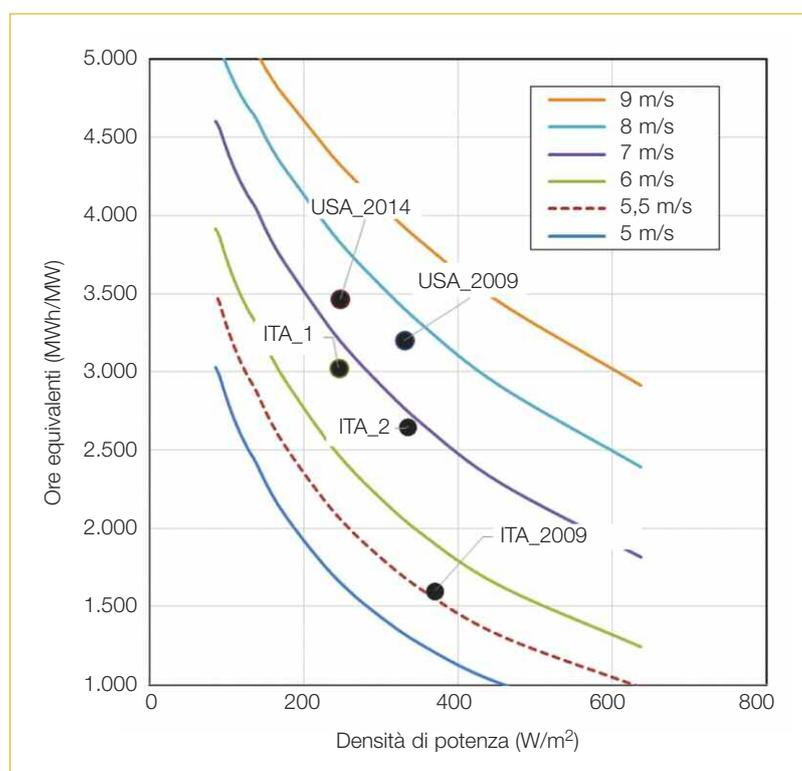
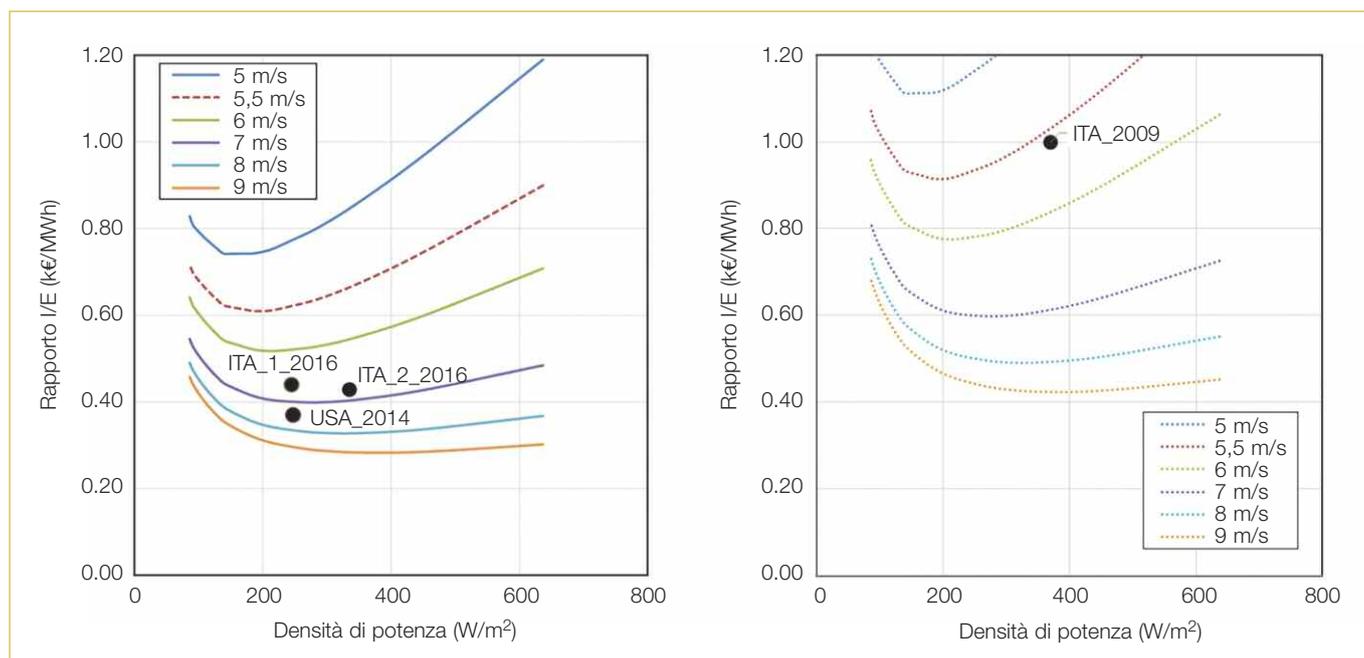


Figura 6 Andamento delle ore equivalenti di esercizio al variare della densità di potenza e della ventosità del sito.

Tabella 3 Tabella di sintesi dei principali parametri per il calcolo dell'LCOE

	W/m <sup>2</sup>	k€ <sub>NOM</sub> /MW	MWh/MW	k€ <sub>NOM</sub> /MW
USA_2014	247	1282	3466	0,370
USA_2009	330	1528	3200	0,478
ITA_1	245	1330	3025	0,44
ITA_2	335	1135	2650	0,43
ITA_2009	370	1600	1600	1,000



**Figura 7** Andamento del rapporto I/E (capex index) rispetto alla densità di potenza. A sinistra la famiglia di curve associate alla curva di costo a tratto continuo nella figura 5, a destra quella associata alla curva di costo punteggiata nella figura 5.

pre più spesso negli ultimi anni si propongono in sostituzione dei costruttori medesimi, sono diversificati in relazione alle condizioni che si sottoscrivono per la disponibilità garantita, per componenti sostituibili in caso di guasto inclusi o meno nel canone annuo (per esempio, le pale non sempre sono incluse nei contratti), presenza o meno di componenti variabili, ecc.;

2. 10-14% del valore complessivo è inerente alla manutenzione del *balance of plant*, ovvero relativo alla manutenzione degli apparati elettrici di connessione alla rete (cavidotti, giunti, sottostazione, ecc.) e alle attività di manutenzione civile (accessibilità e cura delle strade, ecc.);
3. 5-10% per attività di supporto (amministrative, fatturazione energia, ecc.);
4. 6-10% per disponibilità dei terreni;
5. 5-8% per coperture assicurative (per eventi e mancati ricavi, i cui premi sono dipendenti dai livelli di franchigia, tempi di fuori servizio non coperti, ecc.);
6. 2-4% per consumi degli ausiliari.

Ulteriori costi di tipo variabile sono invece relativi alle royalties, agli oneri di sbilanciamento e agli oneri amministrativi verso terzi pari complessivamente a 2-3 €/MWh rispetto all'energia prodotta. Inoltre, sono da tener presenti le tasse patrimoniali come per esempio l'IMU, che intervengono nel calcolo del LCOE in modo diverso dai costi fissi, in quanto non consentono

benefici in termini di riduzione delle imposte sul reddito.

È tuttavia importante segnalare che l'impatto dei costi di esercizio nel calcolo dell'LCOE è inferiore ad altri parametri quali *capex*, producibilità e tasso di sconto utilizzato.

### WACC (Weighted Average Cost of Capital)

Ricordiamo, come detto, che l'LCOE è un parametro di sintesi di un intero *business plan*.

I cambiamenti avvenuti dal 2008 ad oggi sui mercati finanziari hanno avuto un impatto anche nell'evoluzione della redditività attesa da parte degli operatori di settore, tale che nel corso degli ultimi 15 anni si sono avuti i seguenti significativi cambiamenti:

1. progressiva riduzione del costo del denaro a partire da livelli percentuali a doppia cifra;
2. rischio inferiore del settore delle fonti rinnovabili in quanto regolato rispetto ad altri settori industriali.

Focalizzando l'attenzione sugli ultimi 36 mesi, il contesto di mercato, pur caratterizzato da elevata volatilità, ha evidenziato un trend moderatamente positivo di crescita dell'economia nei Paesi dell'Area Euro e una riduzione fino a stabilizzazione dei tassi di interessi sui titoli di Stato (anche Italiani) a seguito degli interventi della Banca Centrale Europea attraverso meccanismi di sostegno (*Quantitative Easing* europeo).

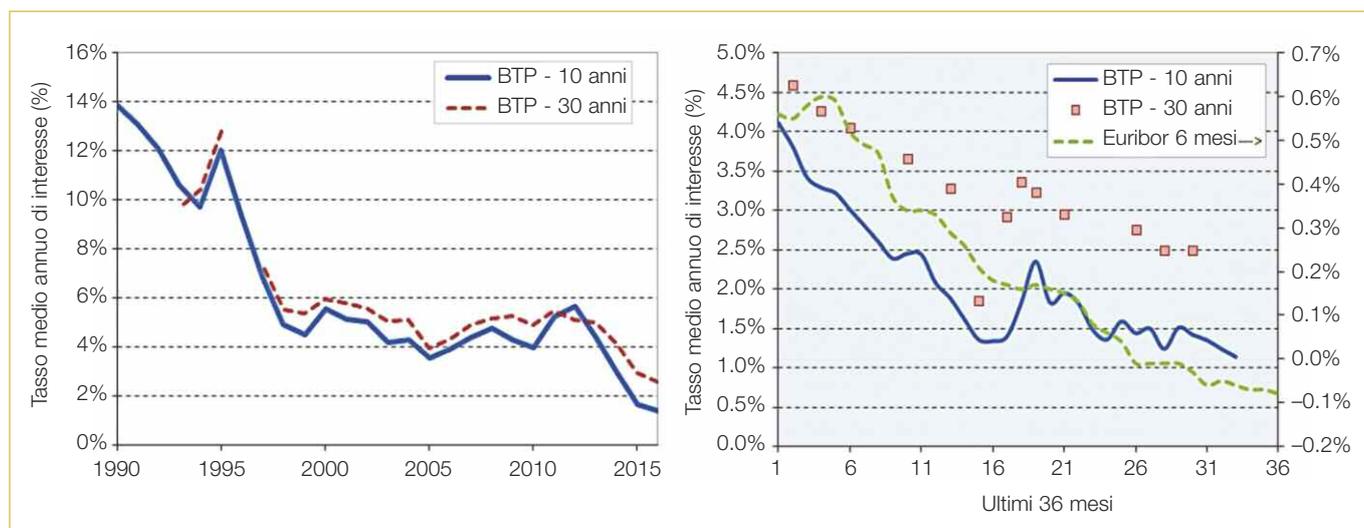


Figura 8 Elaborazioni dati Ministero del Tesoro e altre fonti.

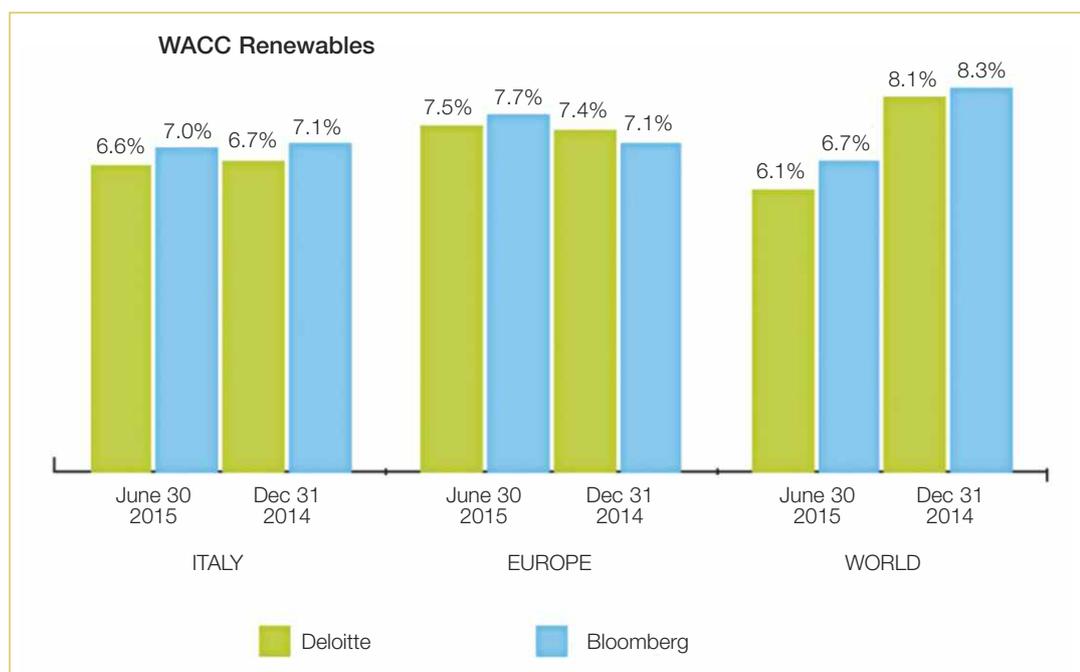


Figura 9 Stime del WACC nel settore delle fonti rinnovabili (Fonte: [9]).

In particolare, si è rilevato quanto segue:

1. riduzione del **costo del denaro** da gennaio 2014, approssimato nei grafici di **figura 8** con il BTP di durata 10 anni e il BTP di durata 30 anni; sono riportati:
  - i. a sinistra, l'andamento storico dal 1990,
  - ii. a destra, l'andamento degli ultimi 19 mesi da gennaio 2014 a settembre 2016.
 È ben visibile la volatilità nel primo semestre 2015 causata dal negoziato tra l'Eurogruppo e la Grecia per il rinnovo di un piano di aiuti al paese ellenico; incertezza poi superata;
2. la normativa con incentivi alla crescita e i ricavi stabilizzati conducono a mantenere bas-

so il costo del capitale nel settore delle energie a fonte rinnovabile (**figura 9**), nonostante nel recente passato alcuni governi abbiano in taluni casi introdotto misure retroattive addizionali e, a volte, penalizzanti rispetto al momento in cui gli operatori hanno preso la decisione di investimento (per esempio, per l'Italia, in relazione al calcolo dell'IMU, alle aliquote di ammortamento per il fotovoltaico, alla rimodulazione degli incentivi attraverso il decreto spalma-incentivi).

Come è evidenziato nella mappa europea del WACC nominale riportata nella **figura 10**, nonostante il WACC del settore rinnovabile sia me-

diamente inferiore ad altri settori industriali, esiste una differenziazione tra Paesi membri dipendente dal rischio Paese percepito dagli investitori. Infatti, gli investitori richiedono sovente redditività anche più elevate rispetto al proprio costo medio ponderato del capitale in considerazione di altri aspetti come può essere il rischio Paese, la tecnologia utilizzata, ecc.

Ogni progetto è caratterizzato da fattori specifici quali il costo di investimento, il costo di esercizio e il livello di ventosità del sito. Inoltre, ogni operatore presenta una propensione al rischio e al ritorno dell'investimento differente.

Nella **tabella 4** è riassunta una evoluzione temporale del WACC.

Il rendimento di attività cosiddette *risk free*, ipotizzate quali i titoli di Stato italiani di lunga

durata (BTP a 10 anni), si è modificato notevolmente nel tempo: si è passati da valori attorno al 12% dei primi anni Novanta fino a valori attorno al 5% tra 2000 e 2010 fino a ridursi ulteriormente agli attuali 1-2% del 2015-2016 a seguito dell'avvio del programma di *Quantitative Easing* della Banca Centrale Europea. Tale ampio intervallo comporta una significativa escursione anche del tasso di sconto da utilizzare nella formula dell'LCOE a parità di percentuale di debito considerata. Si prenda ad esempio una percentuale di debito tipica del *project financing* pari al 70%: nel periodo fino al 2010, il WACC nominale *post tax* risulterebbe attorno all'8-9%, mentre nell'ultimo biennio, andrebbe al 5-6%. Tale variazione ha di conseguenza un impatto importante anche sull'evoluzione dell'LCOE.

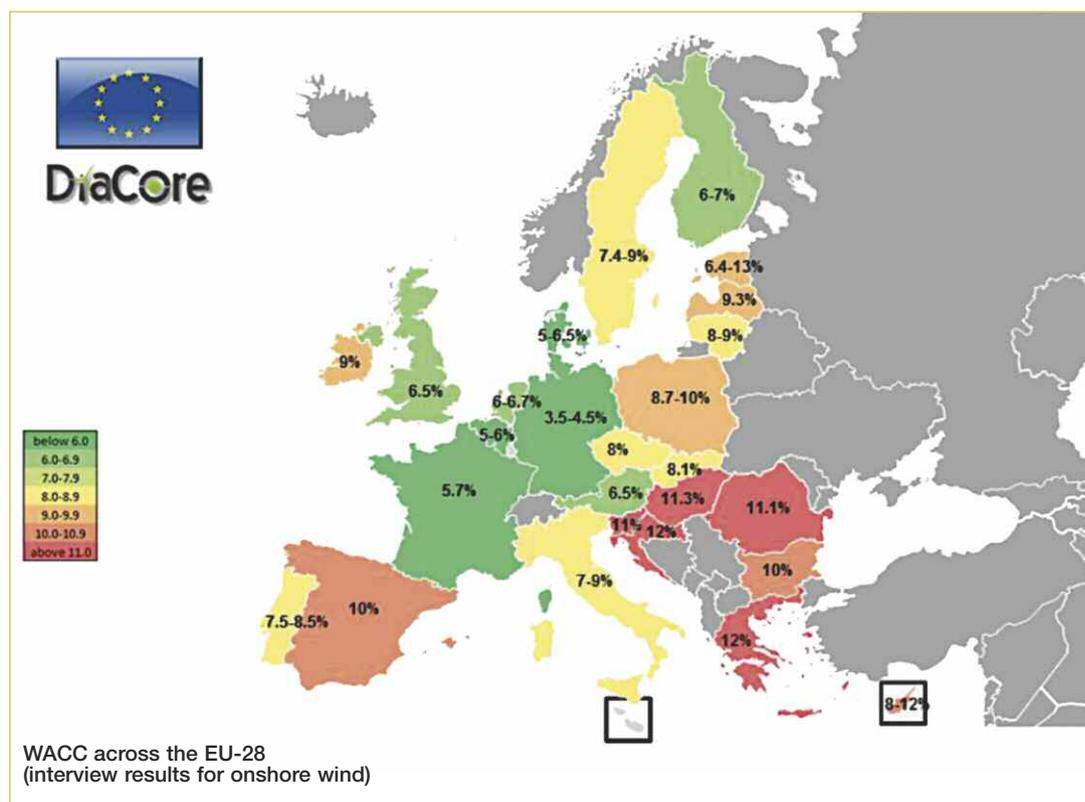


Figura 10 Stime del WACC nel settore delle fonti rinnovabili (Fonte: [10]).

Tabella 4 Evoluzione temporale del WACC							
MERCATO ITALIANO		2000	2005	2009	2010	2015	2016
Tasso medio di interesse titoli BTP decennali	(%)	5,6%	3,5%	4,3%	4,0%	1,7%	1,4%
WACC nominale post tax (%)	(%)	9,2%	7,5%	8,1%	7,9%	5,9%	5,7%
Inflazione attesa	(%)	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,0%	1,0%
WACC reale post tax (%)	(%)	7,1%	5,4%	6,0%	5,8%	4,9%	4,7%

### Sintesi dei risultati e analisi di sensitività

La **tabella 5** riporta una sintesi dei casi sopra evidenziati con le principali assunzioni utili per il calcolo dell'LCOE a partire dall'investimento unitario, dalle ore equivalenti di esercizio, dai costi fissi e variabili ai parametri di tipo economico-finanziario (aliquote imposte sul reddito e patrimoniale).

In particolare, focalizzando l'attenzione sui casi Italia, emerge quanto segue:

- ITA\_2009 rappresenta un esempio di impianto realizzato con le caratteristiche di costi, di tecnologia e di mercato del 2009; è importante ricordare che in tabella non è considerata la *Robin Hood tax*. Nelle valutazioni delle iniziative di quel periodo, invece, se

**Tabella 5** Tabella con le principali ipotesi di calcolo dell'LCOE per i cinque casi di riferimento: due relativi al mercato USA e tre relativi al mercato Italia per l'anno 2009 e per l'anno 2016

PARAMETRI DI INPUT			USA_2009	USA_2014	ITA_2009	ITA_1	ITA_2
I/P	$k\text{€}_{2016} / MW$	Investimento unitario	1,528	1,282	1,600	1,330	1,135
E/P = H eq. / anno	$MWh / \text{anno} / MW$	Produzione unitaria (ore equiv.)	3,200	3,466	1,600	3,025	2,650
Cf	$\text{€}_{2016} / MW \cdot \text{anno}$	Costi fissi unitari			50,000	40,000	40,000
Cf / H eq.	$\text{€}_{2016} / MWh$	Costi fissi	23.0	11.0	31.3	13.2	15.1
N	<i>n. anni</i>	Vita utile	20	20	20	20	20
tr	%	Aliquota imposte sul reddito	38.9%	38.9%	30.6%	27.1%	27.1%
tp	%	Aliquota imposte patrimoniali			0.4%	0.1%	0.1%
Cv	$\text{€}_{2016} / MWh$	Costi variabili (oneri GSE)			0.5	0.5	0.5
Rreal	%	WACC reale post-tax	8.7%	6.6%	6.0%	4.7%	4.7%
roy	%	Royalties sui ricavi			3.0%	3.0%	3.0%
FCR	%	Fixed Charge Rate	12.1%	10.3%	10.9%	8.9%	8.9%
<b>CALCOLO COSTO ENERGIA (<math>\text{€}_{2016} / MWh</math>)</b>							
		capex	57.8	38.2	109.1	39.2	38.2
		opex	23.0	11.0	36.1	15.4	17.3
		<b>Totale</b>	<b>80.8</b>	<b>49.2</b>	<b>145.2</b>	<b>54.6</b>	<b>55.5</b>
<b>SCOMPOSIZIONE COSTO ENERGIA (<math>\text{€}_{2016} / MWh</math>)</b>							
		rimborso del capitale	23.9	18.5	50.0	22.0	21.4
		remunerazione del capitale	27.3	15.3	37.0	12.3	11.9
		imposte patrimoniali			5.8	0.4	0.4
		imposte sul reddito	17.4	4.4	16.3	4.6	4.4
		costi fissi	23.0	11.0	31.3	13.2	15.1
		costi variabili			0.5	0.5	0.5
		royalties			4.4	1.6	1.7

**Tabella 6** Confronto tra l'LCOE semplificato di un impianto eolico e un ciclo combinato alimentato a gas naturale (CCGT) sulla base di un capacity factor (ore equivalenti) ottimale per ciascuna tecnologia

		EOLICO	CCGT
a	Tasso di sconto	6%	6%
b	Incidenza annua: $(b) = [a] / [1 - 1 / (1 + [a])^N]$	8%	8%
c	Ore equivalenti di produzione / anno	<i>h eq / anno</i>	3,000
d	Rendimento CCGT	%	50%
e	Costo combustibile (PCI = 8.250 kcal/mc = 9.6 kWh/mc)	€/mc	0.25
f	Costo di impianto	€/kW	1,300
	% Costi di esercizio fissi + personale / investimento	%	~2%
g	Costi di esercizio fissi	k€/MW . anno	50
	<b>Costo di produzione semplificato</b>	€/MWh	
l	Componente investimento: $(l) = (f) \times (b) / (c)$	34	7
m	Componente costi di esercizio fissi: $(m) = (g) / (c)$	17	2
n	Componente costi di esercizio variabili - altri:	1	
o	Componente costi operativi di combustibile: $(o) = (e) / (d) / (PCI) \times 1000$		52
	<b>Costo di produzione semplificato - no tax</b>	<b>52</b>	<b>60</b>

ne teneva conto con un termine addizionale del 6,5% sull'aliquota di imposta sul reddito: come conseguenza, l'LCOE avrebbe raggiunto valori superiori ai 150-152 €/MWh rispetto ai 145,2 €/MWh riportati in tabella senza tale impatto;

- ITA\_1 e ITA\_2 rappresentano le condizioni osservabili oggi che vedono rispetto al 2009 le seguenti principali differenze:
  - i. tecnologia più recente dei nuovi aerogeneratori;
  - ii. dimensioni del rotore delle macchine notevolmente incrementate;
  - iii. WACC diminuito in relazione alla diminuzione del costo del denaro;
  - iv. selettività nella scelta dei siti con maggior presenza della risorsa vento;
  - v. diminuzione delle imposte sul reddito dal 27,5% al 24%<sup>4</sup>. Questi aspetti consentono di spiegare il gap di circa 90 €/MWh in meno ottenibile con gli esempi di oggi rispetto ad un progetto tipico del 2009.

### Confronto LCOE semplificato tra impianto eolico e CCGT

A titolo esemplificativo è riportato nella **tabella 6** un breve confronto tra l'LCOE semplificato di un impianto eolico e un ciclo combinato alimentato a gas naturale (CCGT) senza includere imposte e royalties.

Oggi, come si evince dalla tabella 6, il costo di produzione dell'eolico è del medesimo ordine di grandezza, ovvero ormai paragonabile, al costo di produzione di un ciclo combinato a gas naturale anche senza considerare l'effetto CO<sub>2</sub>.

## Conclusioni

L'analisi condotta relativamente ai valori storici riscontrati in Italia e a confronto con altri Paesi dei parametri più significativi per il calcolo dell'LCOE degli impianti eolici ha confermato la sostanziale riduzione dei costi sia in termini di investimento che in termini di esercizio. Ai fattori tecnici che hanno determinato questa situazione

<sup>4</sup> Il valore di aliquota di imposta sul reddito è stato considerato in modo approssimato pari alla somma di IRES e di IRAP medio.

ne si aggiungono le attuali favorevoli condizioni finanziarie caratterizzate da un rischio contenuto nei confronti di mercati regolati come al momento è considerato il settore delle fonti rinnovabili.

Il raggiungimento della *grid parity* per l'eolico dipenderà da diversi fattori:

- i. mantenimento delle attuali favorevoli condizioni di mercato dal punto di vista economico-finanziario;
- ii. contratti di vendita dell'energia elettrica (*Power Purchase Agreement*, PPA) che siano in grado di stabilizzare i flussi operativi per gli operatori e ridurre i rischi agli investitori;
- iii. proseguimento nell'innovazione tecnologica

in grado di consentire alle fonti rinnovabili di partecipare in modo proattivo alla stabilità delle reti.

A conclusione, è già oggi ragionevole affermare che:

- i. gli impianti eolici di ultima generazione, insieme anche con gli impianti fotovoltaici, si presentano all'appuntamento della prossima riforma del mercato elettrico con le carte in regola per continuare a recitare un ruolo sempre più da protagonisti e che;
- ii. i costi di produzione da fonte eolica sono praticamente allineati a quelli del miglior impianto a combustibili fossili attualmente disponibile.

### Appendice A

Ci sono diverse tecniche più o meno convenzionali per calcolare il costo di produzione dell'energia, parametro che viene anche chiamato in modi diversi. Nel seguito useremo il termine *Levelized Cost Of Energy* (LCOE). Pur non volendo essere esaustivi nell'esame di queste tecniche, si vogliono di seguito precisare alcuni aspetti del calcolo, che, se non tenuti in debito conto potrebbero portare ad equivoci e quindi a conclusioni non corrette. La seguente formulazione è quella tipicamente riportata in letteratura [Wikipedia]:

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

dove:

- LEC = Costo livellato di generazione dell'elettricità (Average Lifetime Levelised electricity generation cost)
- $I_t$  = Spese d'investimento nell'anno  $t$
- $M_t$  = Spese operative e di mantenimento nell'anno  $t$
- $F_t$  = Spese di combustibile nell'anno  $t$
- $E_t$  = Generazione di elettricità nell'anno  $t$
- $r$  = Tasso di sconto
- $n$  = Vita operativa del sistema

Questa definizione presenta però alcuni problemi:

1. non definisce in modo preciso come tener conto del regime di tassazione; dal momento che l'aliquota delle imposte non compare fra i dati in input, si può dedurre che chi adotta questa formula deve tener conto delle imposte sotto forma di fattore correttivo del tasso di sconto. Da notare che in questo caso il tasso di sconto viene di solito denominato *pre-tax* ed è significativamente maggiore di quello *post-tax* generalmente utilizzato. Da notare anche che il metodo di correggere il tasso di sconto per includere l'effetto delle imposte è un metodo che comporta una certa approssimazione;
2. non chiarisce bene se i valori nelle sommatorie debbano essere usati in termini reali oppure nominali;
3. dal momento che contiene delle sommatorie non consente un utilizzo diretto, né permette di analizzare separatamente le componenti di costo dell'energia.

Per eliminare queste incertezze è quindi opportuno partire dallo stesso modello di calcolo su cui si basa normalmente una valutazione finalizzata a prendere una "*decisione d'investimento*". In tal caso, si fanno delle vere e proprie simulazioni dei futuri bilanci (*business plan* di progetto), da cui dedurre i *cash flow* annuali di progetto. La serie temporale di queste entrate/uscite di cassa annuali diviene il modello di valutazione, sul quale è possibile, per esempio, trarre una sintesi utilizzando un tasso di sconto opportuno per ottenere il risultato netto attualizzato. L'LCOE rappresenta il tentativo di sintetizzare un *business plan* di progetto in un solo parametro sintetico indicativo.

Segue

In letteratura sono riportate diverse formulazioni di calcolo ottenute matematicamente in modo chiuso dell'LCOE a partire da diverse assunzioni. Qui di seguito sono descritti i passaggi più significativi per giungere alla formula utilizzata nel presente articolo.

Per rimanere più aderenti alla definizione generica data per il LCOE, conviene partire quindi dalla definizione di NPV di un progetto, assumendo di calcolare questo parametro attribuendo un valore costante (incognito) all'energia generata per poi ricavare tale valore incognito, ponendo l'NPV uguale a 0.

In un caso semplificato l'NPV può essere calcolato con la seguente formula:

$$NPV = -I + \sum_{j=1}^N \frac{1}{(1+R)^j} \left\{ \left[ P - EC_v - C_f(R) - \frac{I}{N} \right] (1-t) + \frac{I}{N} \right\} \quad (2)$$

Dove:

$I$  = investimento (euro)

$E$  = energia annua prodotta (MWh)

$R$  = tasso di sconto **nominale post-tax** (in pratica il WACC nominale *post-tax*, con *tax shield*)

$N$  = numero di anni di vita dell'impianto

$t$  = aliquota delle imposte sul reddito

$P$  = valore annuo della produzione - assunto costante negli anni in valore nominale (euro)

$C_f(R)$  = costi fissi (euro) - è la media ponderata dei costi fissi nominali annui previsti - il peso è dato dal coefficiente di attualizzazione  $1/(1+R)^j$  - nella notazione si indica che il valore fisso nella formula è comunque da calcolare in funzione del tasso di sconto  $R$ ;

$C_v$  = costi variabili (€/MWh).

Inserendo al posto del valore annuo della produzione  $P$  il parametro  $E \cdot LCOE$  e ricavando il parametro LCOE dall'equazione in cui si è posto  $NPV = 0$ , si ottiene la seguente formula "diretta" (3) per il LCOE:

$$LCOE = \frac{I \cdot FCR + C_f(R)}{E} + C_v \quad (3)$$

Dove, al posto delle sommatorie si è utilizzato il coefficiente  $A_R$ , definito come segue:

$$\sum_{j=1}^N \frac{1}{(1+R)^j} = \frac{1}{A_R} \quad \Rightarrow \quad A_R = \frac{R}{1 - \frac{1}{(1+R)^N}} \quad (4)$$

$$FCR = A_R \frac{1-t PV_{dep}}{1-t} \quad \text{è il così detto Fixed Charge Rate (\%), funzione di } R.$$

Il coefficiente  $PV_{dep}$ , definito come *Present Value of depreciation* (%), se necessario, va calcolato separatamente sulla base del tasso  $R$  e delle effettive rate d'ammortamento, le quali, a seconda del regime fiscale di un determinato Paese (come, per esempio, nel caso degli USA), possono essere anche molto variabili di anno in anno. Nell'ipotesi in cui l'ammortamento avvenga a rate costanti durante la vita effettiva dell'impianto ( $N$  anni):

$$PV_{dep} = \frac{1}{N A_R} \quad (5)$$

Nel caso dell'Italia, questa approssimazione appare accettabile.

La formula (5) rappresenta un esempio di calcolo in forma chiusa rappresentativa di un caso semplificato con le seguenti assunzioni:

- i ricavi sono costanti - si trascurano tutte le variazioni annue di produzione;
- l'esborso per l'investimento è tutto concentrato nell'anno 0;
- la produzione energetica inizia a partire dall'inizio dell'anno 1;
- non si considerano variazioni del capitale circolante: gli incassi e le spese annuali sono assunti tutti concentrati alla fine di ciascun anno;
- le imposte considerate sono solo quelle da reddito di impresa (esempio, IRES+IRAP, trascurando anche la diversa base imponibile di queste due im-

Segue

poste<sup>1</sup>) senza tener conto di altre imposte di natura diversa, come ad esempio le imposte patrimoniali – l'aliquota delle imposte è comunque ipotizzata costante negli anni;

f. i valori economici sono tutti assunti senza IVA, i cui effetti finanziari sono trascurati;

g. si trascura il valore residuo dell'iniziativa e/o il costo di smantellamento.

Per una più approfondita analisi delle componenti del LCOE, vale infine la pena di osservare che il costo di produzione dell'energia può essere espresso anche come somma di 2 o di 6 componenti, come segue:

$$\begin{aligned}
 \text{capex} &= \frac{I}{E} \cdot FCR && \text{opex} \\
 LCOE &= \underbrace{\frac{I}{E} \frac{1}{N}}_{\text{Rimborso capitale}} + \underbrace{\frac{I}{E} \left( A_R - \frac{1}{N} \right)}_{\text{Remunerazione capitale}} + \underbrace{\frac{I}{E} \left( A_R - \frac{1}{N} \right) \frac{t}{1-t}}_{\text{Imposte sul reddito}} + \underbrace{\frac{I}{E} \frac{t_p}{1-t}}_{\text{Imposte patrimoniali}} + \underbrace{\frac{C_f(R)}{E}}_{\text{fissi}} + \underbrace{C_v + LCOE_x \frac{roy}{1-roy}}_{\text{variabili}} \quad (6)
 \end{aligned}$$

La formula (6) vale ovviamente nell'ipotesi in cui l'ammortamento avviene a rate costanti sulla vita del progetto.

Per gli investimenti più "capital intensive", come l'eolico, l'incidenza delle imposte sul reddito sul costo di produzione dell'energia è particolarmente importante.

È evidente da questa rappresentazione che la componente "imposte sul reddito" è direttamente proporzionale alla componente "remunerazione del capitale", a cui viene sostanzialmente applicato il fattore  $t/(1-t)$ .

<sup>1</sup> Dal momento che gli oneri finanziari non sono inclusi nel modello *full equity*, la differenza tra le basi imponibili per IRES e per IRAP si limita esclusivamente ai costi del personale interno, che sono spesso trascurabili. Nel calcolo del *tax shield*, all'interno del WACC, è però opportuno utilizzare un tasso di sconto esclusivo dell'IRAP, perché anche gli oneri finanziari non sono deducibili ai fini dell'imponibile IRAP.

## Appendice B

Nelle seguenti pagine vengono messi a confronto i dati relativi al parco macchine italiano e quello degli USA.

I grafici relativi agli USA sono stati tratti dal documento [3], mentre quelli relativi ai parchi eolici italiani sono una elaborazione tratta dal Database ANEV aggiornato al 2014.

In ciascuna figura sono rappresentati in alto i dati del parco italiano ed in basso quelli USA.

Osservando la **figura 11** si nota che, in termini di potenza installata, mentre negli USA si è verificato un arresto della crescita a partire dal 2001 circa, in Italia, fino al 2014, si riscontra un continuo aumento della taglia che ha portato, negli ultimi anni, ad impiegare macchine di potenza maggiore rispetto a quelle impiegate negli USA. Se per esempio si concentra l'attenzione sul *range* tra 1,5 e 2,0 MW si vede come in Italia questa taglia sia diventata significativa solo intorno al 2007, in ritardo di 4-5 anni rispetto agli USA. Invece la taglia >2,5 MW è già ben presente in Italia dal 2014, mentre in USA appare ancora poco frequente.

Una situazione analoga si riscontra per l'altezza delle macchine (**figura 12**), infatti, mentre negli USA l'altezza delle torri ha rapidamente raggiunto gli 80m circa, valore su cui c'è stato un assestamento, in Italia si è assistito invece all'impiego di macchine progressivamente sempre più alte, fino ad azzerare il ritardo rispetto agli USA.

Diverso è il caso del diametro degli aerogeneratori rappresentato nella **figura 13**. Negli USA, nonostante una battuta di arresto tra il 2006 ed il 2008 in cui il diametro impiegato è rimasto stabile intorno agli 80 m, la dimensione del diametro è sempre stata in aumento e nel 2015 si è riscontrato addirittura un significativo impiego (circa 20%) di macchine con diametro >110 m. In Italia invece, la crescita, sia pur avvenuta in modo progressivo, appare in ritardo anche negli anni più recenti.

Segue

## fonte eolica

La sintesi delle figure 11 e 13 è rappresentata dalla figura 14, che mostra l'andamento della densità di potenza delle macchine impiegate anno dopo anno. Dai due grafici appare evidente come in Italia, almeno fino al 2014, siano state impiegate macchine con una densità di potenza molto più elevata rispetto a quanto avvenuto negli USA. Si ritiene tuttavia, che negli anni più recenti, tra il 2015 ed il 2017 anche in Italia i valori di densità di potenza si stiano avvicinando molto a quelli verificatisi negli ultimi anni negli USA, probabilmente fino addirittura ad invertire il gap.

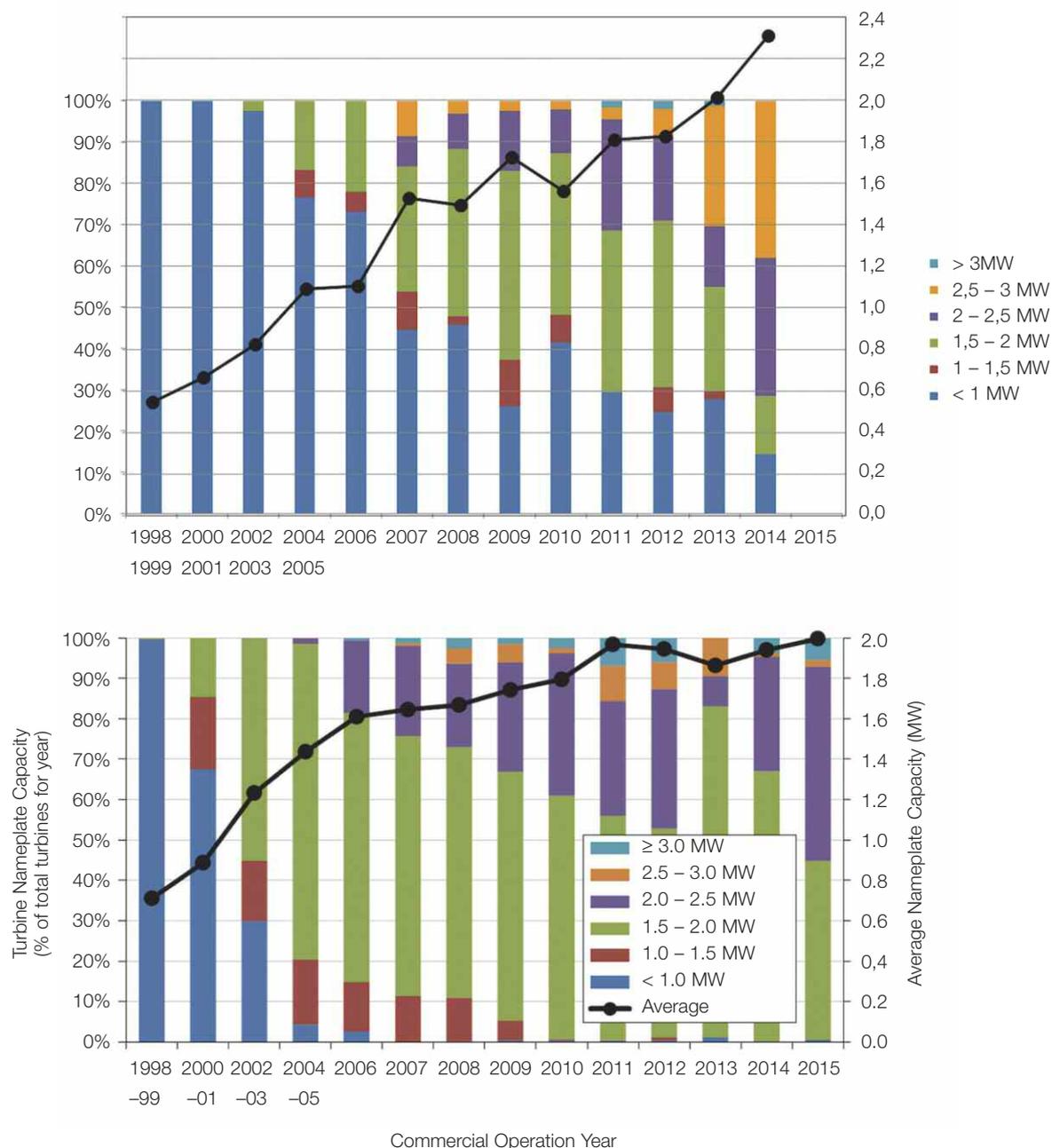


Figura 11 Dati relativi alla potenza nominale delle macchine installate nei diversi anni.

Segue

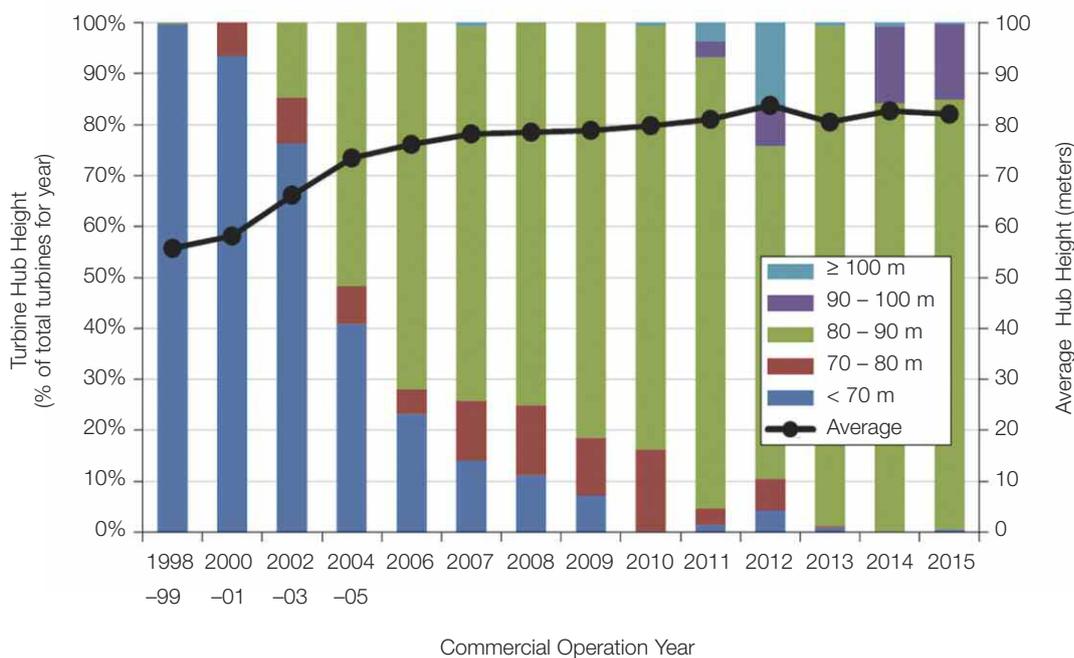
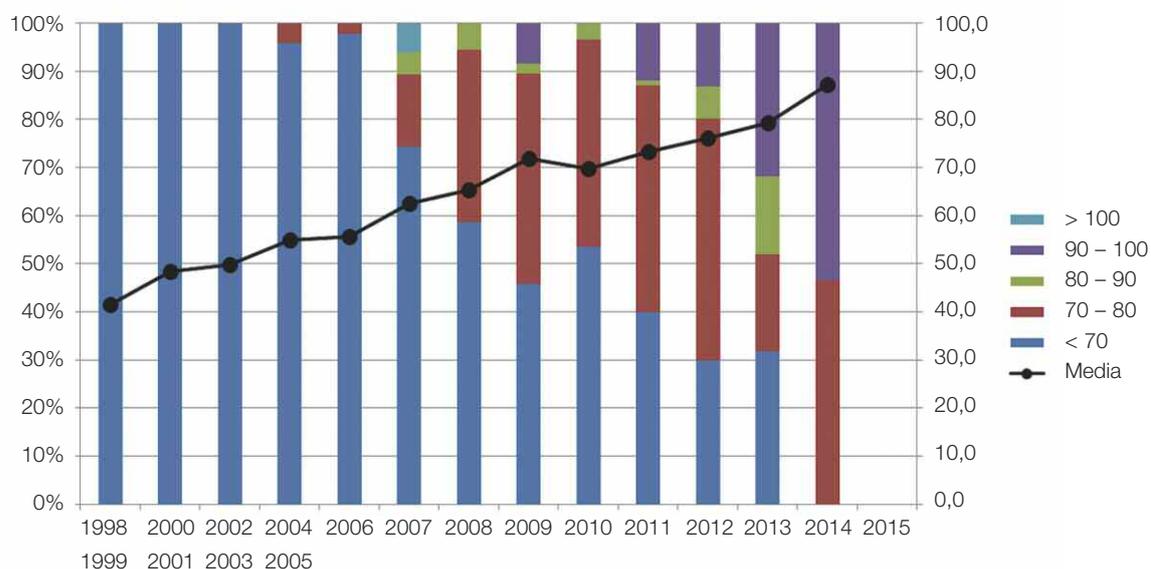


Figura 12 Dati relativi all'altezza mozzo delle macchine installate nei diversi anni.

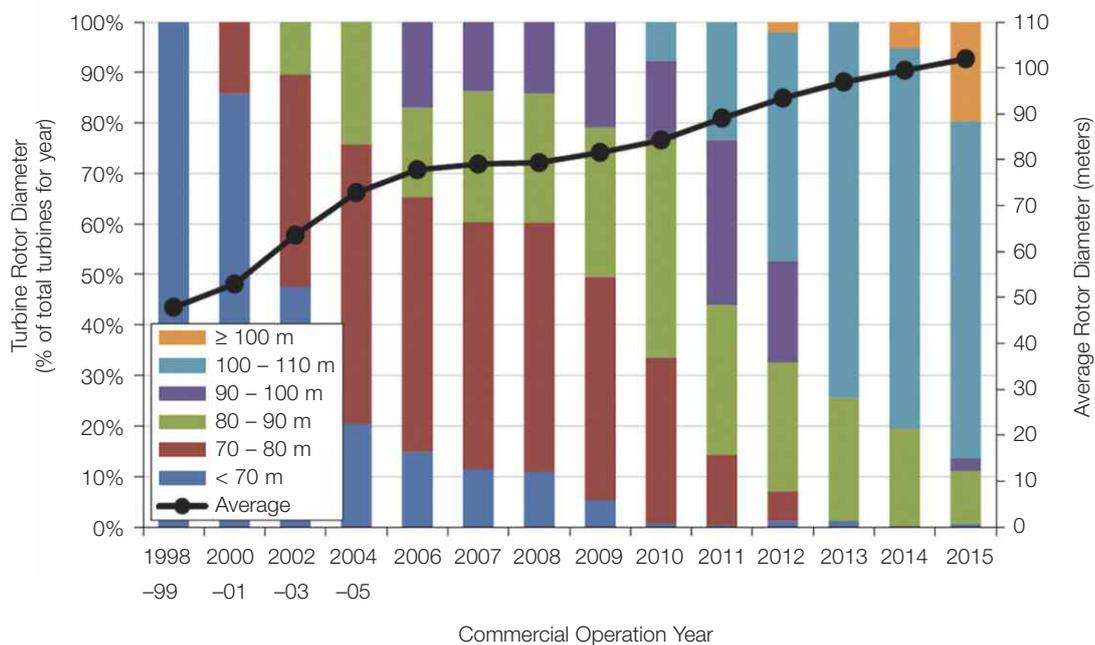
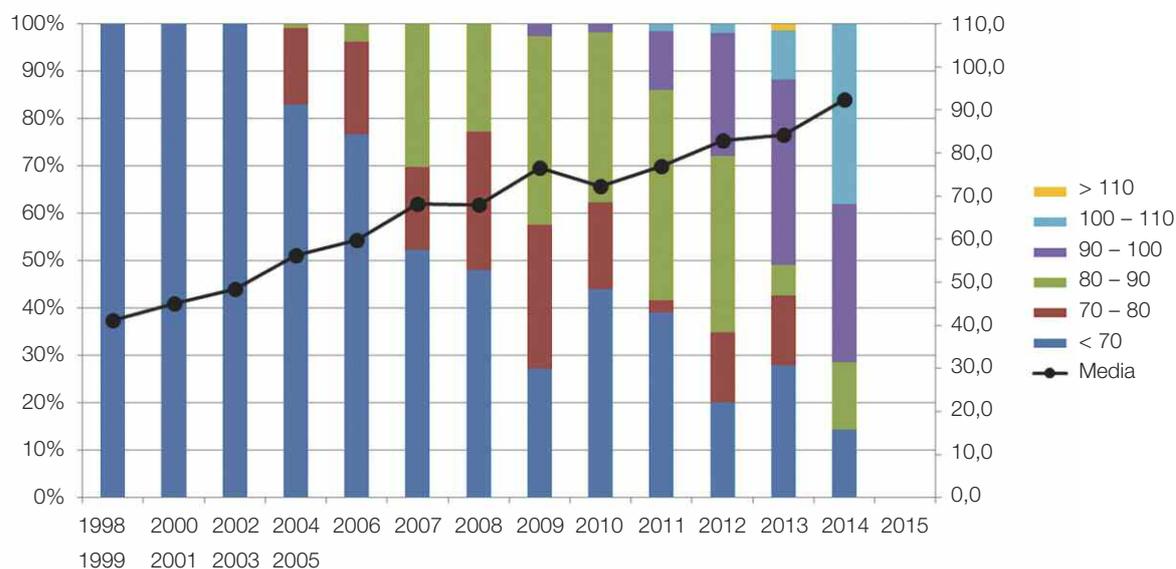
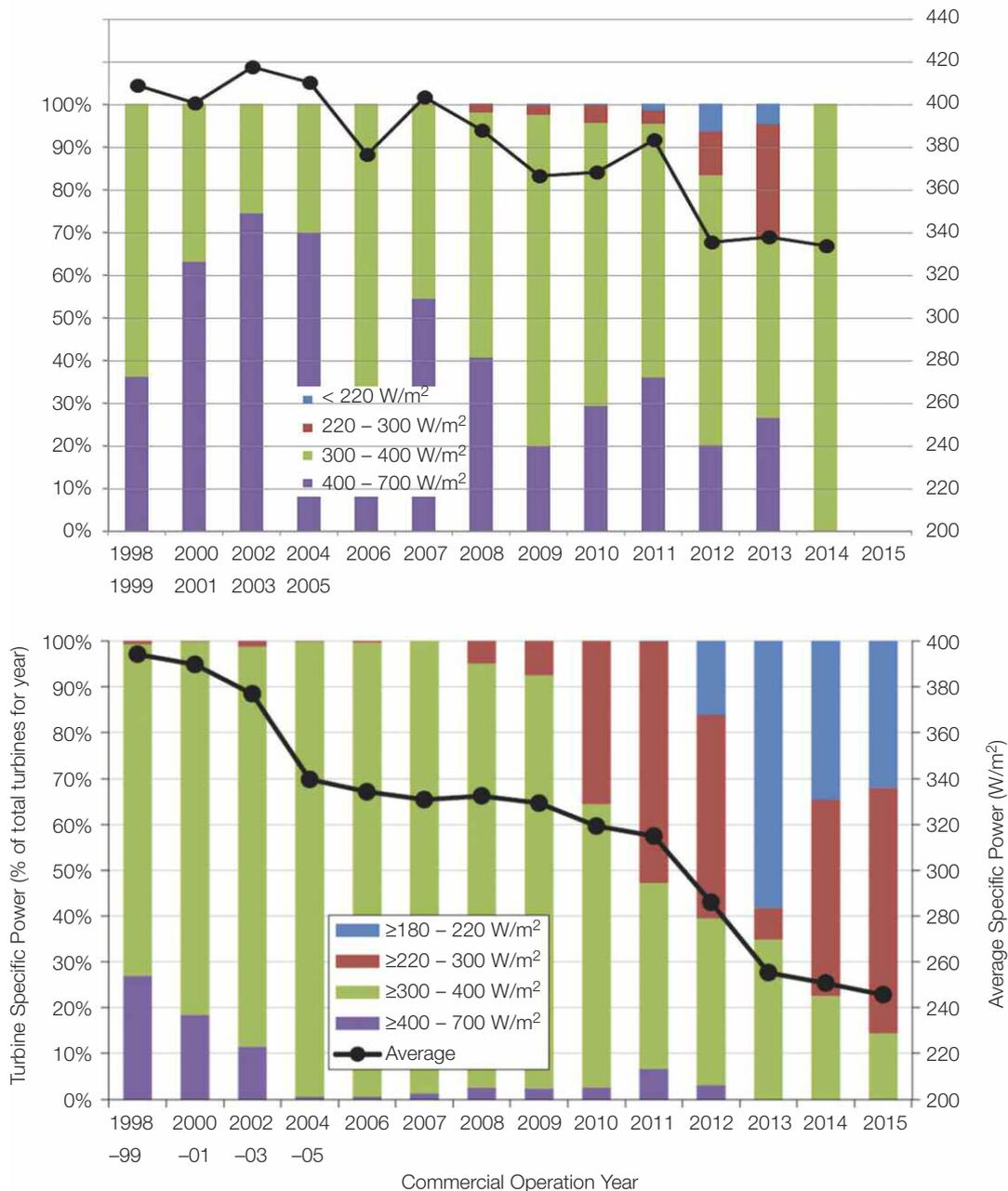


Figura 13 Dati relativi diametro rotore delle macchine installate nei diversi anni.



**Figura 14**  
Dati relativi alla densità di potenza delle macchine installate nei diversi anni.

## bibliografia

- [1] Moné C., Stehly T., Maples B., Settle E.: *National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2014 Cost of Wind Energy Review.*
- [2] Short et al. 1995: *Electric Power Research Institute 2007.* Blair et al. 2015 [1] 2015 Wind Technology.
- [3] Wiser R., Bolinger M.: *Lawrence Berkeley National Laboratory. Market Report,* August 2016.
- [4] IEA WIND 2014 Annual Report – August 2015.
- [5] Wiser R., Bolinger M.: *Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the*

*Past Decade.* October 2011, Lawrence Berkeley National Laboratory.

- [6] Steelbenchmarker Report #257 -2016 - Price History Tables and Charts.
- [7] Molly J.P.: *New Specific Power Installation in Wind Turbines.* DEWI GmbH – DEWI MAGAZIN n. 44, February 2014.
- [8] Milborrow D.: *Dissecting wind turbine costs.* WindStats Newsletter, Autumn 2008, Vol. 21, n. 4.
- [9] Deloitte: *Overview of business valuation parameters in the energy industry.* Edition n. 2, 2015.



Torino 15-16, June 2017  
 Politecnico di Torino,  
 sede del Lingotto, Via Nizza 230



# International Conference of Electrical and Electronic Technologies for Automotive

**AUTOMOTIVE 2017** Conference, after its first 2016 successful edition, will be held on June 15/16 - 2017 to host regular papers in several areas of the multiform automotive field.

It aims to become the forum of the national community to present and discuss the most recent results of scientific and technological research for the automotive industry, with particular emphasis to applications and new trends. The Conference covers all aspects of the segment focusing on electrical vehicles, connected autonomous cars and related mobility.

**AUTOMOTIVE 2017** will bring together in an annual national event, spread over two days, the electronic automotive

community with the Information and Communication Technology one.

The Steering and the Technical Program Committees include experts from the Academic world, Associations, Key Industrial Stakeholders and Regulatory Authorities.

**AUTOMOTIVE 2017** will be structured in two days with Scientific Sessions, including both presented papers and a poster session, Key-note Speeches, Round tables and Panel discussions, covering current automotive scenario with its national and international perspectives, development trends and the regulatory framework.

A Technical Exhibition with Industry attendance will be held.

Organized by



in cooperation with



POLITECNICO  
 DI TORINO



technical co sponsorship of



[www.aeit.it/automotive2017](http://www.aeit.it/automotive2017)

# L'esperienza italiana sull'accumulo elettrochimico nella rete elettrica di alta tensione

Roberto Benato Dipartimento di Ingegneria Industriale Università di Padova  
Gianluca Bruno Francesco Palone Rosario M. Polito Massimo Rebolini Terna Rete Italia

*L'articolo mira a fornire un'ampia panoramica intorno alle installazioni stazionarie di accumulo elettrochimico nella rete di alta tensione con riferimento alle ricerche sviluppate da Terna in collaborazione con il mondo universitario.*

## 1. Introduzione

**L'**articolo 17 del decreto legislativo 3/3/2011, prevede che il gestore della rete di trasmissione nazionale possa includere, nel proprio piano di sviluppo della rete elettrica, anche sistemi di accumulo dell'energia elettrica al fine di facilitare il dispacciamento dell'energia generata da fonte rinnovabile.

In tale contesto regolatorio, il presente articolo offre una panoramica sulle installazioni di accumulo elettrochimico nella rete di alta tensione italiana. Molti articoli in letteratura [1 - 26], di cui si riferirà brevemente nel prosieguo, hanno evidenziato il ruolo dell'Italia come "apripista" nell'ambito delle installazioni su larga scala di accumulo elettrochimico stazionario. Nelle memorie [1 - 3] viene fornita una descrizione dettagliata delle installazioni chiamate *energy intensive*, mentre gli articoli [4 - 10] offrono alcune analisi di dettaglio delle principali caratteristiche della tecnologia sodio-zolfo. La memoria [15] ha dato ampi dettagli sulle procedure autorizzative che hanno consentito la costruzione degli

impianti *energy intensive*. Nelle memorie [11, 12], il lettore può trovare dettagli scientifici e tecnologici delle batterie sodio cloruro di nichel installate nella rete elettrica italiana mentre le memorie [13, 19] sono dedicate ai modelli elettrici di quest'ultima tecnologia; in [20, 21], il modello a regime permanente è stato generalizzato per considerarne anche il transitorio. I test di sicurezza eseguiti sulle batterie sodio cloruro di nichel (Na-NiCl<sub>2</sub>) vengono presentati nelle due memorie [22, 23]. Le memorie [16, 17] considerano il modello della batteria in condizioni di guasto. La memoria [18] tratta del calcolo del rendimento della batteria con l'inclusione delle perdite dei servizi ausiliari. Si noti, peraltro, che l'utilizzo di accumulo di energia elettrica non è alternativo al rinforzo della rete di trasmissione [27 - 31], che rimane l'intervento prioritario per una corretta ripartizione dei flussi di potenza, ma consente di intervenire in tempi di realizzazione molto più rapidi. L'operatore italiano della rete elettrica di alta e altissima tensione ha scelto due differenti strategie d'accumulo: nella prima, il sistema di accumulo stazionario è stato concepito per svincolare la generazione da fonte rin-

## accumulo elettrochimico



Figura 1 Due viste aeree della stazione di Codrongianos.

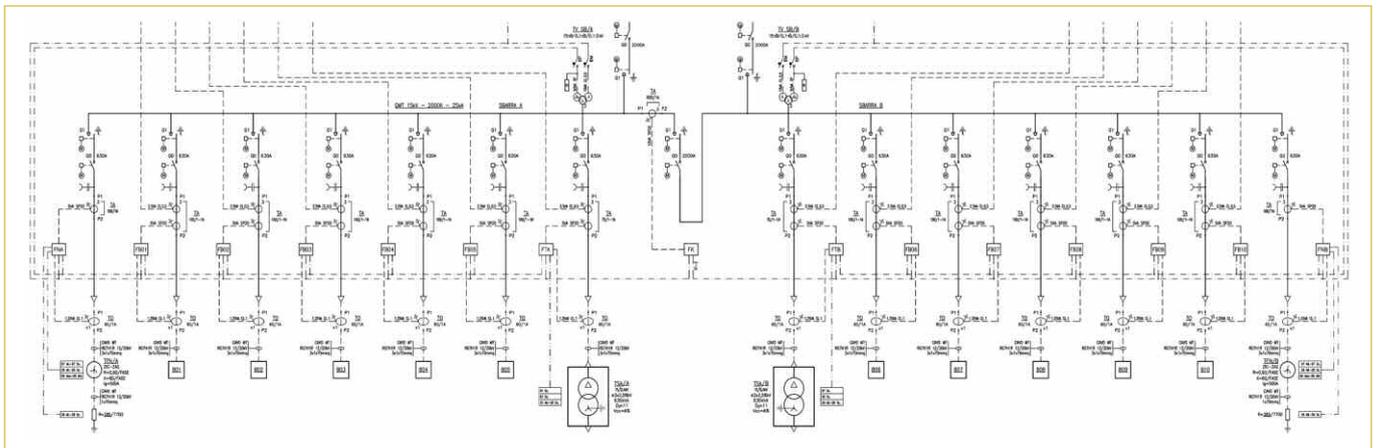


Figura 2 Schema unifilare dello Storage Lab a Codrongianos.

novabile dall'utilizzazione e per evitare condizioni di sovraccarico alle linee aeree esistenti. Questa strategia implica intervalli di carica/scarica lunghi (circa 8 h) e un utilizzo più in energia che in potenza; conseguentemente, tali installazioni sono state identificate con la dicitura anglosassone *energy intensive*. Per siffatte installazioni [1 - 3], Terna ha scelto la tecnologia del sodio-zolfo (Na-S) [4 - 10], fornita dalla giapponese NGK. Le installazioni si trovano in tre siti nel Sud Italia (Ginestra, Flumeri e Scampitella): due installazioni da 12 MW e una da 10,8 MW (complessivamente 34,8 MW). Vale la pena ricordare che la tecnologia Na-S appartiene alla famiglia di batterie secondarie dette Na-beta (assieme alle celle Na-NiCl<sub>2</sub> [11 - 13]).

La seconda strategia di Terna ha interessato tecnologie utilizzate con tempi corti di scarica (tipicamente da 0,5 a 4 h) tanto da pensare ad un utilizzo più in potenza che in energia (per cui sono state individuate con dicitura anglosassone *power intensive*). Le tecnologie installate sono la famiglia degli ioni di litio e le già citate sodio cloruro di nichel. I due siti installativi sono in Sardegna (9,15 MW di potenza installata a Codron-

gianos) e in Sicilia (6,8 MW di potenza installata a Ciminna). Grazie alla grande flessibilità di utilizzo del sistema di conversione (con acronimo inglese PCS) [14], siffatte installazioni vengono applicate nell'ambito dei servizi ancillari. Nel paragrafo 5 viene anche dato qualche ragguaglio di costo.

## 2. I progetti di tipo power intensive

Nel prosieguo viene data una breve descrizione delle installazioni di tipo power intensive e del loro utilizzo nella rete. Le installazioni di tipo power intensive sono state incluse nel progetto "STORAGE LAB".

### 2.1. Installazioni STORAGE LAB a Ciminna (Sicilia) e a Codrongianos (Sardegna)

Dal momento che l'architettura delle due installazioni è molto simile nei due siti verrà descritta solo l'installazione di Codrongianos (figura 1). Lo schema unifilare è mostrato nella fi-



Figura 3 Alcune fotografie dello Storage Lab a Codrongianos.

**Figura 2.** Nella **figura 3** vengono mostrate alcune fotografie del trasformatore AT/MT e dei container batterie. Le differenti tipologie di batterie con le relative potenze vengono riassunte nella **tabella 1** per Codrongianos e nella **tabella 2** per Ciminna. Vi sono dieci differenti montanti su cui insistono gli accumuli, suddivisi in due gruppi da cinque (tre di questi sono stati previsti per future altre tipologie di accumulo). Ciascun accumulo è dotato del proprio PCS (composto di 4 inverter da 250 kVA), di un trasformatore elevatore BT/MT (1.25 MVA, 15 kV/0.55 kV, con connessione Yd) e una condotta in cavo MT dedicata [16]. La sbarra a 15 kV è poi collegata alla rete AT a 150 kV mediante un trasformatore elevatore da 40 MVA, 150 kV/15.6 kV, mostrato nella figura 3 (connessione Yy). Un trasformatore formatore di neutro (TFN) con una resistenza variabile 385-770  $\Omega$  (in funzione della temperatura) fornisce un percorso a terra per il sistema a 15 kV lungo 1.7 km connesso alla sbarra di MT che altrimenti rimarrebbe a neutro isolato. Il PCS è dettagliatamente descritto in [14]: in generale, il PCS è costituito da un primo stadio di conversione c.c.-c.c. e da un secondo c.c.-c.a. così da consentire di mantenere costante la tensione sul lato c.c. dell'inverter. Inoltre, questa architettura a due stadi evita di sovradimensionare il PCS a causa delle variazioni di tensione dovute alle batterie durante la carica e scarica. Infatti, una variazione di tensione percentuale pari a  $\Delta u_{\%}$  rispetto al valore nominale richiede un sovradimensionamento dell'inverter di  $1 + \Delta u_{\%}$  sia per la tensione sia per la corrente (massima corrente corrispondente alla minima tensione di batteria), che porta a un sovradimensionamento di potenza pari a  $1 + 2 \Delta u_{\%}$ . Ipotizzando una variazione di tensione e corrente del 20% ( $\Delta V_{\max}$  e  $\Delta I_{\max}$  rispettivamente), la potenza nominale dell'inverter deve essere sovradimensionata del 40% come facilmente deducibile:

**Tabella 1** Differenti tipologie d'accumulo installate a Codrongianos

POTENZA [MW]	ENERGIA [MWh]	ELETTROCHIMICA
1	1.231	Litio ferro fosfato
1.2	0.928	Litio nichel cobalto ossido di alluminio
1	0.916	Litio ossido di manganese
1.08	0.540	Litio ossido di cobalto nichel manganese
1	1.016	Titanato di litio
1.2	4.15	Sodio-cloruro di nichel
1	2	Sodio-cloruro di nichel

**Tabella 2** Differenti tipologie d'accumulo installate a Ciminna

POTENZA [MW]	ENERGIA [MWh]	ELETTROCHIMICA
1	1.231	Litio ferro fosfato
0.9	0.570	Litio nichel cobalto ossido di alluminio
1	0.916	Litio ossido di manganese
1	1.016	Titanato di litio
1.2	4.15	Sodio-cloruro di nichel

$$P = \Delta V_{\max} \cdot \Delta I_{\max} = V_n (1 + 20\%) \cdot$$

$$I_n (1 + 20\%) \approx 1,40 P_n = P_n + \Delta P$$

Per le installazioni dello Storage Lab, sono stati analizzati:

- il modello della batteria in condizioni di guasto con valutazione del comportamento del sistema protettivo [16];
- la formazione dell'arco nei sistemi di accumulo [17];
- il calcolo del rendimento includendo le perdite dei sistemi ausiliari [18];

□ i modelli statici e transitori delle Na-NiCl<sub>2</sub> [13, 19, 20, 21], includendo i test di sicurezza [22, 23].

## 2.2. Servizi ancillari e funzionalità avanzate dello Storage Lab

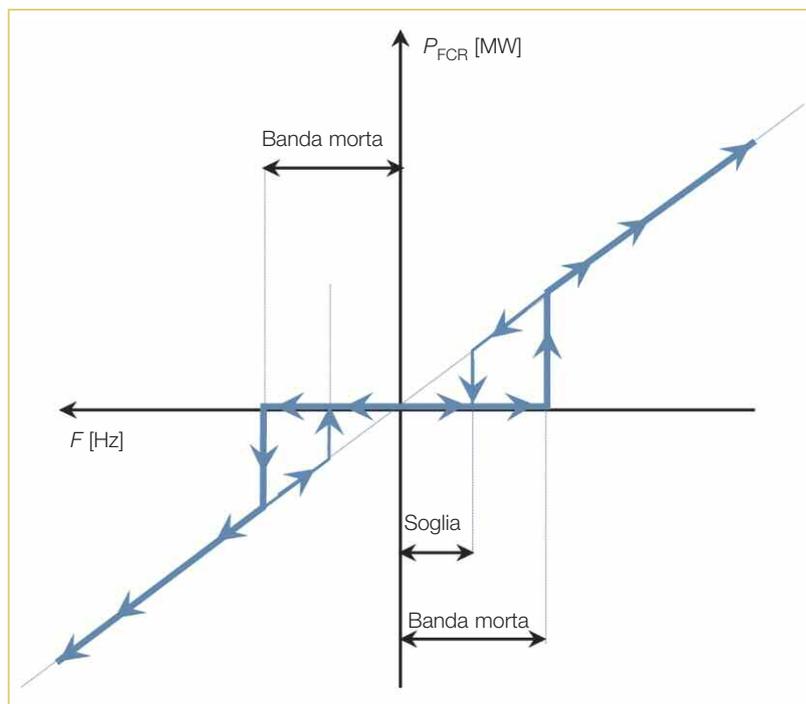
### Servizio di regolazione primaria della frequenza (con sigla FCR)

Tale servizio deve svolgersi in accordo con il codice di rete italiano (Appendice 15 di [25]) e prevede che le batterie modulino la potenza attiva erogata e assorbita ( $\Delta P_{FCR}$ , in MW) proporzionalmente agli scarti della frequenza di rete ( $\Delta F$ , in Hz) rispetto alla frequenza nominale di 50 Hz (in funzione dello statismo,  $\sigma$ , espresso in % e totalmente configurabile), così come espresso nella formula (1):

$$\Delta P_{FCR} = - \frac{1}{\sigma} \cdot \frac{\Delta F}{50} \cdot P_{rated} \quad (1)$$

La **figura 4** mostra l'andamento desumibile della formula (1) del servizio di regolazione primaria della frequenza.

Il sistema di accumulo può invertire la direzione del flusso della potenza attiva in meno di 100 ms (piena inversione dalla massima potenza attiva in carica alla massima potenza attiva in scarica) come verrà mostrato nel paragrafo 4. Il valo-



**Figura 4** Servizio FCR di regolazione primaria della frequenza.

re dello statismo  $\sigma$ , che è legato alla pendenza della retta di figura 4 (più piccolo è lo statismo più pendente è la curva), può essere impostato a piacere: un basso valore dello statismo consente al sistema di accumulo di fornire una maggiore potenza attiva nel caso di ampi scarti di frequenza. Questo tipo di servizio avrà un'importanza fondamentale nella futura rete Europea vista la diminuzione di energia regolante dovuta all'aumento di generazione da fonte rinnovabile connessa alla rete mediante sistemi di conversione statica [26].

### Regolazione secondaria della frequenza (con sigla FRR)

In accordo con la classica regolazione secondaria della frequenza, questo servizio consiste nel far variare la potenza attiva  $P_{FRR}$  in funzione del segnale di livello ( $L\%$ , il cui intervallo varia da 0% - 100%) che viene elaborato dal centro nazionale di controllo. Si ricorda che la regolazione FRR è un servizio che solitamente viene fornito dalle centrali di produzione. Viene fornita una banda di regolazione di riserva (metà-banda, HB, espressa in MW) nell'intorno di una potenza attiva di riferimento in accordo con la formula (2):

$$\Delta P_{FRR} = 2 \cdot HB \cdot \frac{(L\% - 50\%)}{100\%} \quad (2)$$

Come già menzionato, il segnale di livello percentuale  $L\%$  è inviato dal centro nazionale di controllo alle centrali con intervallo 0 - 100%. Il segnale di livello viene aggiornato e inviato ogni 8 s con una massima variazione all'interno della banda di regolazione del 4%.

### Possibilità di fornire un servizio di inerzia sintetica (con sigla SRI)

Come ben noto, durante un transitorio di frequenza dovuto all'occorrenza di un disturbo di potenza attiva, la derivata della frequenza nell'origine (che rappresenta un elemento informativo molto importante per definire l'entità del disturbo) è legata solo alla variazione nel tempo dell'energia cinetica delle masse rotanti proporzionale al momento d'inerzia delle stesse. Far scambiare al sistema d'accumulo una potenza attiva proporzionale alla misura della derivata della frequenza ( $df/dt$ ) introduce un legame che avrebbe il momento d'inerzia delle masse rotanti ma senza, di fatto, masse rotanti e quindi in modo sintetico. Conseguentemente, oltre al servizio di regolazione primaria della frequenza, il sistema di accumulo può essere dotato di un ser-

vizio d'inerzia sintetica con sigla SRI (esercito indipendentemente da quello FCR) al fine di contribuire, fin dall'inizio del disturbo, alla riduzione degli scostamenti di frequenza durante il transitorio. L'alta rapidità di variazione della potenza attiva generata e assorbita dal sistema di accumulo rende possibile parecchi scenari che non erano possibili con le centrali di produzione. Le caratteristiche di questi sistemi d'accumulo possono aiutare a mitigare la riduzione di massa rotante sincrona della rete Europea. Come già accennato, la potenza che deve scambiare il sistema d'accumulo deve essere proporzionale alla misura della derivata della frequenza ( $df/dt$ ). Conseguentemente, è fondamentale implementare dei blocchi di controllo robusti per il calcolo e il campionamento rapido e affidabile della derivata della frequenza. Il sistema di campionamento e calcolo deve essere disponibile in decine di millisecondi. Infatti più è celere l'azione più è efficace la mitigazione della variazione di frequenza. Tale tipo di servizio non va confuso con la regolazione primaria a basso statismo poiché il suo contributo dipende linearmente dalla misura della derivata istantanea della frequenza. Il sistema deve erogare una potenza  $P_{SRI}$  (in MW) proporzionale (in dipendenza del parametro,  $k_w$ , espresso in  $MW \cdot s/Hz$  e completamente configurabile) alla misura filtrata della derivata della frequenza ( $f/t$ , in  $Hz/s$ ), come espresso nella formula (3):

$$\Delta P_{SRI} = -k_w \cdot \left( \frac{\Delta f}{\Delta t} \right)_{\text{Butterworth-filtered}} \quad (3)$$

La **figura 5** mostra l'andamento desumibile della formula (3) del servizio SRI.

Come già accennato, la necessità di erogare un siffatto tipo di servizio ancillare è quella di simulare il benefico effetto stabilizzante sull'andamento della frequenza dovuto alle masse rotanti dei generatori sincroni, in previsione di una sempre crescente diminuzione di generazione tradizionale in favore di quella da fonte rinnovabile eolica e solare allacciata alla rete mediante inverter. Per avere una risposta del servizio SRI molto pronta, è fondamentale implementare un filtro digitale affidabile e accurato: è stato selezionato il filtro *Infinite Impulse Response* (IIR, esempio, filtro di Butterworth) come miglior compromesso tra rapidità e precisione.

### Mitigazione delle congestioni

Il servizio di mitigazione delle congestioni sulle linee di alta tensione viene utilizzato al fine di impostare un determinato profilo di assorbimento

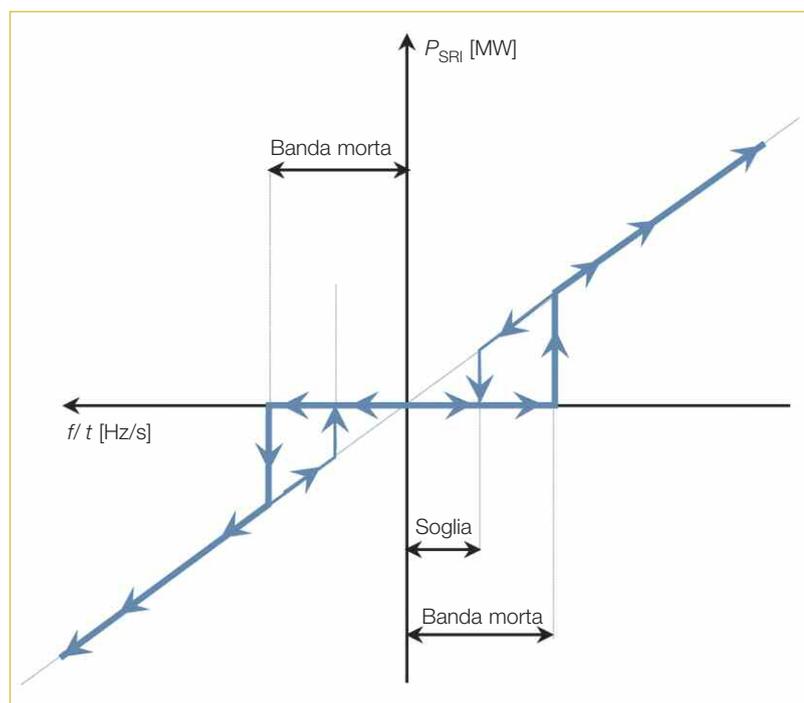
della potenza attiva tramite un file XML o con un'impostazione manuale. Fintantoché tale servizio è attivo, gli altri servizi ancillari (FCR e FRR), qualora fossero attivi, devono fornire il loro contributo attorno a questo profilo di potenza. Nel caso in cui siffatto servizio fosse disattivato, la potenza di riferimento diventa nulla e tutti gli altri servizi ausiliari (in potenza) devono erogare la loro potenza d'uscita attorno a questo valore di riferimento.

### Regolazione della tensione

Sono previsti due tipi di servizi mutuamente esclusivi:

1. Regolazione primaria di tensione (su base locale): la finalità di questa regolazione è intervenire sulla tensione della sbarra AT di stazione. La misura dell'errore della tensione porta il sistema d'accumulo a erogare potenza reattiva ( $Q$ ) in funzione di una predeterminata curva  $U-Q$ , totalmente configurabile, così da ridurre lo scarto tra la tensione reale e quella impostata;
2. Regolazione secondaria della tensione (su base nazionale): la finalità di questa regolazione è intervenire sulla tensione di stazioni importanti della rete (i cosiddetti "nodi pilota" con elevate potenze di corto circuito) in funzione di una strategia centralizzata di regolazione della tensione.

Per le ulteriori funzionalità delle installazioni power intensive si rimanda alla memoria [24].



**Figura 5** Servizio ancillare SRI che provvede a fornire una sorta d'inerzia rotante sintetica.

## 3. I progetti di tipo "energy intensive"

Le tre installazioni *energy intensive* hanno caratteristiche molto simili. Un'unità utilizza più moduli connessi in serie e in parallelo. Un'installazione da 12 MW si estende su un'area di circa 7000 m<sup>2</sup>, e impiega due livelli di tensione: la media (20 kV) e la bassa tensione (400 V). In dettaglio, (figura 6) si hanno:

- 10 unità da 1.2 MW ciascuna;
- 10 PCS di potenza pari a 1.2 MW (in altre installazioni c'è un unico PCS da 2.4 MW invece che 2 da 1.2 MW);
- 2 shelter per quadri MT (QMT1, QMT2);
- 2 shelter per quadri BT (QBT1, QBT2);
- 2 shelter per i generatori d'emergenza (GE1, GE2);
- 1 shelter per il sistema di controllo.

La connessione del sistema d'accumulo alla rete di alta tensione avviene mediante un trasfor-

mattore MT/AT (20/150 kV). L'unità d'accumulo ha una potenza di 1.2 MW ed è costituita da 40 moduli di potenza pari a 30 kW (figura 7). La struttura è composta da armadi autoportanti con all'interno delle scaffalature su cui vengono posizionati i moduli stessi. Il telaio è di acciaio laminato con rivestimento zincato a caldo. Lo spessore di tale telaio è almeno di 2,3 mm sia lateralmente sia nella copertura. Le dimensioni in m sono 9,410 L × 4,800 P × 4,820 H.

Ciascun modulo è protetto da un BMS (*Battery Management System*). Il BMS include un interruttore che apre il circuito di collegamento con la batteria se uno dei parametri della batteria esce dal valore di esercizio predefinito. I parametri sorvegliati sono la temperatura del modulo e corrente/tensione sul lato in corrente continua. Lo stato di salute della batteria viene desunto da queste grandezze. Altre funzioni del BMS includono: rilevazione degli allarmi, segnali di limitazione delle potenzialità della batteria e l'interfaccia di controllo del PCS. Nella configurazione origina-

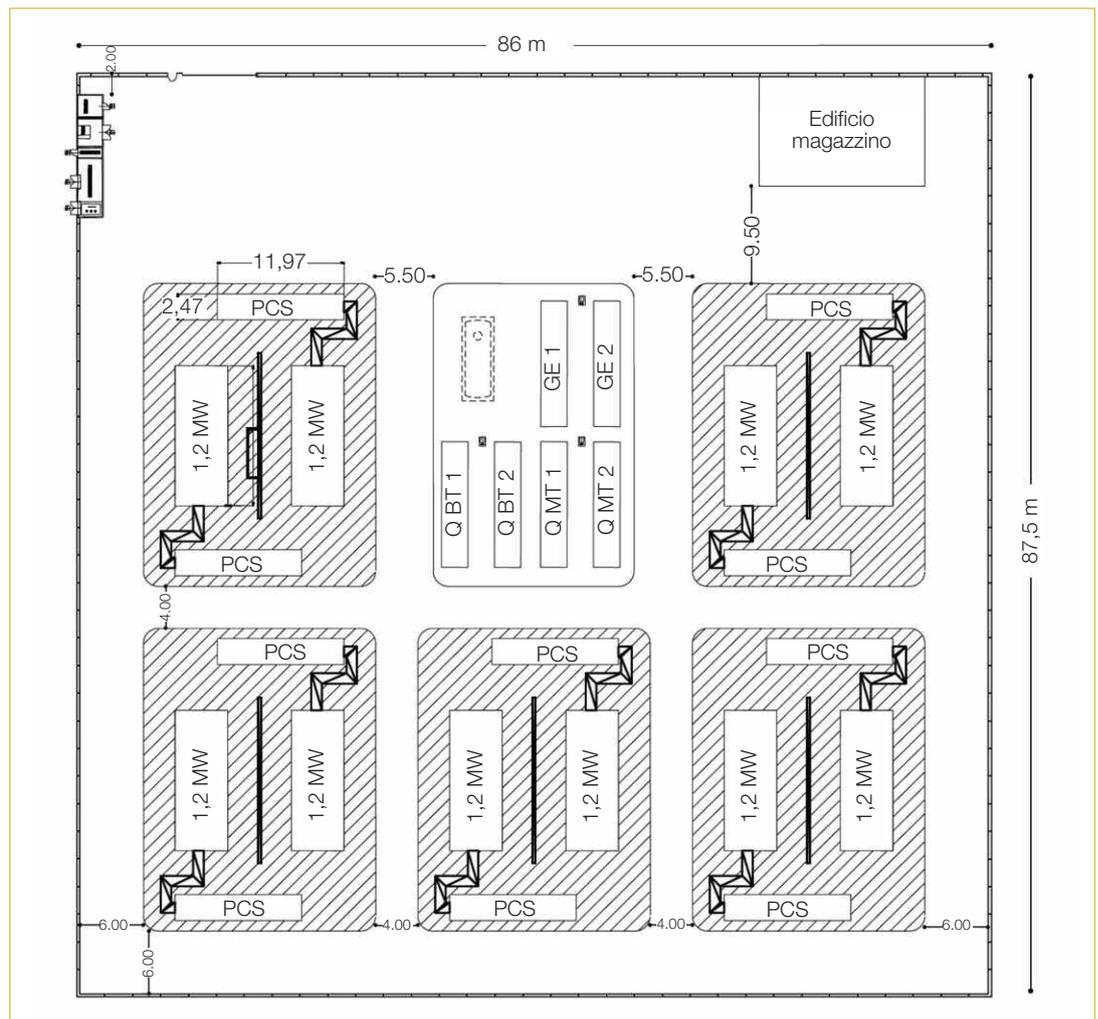


Figura 6 Installazione da 12 MW costituita da 10 unità di potenza pari a 1.2 MW.

ria, l'unità standard era costituita da cinque moduli da 50 kW per ogni armadio (250 kW per armadio); in quella nuova, invece, si prevedono cinque moduli da 30 kW (150 kW per armadio) con accresciute distanze tra i moduli medesimi.

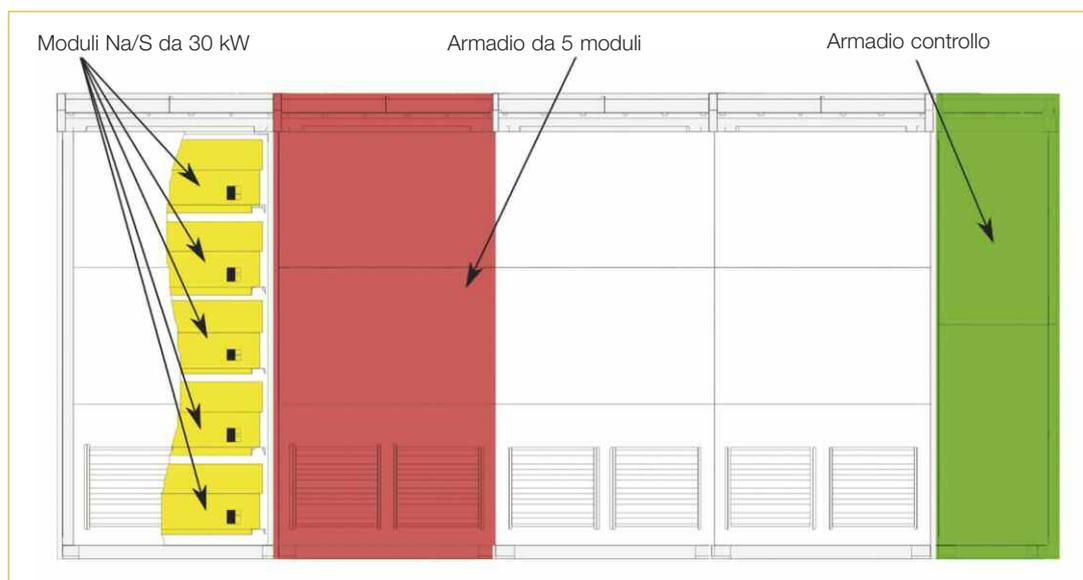
L'impianto di Terna è anche equipaggiato con un sistema di rilevazione fumi e incendio con doppia ridondanza: il primo è basato sul rilevamento di  $SO_2$  (nel caso estremamente improbabile della rottura di una cella con conseguente incendio), il secondo si basa invece sull'analisi continua dell'aria di ventilazione che può rilevare la presenza di fumo.

La **figura 8** mostra alcune fotografie dell'installazione di Ginestra.

### 3.1. Caratteristiche di sicurezza

Sono stati eseguiti molti test sul modulo che vanta maggiori installazioni mondiali ovvero il modulo designato con *E50*. Per le installazioni

di Terna, il costruttore ha modificato tale modulo nella direzione della sicurezza lasciando quasi del tutto inalterata la dimensione e il materiale del modulo stesso (ma diminuendo le celle al suo interno, aumentando, di fatto, la sabbia tra esse e inserendo dei pannelli resistenti al fuoco all'interno del modulo). È quindi inferibile che tutti i risultati dei test effettuati sul vecchio modulo avrebbero dato esiti uguali o migliori sul nuovo modulo. Questo è stato confermato da alcuni test effettuati dal costruttore sul nuovo modulo come riportato nella **tabella 3**. In particolare per verificare l'efficacia degli strati inseriti all'interno della cella è stato effettuato un altro test dove si è potuto constatare che le celle adiacenti a quella incendiata non sono state danneggiate e che quindi non vi è stata propagazione all'interno del modulo. Per verificare l'efficacia dei pannelli resistenti al fuoco inseriti all'interno del modulo è stato effettuato un test do-

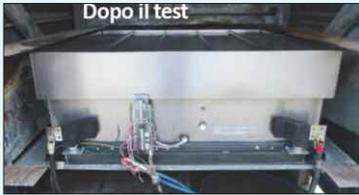


**Figura 7** Vista frontale dell'unità da 1.2 MW (gli altri quattro armadi sono posizionati schiena a schiena con i quattro visibili).



**Figura 8** Alcune fotografie dell'installazione energy intensive di Ginestra.

**Tabella 3** Test di sicurezza eseguiti da NGK sul nuovo modulo

TEST	SCOPO	IMMAGINI	RISULTATI
Corto circuito esterno	Confermare la sicurezza nel caso di un corto circuito esterno		Corrente: 6,4 kA x 1 s Fusibili interni attivati in 1 s Nessun danno alle celle all'interno del modulo
Incendio esogeno	Confermare la sicurezza nel caso di incendio esogeno		Esposizione al fuoco per 35 min con temperatura esterna di 890 °C (max temperatura interna = 360 °C) Nessun danno alle celle all'interno del modulo
Inondazione	Confermare la sicurezza nel caso d'inondazione		Immersione in acqua per 3 giorni Nessun danno alle celle all'interno del modulo
Caduta	Confermare la sicurezza nel caso di caduta		La parte dell'involucro che ha subito la collisione è stato deformato Nessun cella si è fratturata all'interno del modulo

ve si è potuto constatare che non vi è stata propagazione del fuoco all'esterno di esso.

### 3.2. Le procedure autorizzative

Tutto il dettaglio delle procedure autorizzative è stato presentato nella memoria [15].

La più importante norma europea che è stata applicata alle installazioni stazionarie di accumulo elettrochimico mediante sodio-zolfo è la Direttiva 96/82/CE, anche nota come "Seveso II", e la Direttiva del Parlamento Europeo 2012/18/UE anche nota come "Seveso III"; entrambe riguardano gli incidenti rilevanti legati alla presenza di sostanze pericolose. Vale la pena notare che ciascun Stato Membro doveva recepire le prescrizioni della "Seveso III" all'interno delle leggi nazionali entro il 31/05/2015.

Al fine di valutare le implicazioni derivanti dall'applicazione della Seveso II, deve essere calcolato il quantitativo totale di sostanze chimiche (durante la carica e la scarica e quindi sodio, zolfo e polisolfuri di sodio) presenti nell'installazione. Considerando il quantitativo delle sostanze tossiche come il più restrittivo, è stato possibile dimostrare che fino ad una potenza di 12 MW l'in-

stallazione ricade sotto le prescrizioni dell'art. 6 del decreto legislativo 334/99, che rappresenta il decreto italiano in vigore all'epoca in cui i progetti sono stati sottoposti a valutazione da parte delle autorità competenti.

Tali prescrizioni prevedono d'inviare una notifica delle installazioni alle autorità competenti almeno 180 giorni prima dell'inizio della costruzione, unitamente a:

- informazioni di dettaglio del progetto;
- valutazione dell'analisi del rischio che ha mostrato che, all'occorrenza di determinati eventi (terremoto e vibrazioni, inondazione, errate manovre, fulminazioni dirette e indirette, incendio endogeno o esogeno, sabotaggio, errata attività venatoria e impatti esterni), i sistemi di sicurezza e mitigazione avrebbero ridotto il rischio di rilascio di sostanze chimiche ad un valore trascurabile. Gli strumenti d'analisi usati nella valutazione del rischio sono stati il FMEA (*Failure Modes and Effects Analysis*) e il FMECA (*Failure Modes and Effects and Criticality Analysis*). In una scala da 1 a 25, il massimo indice di priorità del rischio è stato pari a 9.

Inoltre, Terna, in accordo con la Direttiva “Seveso”, ha anche redatto un documento interno dal titolo “Azioni di prevenzione per l’incidente rilevante”, che contiene i criteri d’intervento nel caso d’incidente rilevante.

## 4. Alcune esperienze d’esercizio delle installazioni d’accumulo stazionario

In questo paragrafo vengono riportate alcune misure che sono state effettuate sulle installazioni di tipo energy intensive e power intensive. La **figura 9** mostra, durante un ciclo standard di un modulo Na-S, il relativo scambio di potenza e corrente. In particolare si notano:

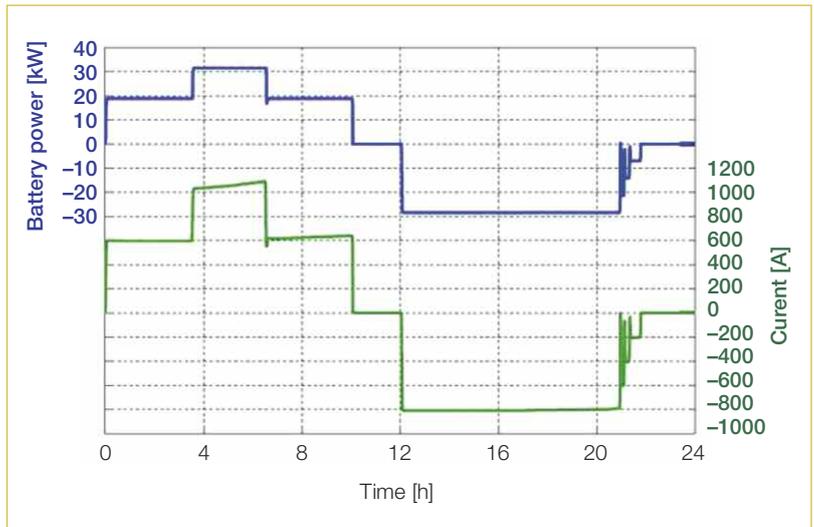
- una fase di scarica di 10 h in cui per 7 h la potenza di scarica è costante e pari a 0.6 p.u. e per 3 h la potenza di scarica è 1 p.u.;
- una fase di carica di 10 h in cui per 8 h la potenza di carica è costante e pari a 1 p.u. dopo la quale vi è bisogno di una carica supplementare per raggiungere SoC = 100%.

Nella **figura 10** vengono mostrate la tensione e temperatura di un modulo con riferimento allo stesso ciclo standard di cui alla figura 9. Per quanto attiene alle condizioni transitorie, la **figura 11** mostra l’inversione della potenza attiva di due unità da 1.2 MW ciascuna dalla scarica alla carica. Si noti che il sistema di conversione consente di effettuare quest’inversione in un tempo inferiore a 100 ms che è pienamente compatibile con le installazioni di accumulo stazionario sulla rete di alta tensione. L’inversione dalla carica alla scarica ha un comportamento molto simile.

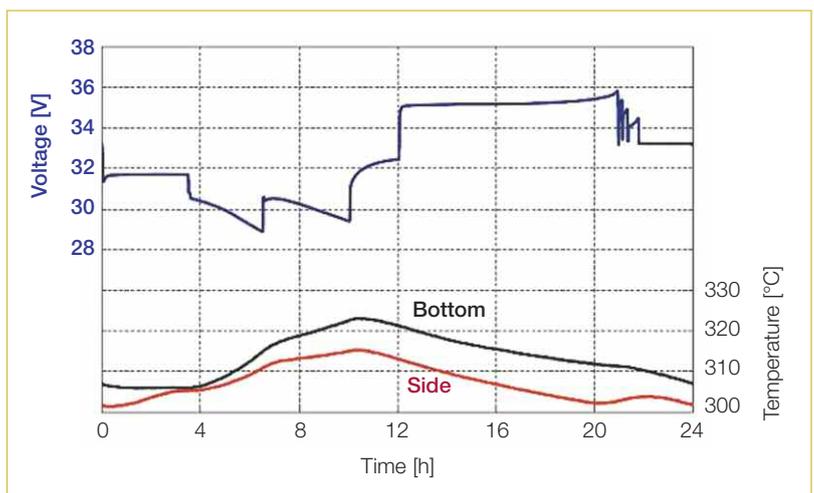
Per quanto riguarda lo Storage Lab della Sardegna, viene mostrato un interessante diagramma focalizzato sul servizio di regolazione primaria della frequenza FCR comandato dall’evenienza di un forte disturbo sulla frequenza (**figura 12**). Le **tabelle 4 e 5** riportano, rispettivamente, i dati di targa e le impostazioni inerenti a tale servizio ancillare.

L’andamento della frequenza mostra un’iniziale sottoelongazione della frequenza fino al valore di 49.39 Hz, seguita da una sovralongazione della frequenza pari a 50.17 Hz con successive oscillazioni attorno a 50 Hz.

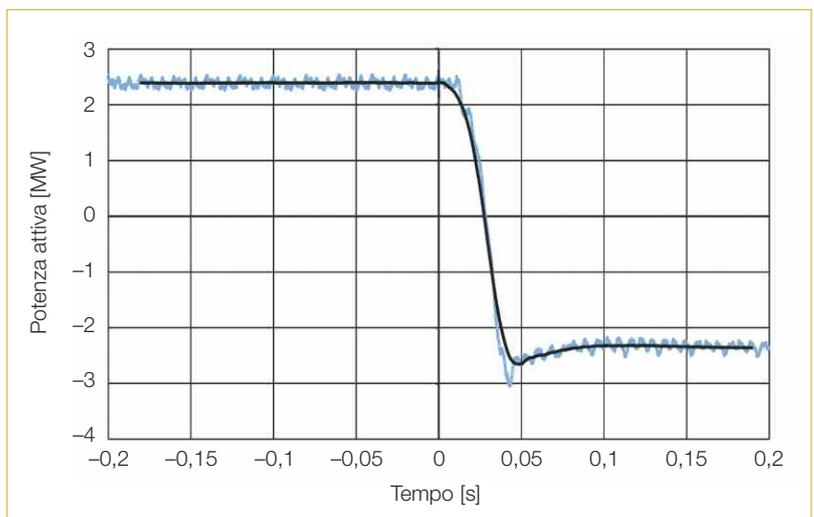
La figura 12 evidenzia chiaramente che il sistema di accumulo è in grado di fornire la potenza nominale sin dall’inizio del transitorio della frequenza, senza ritardi di rilievo. Per di più, durante il transitorio, il sistema di accumulo passa dalla carica alla scarica in accordo con lo scar-



**Figura 9** Andamento della potenza e corrente in c.c. scambiate da un modulo Na-S in un ciclo standard.



**Figura 10** Tensione e temperatura (a lato e sul fondo del modulo) durante un ciclo standard.



**Figura 11** Inversione della potenza attiva di due unità Na-S dalla potenza nominale di scarica a quella di carica: potenza attiva (linea nera) e potenza istantanea (linee azzurra).

## accumulo elettrochimico

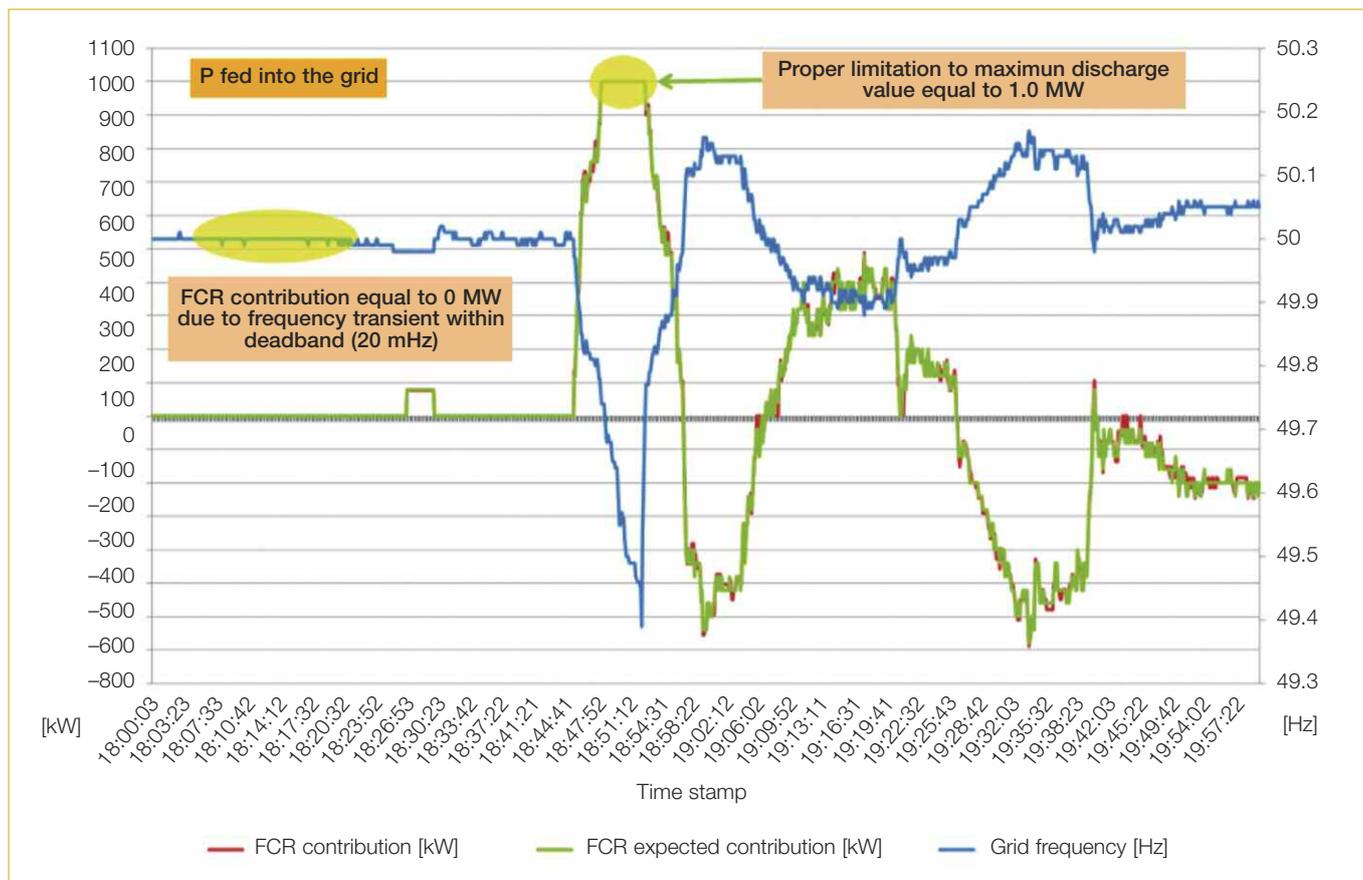


Figura 12 Servizio di regolazione primaria della frequenza.

**Tabella 4** Dati di targa dell'accumulo utilizzato per la regolazione primaria della frequenza a Codrongianos

Potenza nominale	±1.0	MW
Energia nominale	1.0	MWh
Potenza di picco	±1.3	MW
Tempo di sostenibilità della potenza di picco	60	s
Tecnologia	Ioni di litio	-

**Tabella 5** Servizio di regolazione primaria della frequenza FCR del sistema di accumulo di cui in tabella 4

Ordine di merito	1	-
Frequenza di riferimento	50	Hz
Banda morta	20	mHz
Isteresi della banda morta	50%	% della banda morta
Statismo	0.50%	%

to di frequenza, contribuendo allo smorzamento delle oscillazioni. Inoltre, il comportamento in regolazione primaria della frequenza del sistema segue perfettamente quello richiesto confermando l'efficacia del sistema di controllo.

Un altro esempio applicativo di notevole interesse per la riaccensione del sistema elettrico è costituito dalla manovra di *islanding* del sistema di accumulo con uno dei compensatori sincroni installati nella stazione elettrica di Codrongianos.

La suddetta manovra di *islanding* consente, in

caso di *black-out* nella rete sarda, di mantenere in rotazione uno dei due compensatori sincroni, garantendo la presenza di tensione su una delle sbarre a 380 kV della stazione elettrica di Codrongianos in modo da rendere più veloce la riaccensione della rete. Per verificare il corretto comportamento dello Storage Lab durante la fase di *islanding*, è stata effettuata una prova specifica, attuando l'apertura del congiuntore e separando una delle due sbarre a 380 kV, cui erano connessi esclusivamente l'impianto Storage

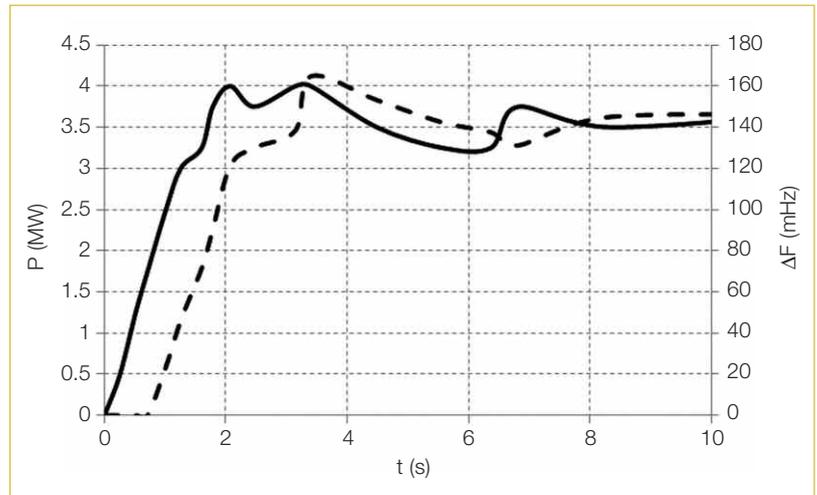
Lab e il compensatore sincrono, dal resto della rete sarda. Gli andamenti della potenza attiva erogata dallo Storage Lab e della frequenza nella porzione di rete in isola sono riportati nella **figura 13**. Grazie al ridotto tempo di attuazione (inferiore ad un secondo) ed al bassissimo statismo adottato (pari allo 0,5%), il sistema si riporta in equilibrio dopo circa 5 s, con un errore di frequenza di soli 150 mHz.

### 5. Un breve confronto dei costi

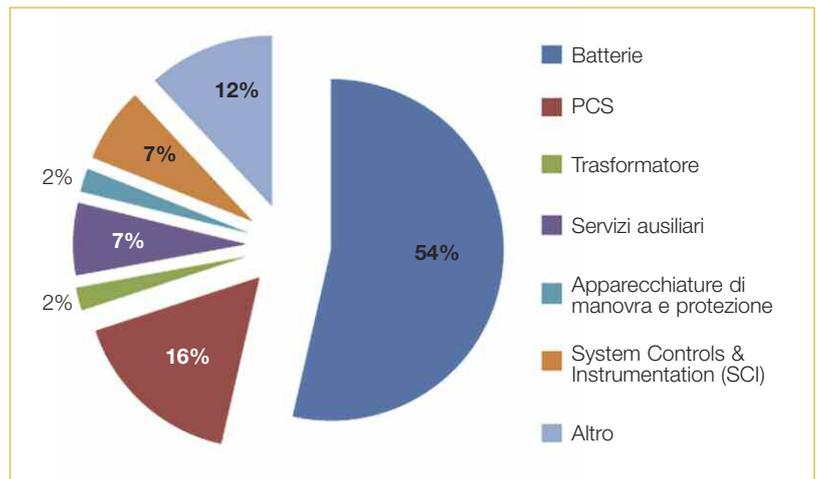
Al fine di avere un confronto tra le componenti di costo delle differenti elettrochimiche [32], le **figure 14, 15, 16** presentano i diagrammi a torta delle batterie agli ioni di litio, delle sodio cloruro di nichel e sodio zolfo rispettivamente. Il costo medio totale delle installazioni Li-ion è di 1.3 M€/MWh: considerando un tempo nominale di scarica di 1 h, il costo per MWh è pari a 1.3 M€/MWh. Il costo totale delle installazioni Na-NiCl<sub>2</sub> è 3.0 M€/MWh: considerando un tempo nominale di scarica di 3 h, il costo per MWh è pari a 1.0 M€/MWh. Infine, il costo medio delle installazioni Na-S è 3.3 M€/MWh: considerando un tempo nominale di scarica di 7.2 h, il costo per MWh è pari a 0.46 M€/MWh.

### 6. Conclusioni

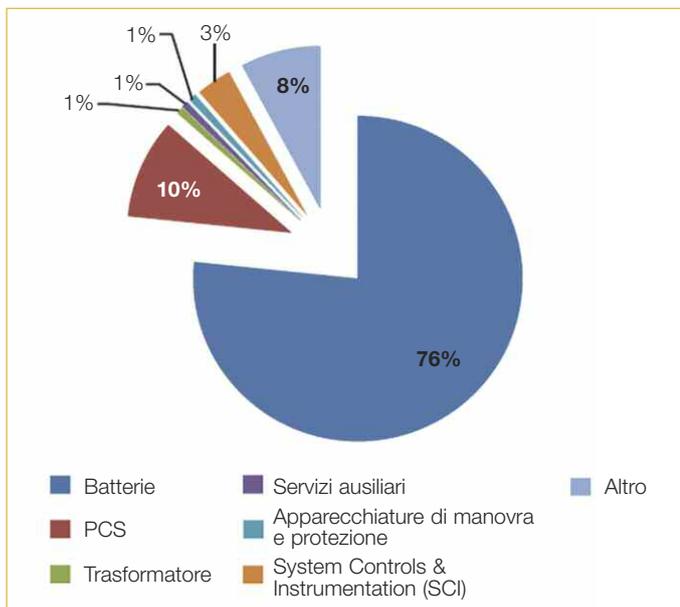
L'articolo ha offerto un'ampia panoramica dei progetti di accumulo stazionario realizzati nella rete di alta tensione italiana. Sono state esami-



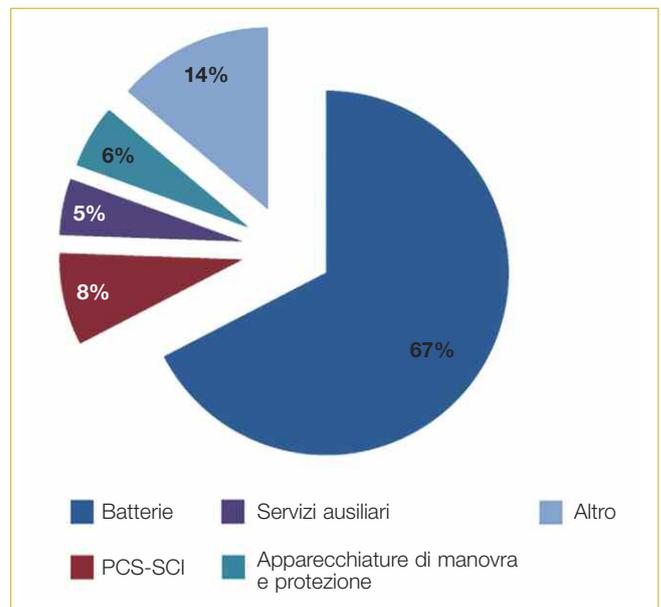
**Figura 13** Andamento dell'errore di frequenza  $f$  (curva continua) e della potenza attiva  $P$  erogata dallo Storage Lab (curva tratteggiata) durante la prova di islanding.



**Figura 14** Componenti di costo percentuale per gli ioni litio.



**Figura 15** Componenti di costo percentuale per le sodio cloruro di nichel.



**Figura 16** Componenti di costo percentuale per le sodio zolfo.

nate le questioni inerenti alla sicurezza, alle procedure di autorizzazione e agli utilizzi delle stazioni di accumulo *energy intensive* e *power intensive*. Sono state installate e provate batterie agli ioni di litio (di differenti famiglie), sodio-zolfo, sodio cloruro di nichel per una potenza installata complessiva pari a 50,75 MW. È possibile, quindi, tracciare alcune linee di tendenza: le batterie sodio-zolfo e sodio cloruro di nichel con i loro lunghi tempi di scarica sembrano più idonee per i servizi *energy intensive* mentre gli

ioni di litio sono più adatte a funzionamenti di tipo *power intensive*. Le batterie sodio cloruro di nichel mostrano un'attitudine a essere utilizzate anche in ambito *power intensive* visto il loro tempo di scarica intermedio.

Le installazioni italiane e il loro ritorno d'esperienza giocheranno un ruolo chiave nella comprensione approfondita del comportamento dell'accumulo elettrochimico nelle applicazioni stazionarie includendo anche la comprensione dei fenomeni d'invecchiamento.

## bibliografia

- [1] Andriollo M., Benato R., Dambone Sessa S., Di Pietro N., Hirai N., Nakanishiv, Senatore E.: *Energy intensive electrochemical storage in Italy: 34.8 MW sodium-sulphur secondary cells*. J. Energy Storage (2015), <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2015.12.003>.
- [2] Andriollo M., Benato R., Dambone Sessa S.: *34,8 MW di accumulo elettrochimico di tipo Energy Intensive mediante celle secondarie sodio-zolfo (Na-S)*. L'Energia Elettrica, Vol. 91, n. 5, settembre-ottobre 2014, p. 23-35.
- [3] Andriollo M., Benato R., Dambone Sessa S., Di Pietro N., Polito R.: *Large scale Italian energy intensive storage installation: safety issues and environmental compatibility*. Proc. of Cigré 2016, Paper C4-115, 2016.
- [4] Sudworth J., Tilley R.: *The Sodium/Sulfur Battery*. Chapman and Hall, London, 1985.
- [5] Linden D., Reddy T.B.: *Handbook of batteries*. McGraw-Hill, Third Edition, 2002.
- [6] Dustmann C-H, Bito A. *Safety*. In: Juergen Garcke, C. Dyer, P. Moseley, Z. Ogumi, D. Rand and B. Scrosati, editors. Encyclopedia of Electrochemical Power Sources, Vol. 4. Amsterdam: Elsevier; 2009, p. 324-333.
- [7] Ohima T., Kajita M., Okuno A.: *Development of sodium-sulfur Batteries*. International Journal of Applied Ceramic Technology, Vol. 1, n. 3, 2004, p. 269-276.
- [8] Wen Z., Cao J., Gu Z., Xu X., Zhang F., Lin Z.: *Research on sodium sulfur battery for energy storage*. Solid state Ionics, Vol. 179, 2008, p. 1697-1701.
- [9] Xiaochuan LU, Guangguang Xia, John P. Lemmon, Zhenguo Yang: *Advanced materials for sodium-beta alumina batteries: Status, challenges and perspectives*. Journal of Power Sources, Vol. 195, 2010, p. 2431- 2442.
- [10] Iijima, Y., Sakanaka Y., Kawakami N., Fukuhara M., Ogawa K., Bando M., Matsuda T.: *Development and field experiences of NAS battery inverter for power stabilization of a 51 MW wind farm*. Power Electronics Conference (PEEC), 2010 International, p.1837-1841, 21-24 June 2010. doi: 10.1109/PEEC.2010.5543520
- [11] Benato R., Cosciani N., Crugnola G., Dambone Sessa S., Lodi G., Parmeggiani C., Todeschini M.: *Sodium Nickel Chloride battery technology for Large-scale Stationary Storage in the High Voltage Network*. Journal of Power Sources 293, p. 127-136, 2015, doi: 10.1016/j.jpowsour.2015.05.037.
- [12] Benato R., Dambone Sessa S., Cosciani N., Lodi G., Parmeggiani C., Todeschini M.: *La tecnologia sodio-cloruro di nichel (Na-NiCl<sub>2</sub>) per l'accumulo elettrochimico stazionario sulla rete di trasmissione*. L'Energia Elettrica, Vol. 91, n. 4, 2014, p. 71-84.
- [13] Dambone Sessa S., Crugnola G., Todeschini M., Zin S., Benato R.: *Sodium nickel chloride battery steady-state regime model for stationary electrical energy storage*. J. Energy Storage, 2016, p. 105-115.
- [14] Andriollo M., Benato R., Bressan M., Dambone Sessa S., Palone F., Polito R.M.: *Review of Power Conversion and Conditioning Systems for Stationary Electrochemical Storage*. Energies, Vol. 8, n. 2, 2015, p. 960-975; doi:10.3390/en8020960.
- [15] Rebolini M., Tosi S., Vanadia R., Di Pietro N., Senatore E., Polito R.: *The authorization procedure for energy storage systems projects installed on the Italian transmission grid*. Proc. of Cigré 2016, Paper C3-103.
- [16] Gatta F.M., Geri A., Lauria S., Maccioni M., Codino A., Gemelli G., Palone F., Rebolini M.: *Modeling of battery energy storage systems under faulted conditions: Assessment of protection systems behaviour*. IEEE 16-th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2016, DOI: 10.1109/EEEIC.2016.7555651.
- [17] Gatta F.M., Geri A., Maccioni M., Lauria S., Palone F.: *Arc-flash in large battery energy storage systems — Hazard calculation and mitigation*. IEEE 16-th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2016, DOI: 10.1109/EEEIC.2016.7555442.
- [18] Gatta F.M., Geri A., Lauria S., Maccioni M., Palone F.: *Battery Energy Storage Efficiency Calculation Including Auxiliary Losses: Technology Comparison and Operating Strategies*. In: IEEE PowerTech Conf. 2015, p. 1-6.
- [19] Benato R., Dambone Sessa S., Crugnola G., Todeschini M., Zin S.: *Sodium nickel chloride cell model for stationary electrical energy storage*. AEIT International Annual Conference, 2015, p. 1 - 6, DOI: 10.1109/AEIT.2015.7415241.
- [20] Benato R., Dambone Sessa S., Necci A., Palone F.: *Sodium-Nickel chloride (NaNiCl<sub>2</sub>) Experimental Transient Modelling*. AEIT International Annual Conference, 2016, p. 1 - 6.
- [21] Benato R., Dambone Sessa S., Necci A., Palone F.: *Sodium-nickel chloride battery experimental transient modelling for energy stationary storage*. J. Energy Storage, 2016, DOI: 10.1016/j.est.2016.11.008, in press.
- [22] Benato R., Dambone Sessa S., Crugnola G., Todeschini M., Turconi A., Zanon N., Zin S.: *Sodium-Nickel chloride (Na-NiCl<sub>2</sub>) battery safety tests for stationary electrochemical energy storage*. AEIT International Annual Conference, 2016, p. 1 - 6.
- [23] Benato R., Dambone Sessa S., Crugnola G., Todeschini M., Turconi A., Zanon N., Zin S.: *Test di sicurezza su batterie sodio-cloruro di nichel per l'accumulo elettrochimico stazionario*. L'Energia Elettrica, Vol. 92, n. 4, 2015, p. 47-53.
- [24] Carlini E.M., Bruno G., Gionco S., Martarelli C., Ortolano L., Petrini M., Zaretti L., Polito R.: *Electrochemical energy storage systems and ancillary services: the Italian TSO's experience*. Proc. of Cigré 2016, Paper C4-116.
- [25] TERNA Italian Grid Code: *Annex 15: Participation in the regulation of frequency and frequency/power*. Available on website [www.terna.it](http://www.terna.it).
- [26] Xu B., Oudalov A., Poland J., Ulbig A., Andersson G.: *BESS Control Strategies for Participating in Grid Frequency Regulation*. IFAC Proceedings Volumes, Vol. 47, Issue 3, p. 4024-4029, Cape Town, South Africa. August 24-29-th, 2014.
- [27] Benato R., Dambone Sessa S., Guglielmi F.: *Determination of Steady-State and Faulty Regimes of Overhead Lines by Means of Multiconductor Cell Analysis (MCA)*. Energies, Vol. 5, 2012, p. 2771-2793, doi: 10.3390/en5082771.
- [28] Benato R., Forzan M., Marelli M., Orini A., Zaccone E.: *Harmonic behaviour of HVDC cables*. Electric Power Systems Research 89, 2012, p. 215-222, doi: 10.1016/j.epr.2012.03.012.
- [29] Benato R., Caldori R.: *Application of PLC for the Control and the Protection of Future Distribution Networks*. Proc. of 2007 IEEE ISPLC, Pisa, 26-28 marzo 2007
- [30] Benato R., Paolucci A.: *Operating capability of ac EHV mixed lines with overhead and cables links*. Electric Power System Research, Vol. 78/4, aprile 2008, p. 584-594.
- [31] Benato R., Del Brenna M., Di Mario C., Lorenzoni A., Zaccone E.: *A New procedure to compare the social costs of EHV-HV overhead lines and underground XLPE cables*. Proc. of CIGRE 2006, Paper B1-301, agosto-settembre 2006.
- [32] Tortora A.C.: *Storage e sicurezza della rete: i progetti di Terna*, scaricato dal sito internet: <http://www.aeit-taa.org/Documenti/TERNA-2016-01-27-Storage-on-Grid-sicurezza-rete.pdf>.

# Regolazione di frequenza e rinnovabili: nuove prospettive per i sistemi di accumulo

Fabio Bignucolo Martino Pettinà Roberto Caldori Dipartimento di Ingegneria Industriale, Università di Padova  
Fabio Pasut S.T.E. Energy

*La forte penetrazione di impianti a fonte rinnovabile non programmabile influenza significativamente la regolazione di frequenza. Sistemi di accumulo, dedicati o abbinati a impianti di generazione, possono consentire la crescita delle rinnovabili senza penalizzare la sicurezza del sistema elettrico.*

## Introduzione

Nell'ultimo decennio, gli obiettivi definiti dalla policy europea per il contenimento delle emissioni di gas serra per l'anno 2020 hanno modificato in modo irreversibile lo scenario elettrico continentale, ora contraddistinto da una crescente diffusione di impianti basati su Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP). Per esempio, in Europa l'energia generata da impianti eolici e fotovoltaici è aumentata da 323 TWh nel 2011 a 553 TWh nel 2015, passando quindi dal 9,64% al 16,87% del consumo elettrico complessivo [1, 2]. Incentivazioni generose hanno contribuito ad una rapida crescita di alcuni settori, in particolare il fotovoltaico. Al contempo, invece, l'evoluzione dei criteri di regolazione del sistema elettrico, tra cui la stabilizzazione della frequenza, non è stata altrettanto rapida.

In genere, tutti i grandi impianti di produzione connessi alla rete di Alta Tensione provvedono alla fornitura dei cosiddetti servizi ausiliari, tra cui la regolazione di frequenza e tensione, garantendo l'esercizio stabile e sicuro del sistema elettrico. Diversamente, l'aleatorietà delle fonti primarie rinnovabili principalmente sfruttate (acqua fluente, vento e sole) influenza la programmabilità della produzione, che è ora maggiormente legata alle condizioni atmosferiche e alle variazioni stagionali. Rispetto alle centrali tradizionali a combustibili fossili, gli impianti a FRNP hanno priorità di dispacciamento (anche in virtù dei loro costi variabili di gestione estremamente contenuti). Ciò sta comportando il graduale spegnimento degli impianti tradizionali, a costo variabile più elevato. Infine, ad oggi la normativa non richiede agli impianti a fonte rinnovabile, con esclusione di quelli programmabili (esempio, impianti idroelettrici a bacino), la fornitura dei servizi di rete.

Il mutato contesto elettrico impone quindi la definizione di nuove regole in grado di garantire la stabilità della rete e la qualità dell'energia fornita agli utenti finali. L'articolo richiama le modalità di approvvigionamento del servizio ancillare di regolazione di frequenza (per semplicità, con riferimento alla normativa italiana) e indaga su come il servizio si stia evolvendo in altri stati. Infine, ipotizzando l'estensione del servizio di regolazione a tutti i generatori a fonte rinnovabile, è stata studiata l'integrazione tra impianti a FRNP e sistemi di accumulo elettrochimico dedicati alla fornitura parziale o totale della riserva richiesta, con interessanti risultati economici.

### Regolazione primaria di frequenza

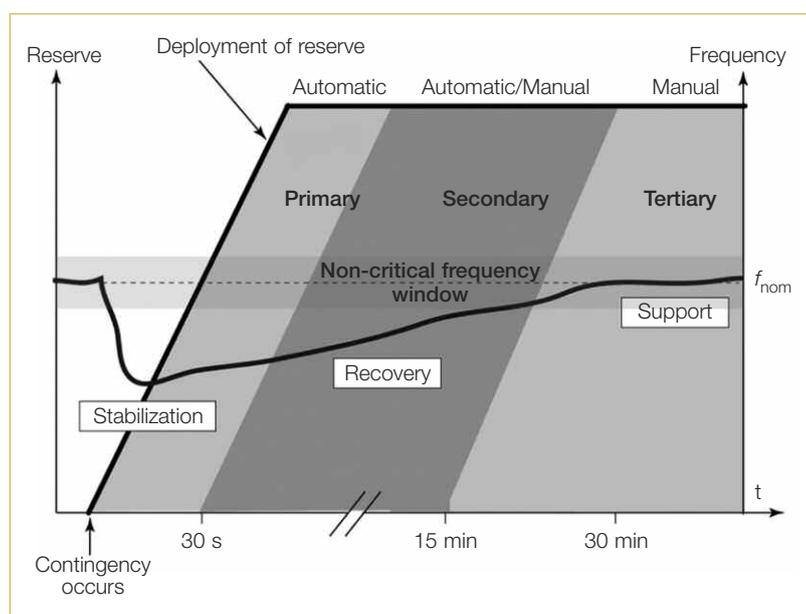
In un sistema elettrico in corrente alternata primariamente alimentato da macchine rotanti, generazione e carico complessivo devono essere bilanciati istante per istante (a meno delle perdite) al fine di mantenere regolata la frequenza di rete al valore nominale. È necessario limitare le perturbazioni di frequenza al fine di assicurare il corretto funzionamento sia dei carichi che degli impianti di produzione. In condizioni normali, ovvero in assenza di disturbi di ingente entità, la frequenza è regolata al valore nominale con tolleranza entro  $\pm 0,05$  Hz.

Nel contesto italiano, il gestore della rete di trasmissione Terna SpA definisce nell'allegato

A.15 del codice di rete la modalità di partecipazione alla regolazione di frequenza [3]. Tali contenuti sono derivati dalle linee guida varate da ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*). A seguito di una variazione di frequenza, è richiesto ai generatori tradizionali un intervento automatico in regolazione primaria (tempo di intervento nell'ordine dei secondi) al fine di ristabilire il bilancio di potenza e contenere l'entità della perturbazione. Le successive regolazioni secondaria (automatica con controllo centralizzato) e terziaria (manuale) hanno il compito di ristabilire in rete il valore nominale di frequenza, come schematizzato nella **figura 1**.

Un transitorio in sotto-frequenza è indice di un deficit di generazione (esempio, una presa di carico), quindi i regolatori di centrale sono chiamati a incrementare la potenza immessa in rete. Ne consegue che una porzione (di seguito chiamata  $R$ ) della potenza nominale in esercizio della centrale  $P_{ns}$  deve essere resa disponibile come riserva per regolazione primaria ( $P_{ns}$  può essere inferiore alla potenza nominale di centrale  $P_n$  se alcuni gruppi di generazione non sono in servizio). Dualmente, un transitorio in sovra-frequenza richiede la riduzione della potenza attiva generata, in questo caso fino al raggiungimento della potenza di minimo tecnico dell'impianto di generazione. L'allegato A.15 impone un valore minimo di  $R$  pari a 1,5% (10% nel caso di Sardegna o Sicilia, quest'ultima solamente quando non interconnessa al continente). La variazione di potenza erogata a seguito di una deviazione di frequenza avviene secondo un grado di statismo assegnato  $\sigma_{std}$  (4% per le unità idroelettriche, 5% per le unità termoelettriche). È prevista una banda morta centrale  $DB$  di ampiezza  $\pm 20$  mHz (somma della banda morta intenzionale di 10 mHz e dell'insensibilità massima dei regolatori pari a 10 mHz). Due regioni di funzionamento a statismo ridotto ( $\sigma_r$ ) garantiscono la continuità della curva di funzionamento richiesta, riportata nella **figura 2** nel caso in cui  $R$  sia pari al valore minimo richiesto da [3]. Ai parametri indicati nella figura sono assegnati i valori riportati nella **tabella 1**.

Tutte le unità di produzione con potenza non inferiore a 10 MVA (note come unità di produzione rilevanti) sono obbligate a partecipare al servizio di regolazione primaria, con esclusione degli impianti alimentati da FRNP (tra cui solare, eolica ed idrica ad acqua fluente). Considerando la minore quota di energia proveniente da fonti tradizionali conseguente alla diffusione della generazione da fonte rinnovabile, tale esclusione ha comportato una sensibile ridu-



**Figura 1** Modalità prescritte da ENTSO-E per l'attivazione sequenziale di regolazione primaria, secondaria e terziaria a seguito di una perturbazione in sotto-frequenza (deficit di generazione) [4].

zione della riserva primaria in rete, con potenziale compromissione della sicurezza del sistema elettrico. Da **figura 3** si evince come la curva annuale di durata della riserva primaria di potenza si sia sensibilmente abbassata (del 25% circa) dal 2008 al 2012 [5].

## Remunerazione del servizio

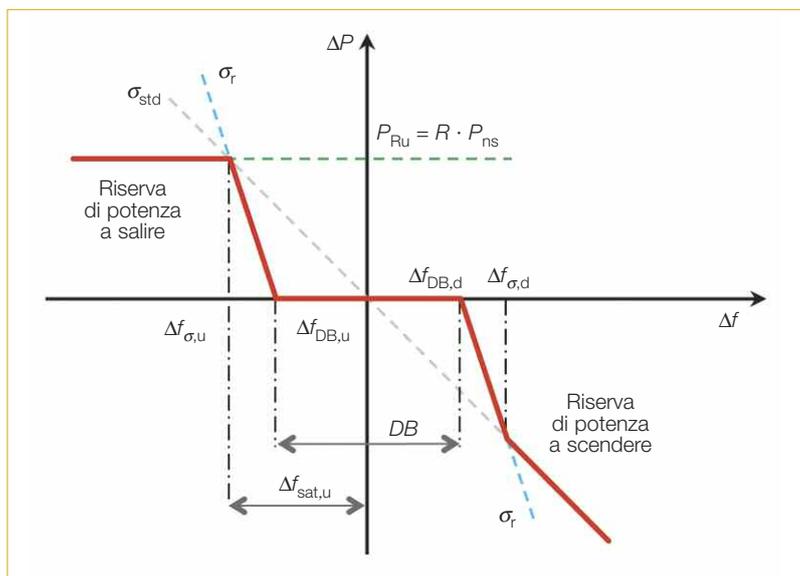
Ogni impianto di produzione idoneo al servizio di regolazione primaria di frequenza deve essere dotato di un'apparecchiatura per la verifica delle prestazioni e il calcolo dell'energia fornita [6]. Poiché il servizio è obbligatorio, la relativa remunerazione si limita ad un contributo calcolato sull'effettiva energia regolante fornita dall'utente, in relazione ai prezzi di mercato. Nell'intervallo di tempo rilevante (quarto d'ora), il gestore di rete elabora separatamente il contributo di regolazione a salire (in caso di sottofrequenza) e a scendere (in caso di sovralfrequenza).

## L'approccio National Grid nel Regno Unito

Pur seguendo una impostazione similare, quadri normativi diversi sono operativi in altri contesti nazionali. Per esempio, nel Regno Unito la regolazione primaria di frequenza è gestita su tre livelli:

- i.** regolazione di frequenza obbligatoria (*Mandatory Frequency Response*);
- ii.** regolazione volontaria gestita tramite aste (*Firm Frequency Response*);
- iii.** regolazione veloce (*Enhanced Frequency Re-*

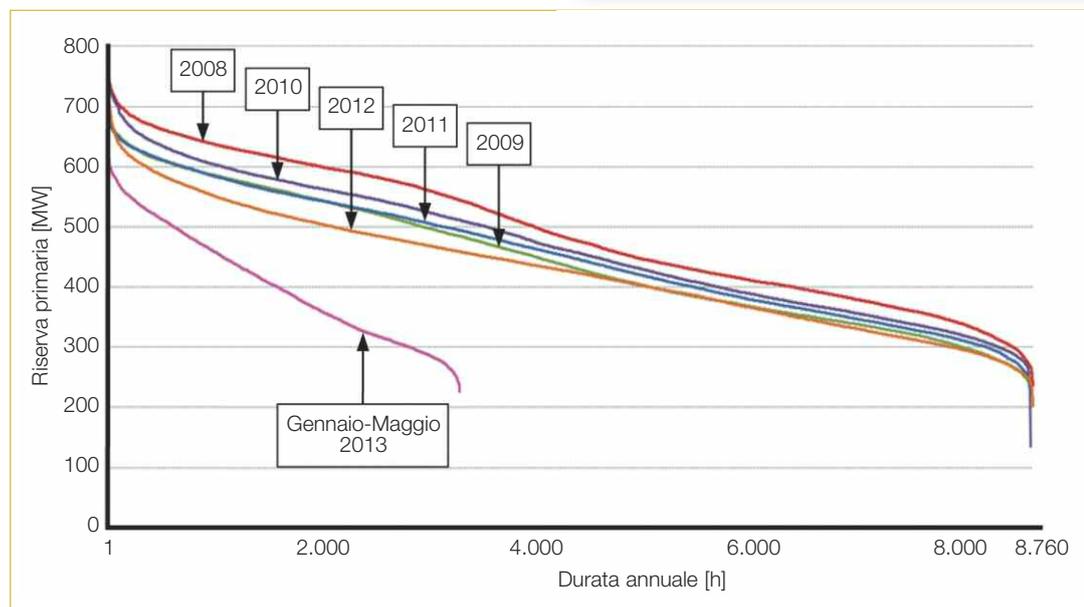
*sponse*), di recente introduzione [7]. Il servizio obbligatorio coinvolge i grandi impianti



**Figura 2** Curva di regolazione primaria di frequenza, in caso di riserva a salire pari al minimo richiesto da normativa.

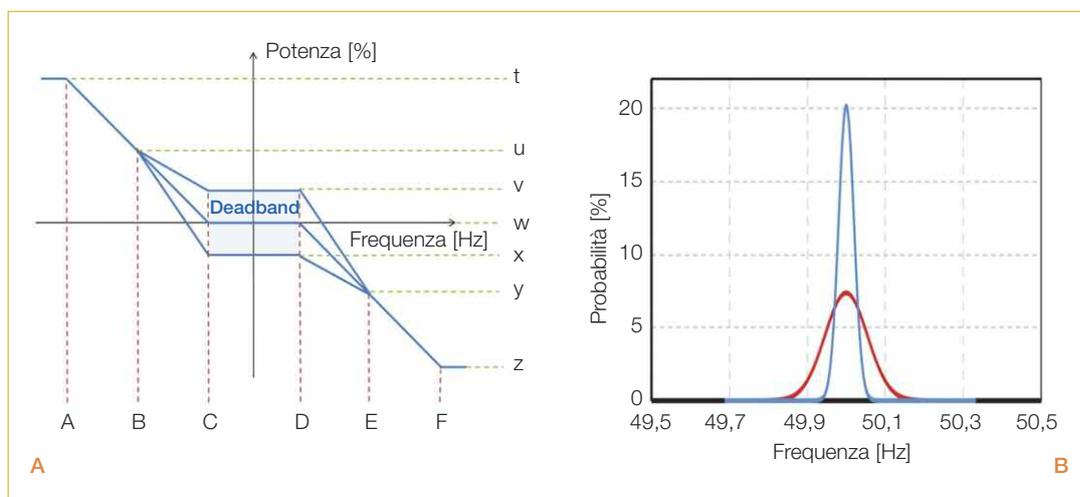
**Tabella 1** Valori dei parametri di regolazione primaria definiti dall'attuale normativa nazionale

SOGLIE DI FREQUENZA		STATISMO E RISERVA MINIMA A SALIRE	
$\Delta f_{\sigma,u}$	-0,03 Hz	$\sigma_{std}$	-4% idroel. -5% altri
$\Delta f_{DB,u}$	-0,02 Hz	$\sigma_r$	$\sigma_{std}/3$
$\Delta f_{DB,d}$	0,02 Hz	$R$	1,5%
$\Delta f_{\sigma,d}$	0,03 Hz	-	-



**Figura 3** Evoluzione della curva annuale di durata della riserva primaria di potenza [5].

**Figura 4**  
Comportamento richiesto per il servizio Enhanced Frequency Response riportato sul piano frequenza/potenza [7] **A**. Distribuzione statistica della frequenza nel Regno Unito (linea rossa) e nella rete continentale (linea blu) **B**.



**Tabella 2** Valori dei parametri della curva di regolazione richiesta (figura 4) per i due servizi *Enhanced Frequency Response* [7]

ASCISSA	SERVIZIO 1 [Hz]	SERVIZIO 2 [Hz]
A	49,5	49,5
B	49,75	49,75
C	49,95	49,985
D	50,05	50,015
E	50,25	50,25
F	50,5	50,5
ORDINATA	SERVIZIO 1 [%]	SERVIZIO 2 [%]
t	100%	100%
u	44,44%	48,45%
v	9%	9%
w	0%	0%
x	-9%	-9%
y	-44,44%	-48,45%
z	-100%	-100%

di produzione connessi alla rete di trasmissione, la cui taglia minima varia in funzione della localizzazione dell'impianto. La remunerazione può premiare la disponibilità a erogare il servizio oppure, analogamente al mercato italiano, l'effettiva erogazione dell'energia regolante. Il *Firm Frequency Response* è stato introdotto per potenziare l'approvvigionamento di riserva primaria ed è regolato da aste mensili, in cui la potenza minima offerta è 10 MW.

## Enhanced Frequency Response

È dimostrato come la velocità di attivazione della regolazione abbia un impatto diretto sul contenimento delle perturbazioni di frequenza [8]. Per questo motivo, *National Grid*, il gestore di rete del Regno Unito, ha attivato il servizio *Enhanced Frequency Response* (EFR), su base volontaria: i soggetti che partecipano alla fornitura di questa riserva sono tenuti a mettere a disposizione la potenza regolante richiesta entro un tempo estremamente breve, ovvero 1 secondo dal manifestarsi della variazione di frequenza (con obbligo di identificazione della perturbazione entro i primi 500 ms). Il sistema deve essere in grado di fornire la potenza regolante nominale per una durata non inferiore a 15 min. Tale servizio ancillare è assegnato tramite aste (la prima è stata aggiudicata nell'agosto 2016 per un contingente complessivo di 200 MW). Il criterio di selezione si basa sulla minore remunerazione (in [€/MW · h]) richiesta dal partecipante per garantire, per la durata di servizio proposta [h], la disponibilità a erogare/assorbire la potenza nominale del sistema [MW]. L'assegnazione dell'asta dà diritto all'ottenimento di una remunerazione per un periodo di 4 anni dalla data di entrata in esercizio, che non può essere successiva a 18 mesi dalla data di pubblicazione delle graduatorie dell'asta. Ad ogni partecipante può essere assegnato un contingente massimo di 50 MW. Ogni impianto disponibile a fornire EFR non può al contempo erogare altri servizi ancillari in potenza attiva, mentre può ad esempio partecipare alla regolazione di tensione scambiando potenza reattiva.

Il funzionamento richiesto, rappresentato nel piano potenza/frequenza, è descritto nella **figura 4**. Modificando i valori assegnati alle ascisse A-F e alle ordinate t-z, la normativa inglese definisce due modalità di funzionamento (**tabella 2**):

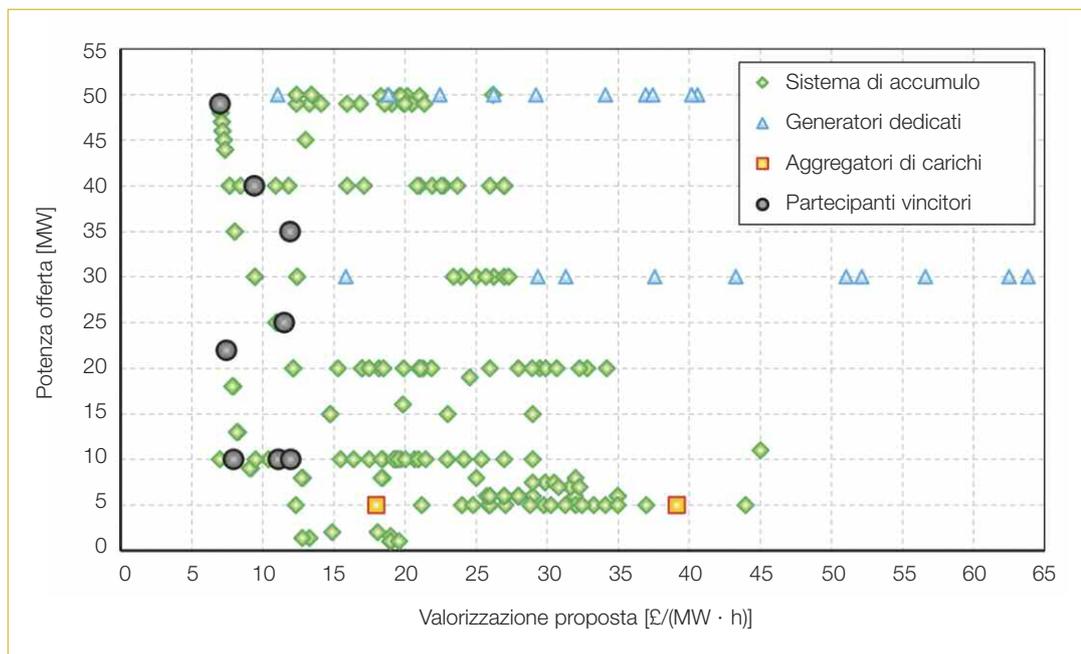


Figura 5 Rappresentazione grafica dei 223 partecipanti alla prima asta National Grid per l'erogazione del servizio ancillare Enhanced Frequency Response.

- i. servizio 1, con banda morta larga ( $\pm 50$  mHz);
- ii. servizio 2, con banda morta stretta ( $\pm 15$  mHz).

All'interno della banda morta è ammessa una certa libertà di funzionamento al fine di ripristinare lo stato ottimale di funzionamento del sistema (per esempio lo stato di carica nei sistemi di accumulo), purché l'output non ecceda i limiti  $v$  (in erogazione di potenza) e  $x$  (in assorbimento) rispetto alla potenza nominale del servizio ( $t$  e  $z$ ).

Analizzando la distribuzione statistica della frequenza nella rete inglese (figura 4 B, linea rossa), è possibile stimare la durata cumulata degli interventi richiesti agli impianti per soddisfare il servizio EFR. La probabilità di operare a massima potenza ( $f \leq A$  oppure  $f \geq F$ ) è piuttosto bassa, pur se sono previsti protocolli per la verifica dell'effettivo funzionamento degli impianti in tali condizioni estreme. È opportuno segnalare che la rete continentale, maggiormente estesa e con potenza regolante connessa significativamente più elevata, presenta una variabilità di frequenza decisamente più contenuta (figura 4 B, linea blu).

Nella figura 5 sono riportati in forma grafica i 223 partecipanti alla prima asta, in relazione alla potenza nominale offerta e alla valorizzazione proposta. L'erogazione del servizio è aperta a sistemi di generazione (20 partecipanti, indicatori azzurri), agli aggregatori di carichi (2 partecipanti, indicatori arancioni) e ai Sistemi di Accumulo (SdA, 201 partecipanti, indicatori verdi). Per ef-

fetto dei criteri di selezione (in particolare della limitazione del contingente massimo assegnabile allo stesso partecipante), sono risultati vincitori 8 candidati, tutti basati su SdA (indicatori neri). Quest'ultima tecnologia si rivela infatti particolarmente adatta in relazione ai vincoli di funzionamento imposti, che si possono tradurre in un tempo di scarica del SdA pari a 30 min (considerando la necessità di poter fornire il servizio sia a salire, ovvero in scarica, che a scendere). Inoltre, la durata del contratto di fornitura del servizio EFR consente la realizzazione di impianti dedicati, che hanno modo di ripagare il proprio costo di installazione tramite un meccanismo stabile dal punto di vista normativo su un orizzonte temporale sufficientemente esteso (diversamente, il mercato tedesco, che prevede aste settimanali, sembra maggiormente orientato allo sfruttamento degli impianti esistenti più che allo sviluppo di nuove soluzioni specificatamente dedicate).

È interessante sottolineare l'influenza sui risultati della procedura di asta della limitazione del contingente massimo assegnabile ad ogni partecipante (50 MW). Tale vincolo è introdotto nella procedura per limitare a non meno di 4 il numero di soggetti eroganti il servizio, probabilmente con lo scopo di differenziare i fornitori:

- i. dal punto di vista imprenditoriale (per esempio la solidità finanziaria);
- ii. in merito alla soluzione tecnica e ai partner coinvolti (diversi produttori di tecnologia, anche considerando che le applicazioni dei SdA

per l'erogazione di servizi ancillari di rete sono ancora in fase embrionale);

- iii. per limitarne il potere contrattuale di un singolo fornitore;
- iv. per favorire la diffusione del know-how specifico in più aziende. Come si evince nella figura 5, l'applicazione di tale vincolo sull'assegnazione dell'asta ha escluso diverse soluzioni economicamente più vantaggiose rispetto a quelle selezionate, con un aggravio dei costi complessivi derivanti dall'assegnazione dell'asta: l'importo complessivo degli impianti selezionati è pari a 65,95 M€, mentre escludendo la limitazione sul massimo contingente assegnabile ad ogni partecipante il costo complessivo si sarebbe ridotto a meno di 50 M€ (con un unico vincitore per l'intera procedura d'asta).

I vincitori della prima asta hanno presentato offerte per la fornitura del servizio nell'intervallo  $7,00 \div 11,97 \text{ €/}(MW \cdot h)$ . Assumendo che tali SdA operino continuativamente per l'intero periodo contrattuale di erogazione del servizio (35.064 h), il costo unitario dei SdA proposti varia nell'intervallo  $491 \div 840 \text{ €/kWh}$  (ovvero  $575 \div 983 \text{ €/kWh}$  considerando il cambio 1,17 €/€). Tali valori sono sicuramente interessanti per il settore dell'accumulo elettrochimico, considerando che i relativi costi unitari sono previsti in marcata riduzione per effetto dello sviluppo ulteriore della tecnologia e dell'aumento dei volumi di mercato (anche in conseguenza della diffusione della trazione elettrica su asfalto).

### Estensione del servizio di regolazione primaria agli impianti a Fonti Rinnovabili Non Programmabili

È interessante valutare la possibile estensione dell'obbligo di disponibilità della riserva primaria a tutti gli impianti di generazione, inclusi quelli a FRNP. A livello di sistema elettrico complessivo, tale opportunità può essere interessante in alternativa o a integrazione di altre soluzioni tecniche, tra cui la realizzazione di sistemi dedicati (come descritto al capitolo precedente per il caso inglese), l'opportuno esercizio di impianti convenzionali programmabili o la *demand response*. L'estensione della riserva, anche per gli impianti di media taglia, è già in discussione nei comitati di settore, oltre che introdotta a livello informativo nella norma CEI 0-16 (Allegato K), che rappresenta il codice di rete per la connessione

di utenti attivi e passivi alle reti a tensione compresa tra 1 e 150 kV [9]. Al momento, agli impianti a fonte rinnovabile è richiesta solamente una riduzione della potenza attiva immessa in caso di gravi transitori di sovra-frequenza ( $f > 50,3 \text{ Hz}$ , come da allegato J di [9]).

Si deve inoltre considerare che una quota importante della generazione recentemente connessa è interfacciata alla rete tramite inverter (per esempio turbine eoliche direct-drive, impianti fotovoltaici, impianti idroelettrici operanti a velocità variabile), così come diversi azionamenti a velocità controllata fanno uso di convertitori elettronici AC/AC. Ciò comporta una drastica riduzione dell'inerzia totale del sistema elettrico, che è legata all'entità delle masse rotanti connesse direttamente alla rete, con conseguenti maggiori escursioni delle perturbazioni di frequenza a fronte di uno squilibrio di potenza attiva. Al fine di emulare la risposta inerziale dei generatori tradizionali, è allo studio l'introduzione dell'inerzia sintetica applicata ai convertitori statici (di generatori e di SdA [5]). Tuttavia, questo tipo di servizio può impattare negativamente sul corretto funzionamento dei sistemi di protezione di interfaccia e sul rischio di funzionamento in isola indesiderata [10, 11].

Con riferimento ai 15 Paesi europei con il maggiore parco di generazione in termini di potenza nominale installata (dati ricavati da [12] e riferiti al 2016), l'estensione del servizio di regolazione primaria di frequenza ai generatori a FRNP consentirebbe un incremento di circa 221 GW della potenza nominale complessiva degli impianti che partecipano alla regolazione primaria di frequenza. Tale incremento corrisponde al 28,5% dell'intera potenza nominale installata nei Paesi considerati.

### Impianti rinnovabili dotati di sistemi di accumulo elettrochimico

L'estensione del servizio di regolazione primaria di frequenza agli attuali impianti a fonte rinnovabile comporterebbe un incompleto sfruttamento della fonte primaria, poiché l'impianto dovrebbe funzionare a regime parziale per garantire la riserva a salire. Tale conseguenza può essere minimizzata dotando tali generatori di propri SdA elettrochimici, in grado di fornire completamente o parzialmente la riserva richiesta. La fornitura della riserva non erogata dal SdA resterebbe a carico della sezione tradizionale dell'impianto rinnovabile ibrido.

I SdA elettrochimici possono costituire un'importante risorsa per la stabilizzazione delle reti, sia interconnesse che in isola [13 - 15]. Tra i

principali vantaggi, sono strategici la velocità e la precisione nell'erogazione di potenza, soprattutto se confrontati con l'azione dei regolatori di velocità comunemente usati negli impianti di generazione (affetti da ritardi meccanici, idraulici o termodinamici che riducono l'efficacia della regolazione) [16]. Finora, il costo dei SdA ha limitato la loro applicazione per l'erogazione di servizi di rete [17], tuttavia tale paradigma potrebbe velocemente evolversi grazie all'apertura del mercato elettrico, alla rapida riduzione del costo delle batterie [18] e all'incremento dei loro cicli utili di vita [19, 20]. La regolazione di frequenza con SdA abbinati a impianti eolici è stata affrontata in letteratura [21 - 23], analizzando le strategie di carica/scarica [24, 25] e modellando opportunamente l'invecchiamento delle batterie [26, 27].

Di seguito, è proposta una procedura di dimensionamento di un SdA da abbinare ad un impianto di generazione composto da  $G$  gruppi indipendenti (turbine di impianti idroelettrici, torri di impianti eolici o inverter di impianti fotovoltaici). Al variare della taglia dell'accumulatore, viene calcolata la maggior produzione rinnovabile ottenibile dall'impianto ibrido di generazione, rispetto alla fornitura del servizio di regolazione tramite un impianto rinnovabile tradizionale. Tale maggiore produzione è valorizzata in relazione al regime incentivante riconosciuto V[€/MWh]. La taglia ottimale del SdA è definita con lo scopo di massimizzare il Tasso Interno di Redditività (TIR) dell'investimento, includendo nella valutazione sia i costi di installazione che i costi di gestione e manutenzione del SdA. È stato considerato l'andamento reale della frequenza di rete dell'area continentale, ottenibile da [28] con discretizzazione temporale di 1 s.

### Procedura di analisi tecnico-economica

Nel caso di impianto rinnovabile tradizionale, la riserva di potenza è ottenuta parzializzando il funzionamento dell'impianto. La disponibilità della risorsa primaria  $P_{th}$  si suppone nota per l'intero periodo di analisi (in questo caso un anno, al fine di considerare opportunamente anche le variazioni stagionali di funzionamento). In funzione dello stato di funzionamento dei singoli gruppi, la riserva di potenza è computata come  $R$  volte la potenza nominale dei gruppi in servizio. È quindi calcolabile l'onere che gli impianti rinnovabili tradizionali dovrebbero sostenere per fornire il servizio di regolazione primaria, pari alla valorizzazione economica dell'energia elettrica non prodotta a causa del funzionamento parzializzato.

Nel caso di impianto ibrido, la riserva di potenza da garantire è calcolata analogamente al caso di generatore rinnovabile tradizionale. Tuttavia, le caratteristiche nominali del SdA (energia accumulabile  $E_{SdA}$ , tempo minimo di scarica  $t_{Smin}$ , tempo minimo di carica  $t_{Cmin}$ , rendimento in fase di scarica  $\eta_S$  e rendimento in fase di carica  $\eta_C$ ) e le sue condizioni operative (Stato di Carica  $SoC$ ) influenzano il funzionamento della sezione tradizionale dell'impianto. Per ogni istante temporale di elaborazione ( $\Delta t = 1$  s), vengono definiti i vincoli di potenza massima del SdA in scarica ( $P_{MS}$ ) e in carica ( $P_{MC}$ ), tenendo in considerazione il range ammesso di  $SoC$ , come nelle formule (1) e (2).

$$P_{MS} = \min \left[ \frac{(SoC - SoC_{min}) \cdot \eta_S \cdot E_{SdA}}{\Delta t}, \frac{E_{SdA}}{t_{Smin}} \right] \quad (1)$$

$$P_{MC} = \min \left[ \frac{(SoC_{max} - SoC) \cdot E_{SdA}}{\eta_C \cdot \Delta t}, \frac{E_{SdA}}{t_{Cmin}} \right] \quad (2)$$

Come illustrato nella **figura 6**, istante per istante la prima parte della procedura valuta se il SdA è in grado di fornire la riserva a salire richiesta dalla normativa (valore  $P_{Ru}$  nella figura 2), in funzione dei gruppi di generazione effettivamente in servizio. Qualora il SdA non possa fornire interamente la riserva a salire richiesta, la sezione tradizionale dell'impianto deve modulare leggermente la propria potenza di riferimento  $P_{Hrif}$  rispetto alla disponibilità primaria  $P_{th}$ . Nella sezione inferiore dello schema, in funzione della deviazione di frequenza misurata  $\Delta f$ , vengono definiti i set-point di funzionamento sia del SdA ( $P_{SdA}$ ) che della sezione tradizionale dell'impianto ( $P_H$ ). In questo modo, il generatore ibrido eroga complessivamente in rete il contributo di potenza  $\Delta P$  definito dalla curva frequenza/potenza richiesta da [3] (figura 2). L'azione regolante del SdA è prioritaria rispetto alla modifica del set-point di funzionamento della sezione tradizionale dell'impianto di generazione. Al termine della procedura, viene aggiornato il valore di stato di carica del SdA applicando le formule (3) e (4), al fine di computare le potenze limite  $P_{MS}$  e  $P_{MC}$  da applicare all'istante successivo.

$$\begin{cases} \eta = 1/\eta_S & \text{in fase di scarica } (\Delta P \geq 0) \\ \eta = \eta_C & \text{in fase di carica } (\Delta P < 0) \end{cases} \quad (3)$$

# accumulo elettrochimico

$$SoC' = SoC - (\eta \Delta P \Delta t) / E_{SdA} \quad (4)$$

Nel *business plan*, i costi di installazione e gestione del SdA vengono compensati dalla maggiore immissione in rete di energia da fonte rinnovabile, valorizzata in relazione all'incentivo  $V$  [€/MWh] riconosciuto all'impianto. Tale ricavo annuo è supposto costante durante l'intera vita

del SdA. La vita del SdA è definita considerando il limite calendariale e l'invecchiamento annuo  $I$ , inteso come numero di cicli annui equivalenti di scarica, formula (5), rispetto al numero di cicli di vita (parametro dipendente dalla tipologia di accumulatore e dalla profondità di scarica tipicamente raggiunta). Per alcune tecnologie, tra cui la Litio-ioni, è importante ricor-

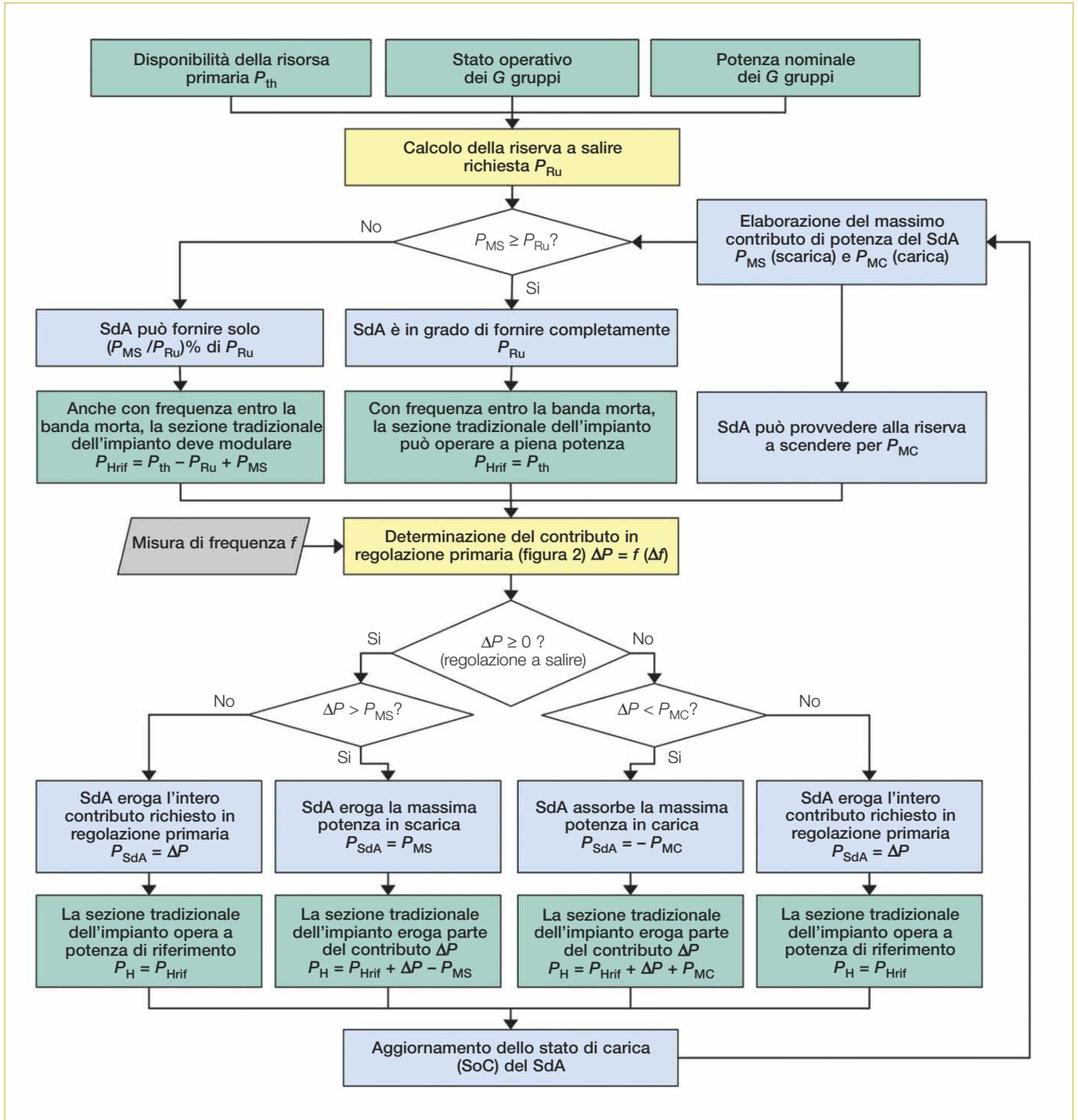


Figura 6 Schema di principio dell'algoritmo che controlla il SdA (set-point  $P_{SdA}$ , blocchi azzurri) e la sezione tradizionale dell'impianto (set-point  $P_H$ , blocchi verdi).

dare che riducendo la profondità tipica di scarica si ottiene un incremento significativo della vita ciclica attesa [5, 19].

$$I = \frac{\sum \eta \overline{\Delta P} \Delta t}{E_{SdA}} \text{ con } \begin{cases} \overline{\Delta P} = \Delta P \text{ se } \Delta P \geq 0 \\ \overline{\Delta P} = 0 \text{ se } \Delta P < 0 \end{cases} \quad (5)$$

Il costo  $C$  di installazione del SdA (inclusendo batterie, inverter e sistema di controllo) è valutato come in formula (6) al fine di poter creare diversi profili di costo in funzione della energia accumulabile agendo sui parametri  $a$  [k€] e  $b$  [k€/kWh]. Il costo annuo di gestione e manutenzione è considerato pari ad una quota del costo di installazione  $C$ .

$$C = a + b E_{SdA} \quad (6)$$

L'algoritmo elabora come risultati del *business plan* il tempo di rientro dell'investimento (*Pay-Back Time*, PBT) e il Tasso Interno di Redditività (TIR). L'identificazione della taglia ottimale del SdA considera il TIR come parametro di riferimento.

### Esempio applicativo su dati reali

La procedura sopra descritta è stata applicata ad un impianto idroelettrico ad acqua fluente esistente, illustrato schematicamente nella **figura 7**, di cui sono disponibili i dati nominali di progetto e il profilo annuo di potenza generata. L'impianto, connesso alla rete di trasmissione tramite un trasformatore elevatore, è composto da 3 gruppi di potenza nominale 2,36 MW (G1) e 5,22 MW (G2 e G3). I profili di potenza generata dai gruppi confermano come questo tipo di impianto raramente funziona a potenza nominale (complessivamente pari a 12,8 MW). La producibilità annua registrata è pari a 2.196 kWh/kW, in linea con i dati statistici riportati in [29]. Le durate percentuali di funzionamento nelle varie configurazioni di impianto, che influenzano il calcolo della riserva primaria richiesta  $P_{Ru}$ , sono riportate nella **tabella 3**.

Nella configurazione ibrida, la sezione idroelettrica tradizionale è corredata da un SdA connesso in parallelo al fine di contribuire alla regolazione primaria di frequenza. Al punto di connessione è raffigurato un carico, inteso come elemento equivalente rappresentante altre Cabine Primarie o altri utenti connessi al nodo di rete AT [30].

La scelta della tecnologia elettrochimica considera i requisiti di erogazione della regolazione primaria di frequenza (tipico servizio *power in-*

*tensive*, con tempi di carica/scarica richiesti nell'ordine di  $0,25 \div 2$  h) e il numero di cicli equivalenti annui di funzionamento, stimato pari ad alcune centinaia. Per questi motivi, si ritiene opportuno utilizzare nel caso di studio una batteria facente parte della famiglia Litio-ioni, ad esempio la Litio-Ferro-Fosfato (LiFePO<sub>4</sub>, chiamate anche LFP) o la Litio-Titanato (LTO) [31]. Tali tecnologie garantiscono elevata efficienza, ridotta auto-scarica e lunga vita ciclica e calendariale [19, 20]. Inoltre, la massima potenza in scarica e in carica si mantiene pressoché costante al variare del *SoC*. Il tempo minimo di scarica e di carica è considerato pari a 1,5 h, mentre il rendimento di carica e il rendimento di scarica sono posti pari a 94%. Il range ammesso di variabilità del *SoC* è limitato a  $30 \div 90\%$  per consentire una vita ciclica non inferiore a 5000 cicli.

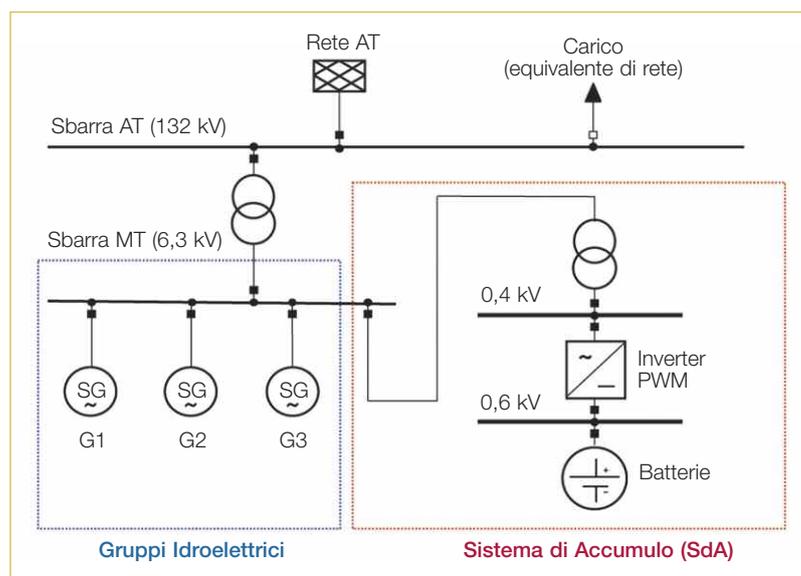
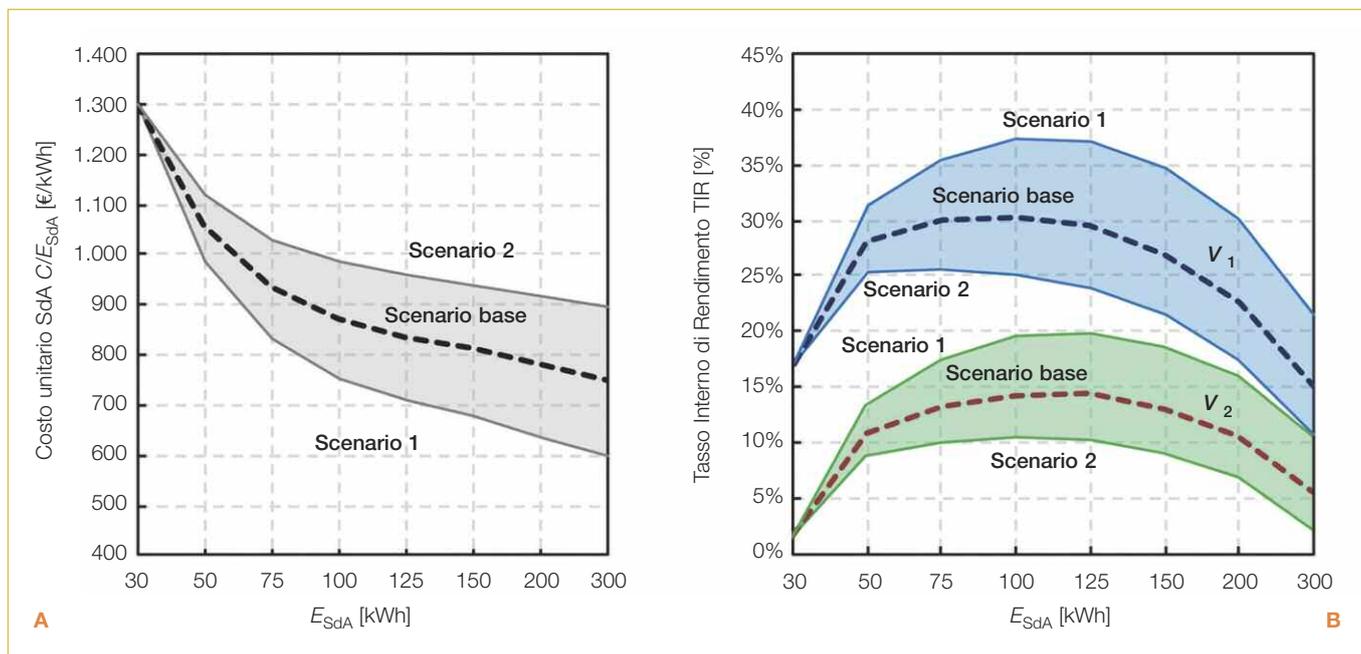


Figura 7 Schema unifilare dell'impianto considerato nel caso di studio.

Tabella 3 Durata annua relativa delle possibili configurazioni operative di impianto

CONFIGURAZIONE	STATO DEI GRUPPI IDROELETTRICI	POTENZA NOMINALE IN FUNZIONE (MW)	DURATA RELATIVA	RISERVA DI POTENZA A SALIRE RICHIESTA $P_{Ru}$ (kW)
0	G1, G2 e G3 OFF	0	5,5%	0
1	G1 ON, G2 e G3 OFF	2,36	38,0%	35,4
2	G1 OFF, G2 o G3 ON	5,22	29,8%	78,3
3	G1 ON, G2 o G3 ON	7,58	13,8%	113,7
4	G1 OFF, G2 e G3 ON	10,44	7,0%	156,6
5	G1, G2 e G3 ON	12,80	5,9%	192,0



**Figura 8** Stima dell'andamento del prezzo del SdA al variare della taglia **A**; TIR dell'investimento al variare della taglia, considerando i due valori di incentivo  $V_1$  (95,2 €/MWh, fascia azzurra) e  $V_2$  (63 €/MWh, fascia verde) **B**.

Sono considerate taglie  $E_{SdA}$  comprese tra 30 e 300 kWh. Compatibilmente con i vincoli sullo stato di carica, la taglia maggiore è in grado di fornire in tutte le configurazioni operative dell'impianto l'intera riserva di potenza a salire. Il costo di installazione del SdA considera un andamento di riferimento (scenario base,  $a = 18,3$  k€,  $b = 690$  €/kWh) e una fascia di variabilità compresa tra lo scenario 1 ( $a = 23,4$  k€,  $b = 520$  €/kWh) e lo scenario 2 ( $a = 13,5$  k€,  $b = 850$  €/kWh), come illustrato nella **figura 8 A**. Il costo annuo di gestione e manutenzione del SdA è supposto pari al 2% del costo di installazione, mentre il tasso di sconto  $r$  è posto pari al 6%.

In relazione alla recente normativa a livello nazionale, sono stati elaborati i risultati in corrispondenza di due valori di incentivazione:

- $V_1 = 95,2$  €/MWh, pari alla tariffa incentivante base definita dal DM 6 luglio 2012 per la fonte idraulica ad acqua fluente con potenza maggiore di 10 MW (119 €/MWh, [32], con ribasso d'asta del 20%;
- $V_2 = 63$  €/MWh, pari alla tariffa incentivante base definita dal DM 23 luglio 2016 per la fonte idraulica ad acqua fluente con potenza maggiore di 5 MW (90 €/MWh, [32]), con ribasso d'asta del 30%. Poiché questo strumento incentivante non ha bandito aste per il settore idroelettrico, il ribasso considerato è quello massimo introdotto dal precedente DM 6 luglio 2012.

A titolo di riferimento, si ricorda che il prezzo

medio dell'energia elettrica è stato pari a 52,3 €/MWh nel 2015 e 41,5 €/MWh nel periodo gennaio-novembre 2016. Per il 2017, gli esiti dei mercati a termine finora pubblicati stimano un leggero rialzo del prezzo a circa 44,9 €/MWh [33].

## Risultati dell'analisi

Rispetto alla configurazione base (impianto a fonte rinnovabile di tipo tradizionale, esentato dal servizio ancillare), l'erogazione del servizio di regolazione primaria di frequenza comporta una riduzione della generazione annua di 656 MWh (2,33% della produzione teorica). Ciò corrisponde ad un mancato ricavo annuo di 62,5 k€ considerando l'incentivazione  $V_1$  (41,4 k€ con  $V_2$ ).

L'introduzione di un SdA si dimostra una valida opportunità dal punto di vista economico, in quanto consente di incrementare la produzione rinnovabile con interessanti tempi di ritorno dell'investimento. La **figura 8 B** riporta l'andamento del TIR al variare della taglia del SdA, in considerazione dell'andamento del costo di installazione all'interno della banda grigia introdotta nella figura 8 A e delle diverse incentivazioni considerate. Con remunerazione  $V_1$  (fascia azzurra), tutte le taglie analizzate di SdA risultano economicamente vantaggiose ( $TIR > r$ ). Diversamente, riducendo l'incentivo (fascia verde), si prospettano interessanti le taglie comprese tra 50 e 200 kWh.

La procedura di dimensionamento, con valo-

**Tabella 4** Risultati dell'analisi tecnico-economica, riferiti allo scenario base di costo del SdA e all'incentivazione  $V_1$  (95,2 €/MWh). Su sfondo grigio, i risultati riferiti alla taglia ottimale

PARAMETRI [UNITÀ DI MISURA]	SISTEMA DI ACCUMULO (LITIO-IONI)							
	30	50	75	100	125	150	200	300
Taglia SdA $E_{SdA}$	30	50	75	100	125	150	200	300
Ricavo Annuo [k€/anno]	13,4	22,4	30,0	36,9	42,8	46,3	51,5	56,6
Cicli di scarica annui / [cicli/anno]	794	729	640	569	514	463	388	289
Vita utile SdA [anni]	6	6	7	8	9	10	12	15
Energia a salire SdA [MWh/anno]	13,4	20,6	27,1	32,1	36,2	39,2	43,7	48,9
Energia a salire SdA [%]	21,6%	33,2%	43,6%	51,8%	58,4%	63,2%	70,5%	78,9%
Energia a scendere SdA [MWh/anno]	15,2	23,3	30,6	36,4	41,0	44,4	49,6	55,4
Energia a scendere SdA [%]	19,4%	29,7%	39,1%	46,4%	52,4%	56,7%	63,3%	70,8%
Costo unitario SdA $C/E_{SdA}$ [€/kWh]	1300	1056	934	873	836	812	782	751
Costo SdA $C$ [k€]	39,0	52,8	70,1	87,3	104,6	121,8	156,3	225,3
PBT [anni]	4	3	3	3	3	4	4	6
TIR [%]	17,0%	28,1%	30,0%	30,3%	29,5%	27,0%	22,6%	15,0%

rizzazione  $V_1$  e scenario base di costo del SdA, identifica come economicamente ottimale l'installazione di un SdA con energia accumulabile 100 kWh (66,7 kW considerando il tempo minimo di scarica ipotizzato). Con riferimento alla tabella 3, tale taglia è in grado di fornire completamente la riserva primaria con impianto in configurazione 1 (solo  $G1$  ON) e quasi completamente in configurazione 2 (solo  $G2$  o  $G3$  ON). Il dimensionamento ottenuto si giustifica notando che l'impianto opera in configurazione 1 o 2 per il 67,8% del tempo. Tale SdA ottimizzato è comunque in grado di fornire energia regolante a salire e a scendere rispettivamente per il 51,6% e 46,2% della totale richiesta annua. Taglie più grandi, anche se consentirebbero un maggiore sfruttamento della fonte primaria, risulterebbero eccessivamente poco utilizzate in termini di cicli annui equivalenti di funzionamento, quindi non troverebbe giustificazione il loro maggiore costo assoluto di installazione. I dettagli dei risultati ottenuti, con riferimento allo scenario base di co-

sto del SdA e all'incentivo  $V_1$ , sono riportati nella **tabella 4**.

## Conclusioni

Negli ultimi anni, il sistema elettrico ha subito una riduzione significativa della propria riserva primaria a causa della crescente diffusione di impianti rinnovabili non programmabili, a discapito degli impianti tradizionali. In questo contesto, i sistemi di accumulo possono giocare un ruolo strategico, sia come impianti dedicati all'erogazione del servizio di regolazione rapida di frequenza che in abbinamento a impianti di produzione a fonte rinnovabile, qualora questo servizio ancillare fosse esteso anche a tali generatori.

L'esempio sviluppato conferma che un impianto rinnovabile ibrido (rinnovabile + accumulo) è decisamente interessante dal punto di vista economico rispetto all'erogazione del servizio di regolazione di frequenza attraverso la sola modulazione della generazione rinnovabile. La conve-

nienza economica degli impianti rinnovabili ibridi cresce con l'incentivo riconosciuto, dipendente dalla fonte primaria utilizzata. Tale opportunità, a livello di sistema elettrico complessivo, può essere valutata dal punto di vista dell'efficienza della regolazione, in alternativa o a integrazione di altre possibili soluzioni tecniche, come l'installazione di sistemi dedicati, l'esercizio di impianti

convenzionali programmabili o la *demand response*. È tuttavia importante ricordare che l'elevata velocità di risposta e l'accuratezza di regolazione dei SdA possono contribuire significativamente ad incrementare l'efficacia della regolazione di frequenza, in termini di contenimento delle perturbazioni di frequenza nei primi istanti successivi agli eventi di rete.

## bibliografia

- [1] ENTSO-E: *Electricity in Europe 2015, Synthetic Overview of Electric System Consumption, Generation and Exchanges in the ENTSO-E Area*. Disponibile online.
- [2] ENTSO-E: *Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015*. Disponibile online.
- [3] Terna SpA: *Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza*. Luglio 2008.
- [4] Oudalov A., Chartouni D., Ohler C.: *Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, n. 3, 2007.
- [5] RSE, ANIE ENERGIA: *I sistemi di accumulo nel settore elettrico*. Marzo 2015
- [6] Terna SpA: *Specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza*. Marzo 2014.
- [7] Sito National Grid (UK). <http://www2.nationalgrid.com/uk/>
- [8] Borsche T.S., Ulbig A., Andersson G.: *Impact of Frequency Control Reserve Provision by Storage Systems on Power System Operation*. IFAC Proc. Vol. 2014, n. 47, p. 4038–4043.
- [9] Comitato Elettrotecnico Italiano: *CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*. Settembre 2014.
- [10] Bignucolo F., Cerretti A., Coppo M., Savio A., Turri R.: *Impact of Distributed Generation Grid Code Requirements on Islanding Detection in LV Networks*. Energies, Vol. 10, 2017, p. 156.
- [11] Bignucolo F., Cerretti A., Coppo M., Savio A., Turri R.: *Effects of Energy Storage Systems grid code requirements on Interface Protection performances in LV networks*. Energies, Vol. 10, 2017, p. 387.
- [12] ENTSO-E: *Installed Capacity for Production Type*. Disponibile online.
- [13] Bignucolo F., Caldon R., Carradore L., Sacco A., Turri R.: *Role of storage systems and market based ancillary services in active distribution networks management*. In Proceedings of the 43-rd International Conference on Large High Voltage Electric Systems, CIGRE, Paris, France, 22–27 August 2010.
- [14] Bignucolo F., Raciti A., Caldon R.: *Coordinating active and reactive energy balances in islanded networks supported by renewables and BESS*. IET Conference Publications, (CP651), 2014.
- [15] Abusief F., Caldon R., Bignucolo F.: *Remote islanded distribution networks supplied by BESS integrated PV generation units*. IEEEIC 2016 - International Conference on Environment and Electrical Engineering, Florence, Italy, 7–10 June 2016.
- [16] Bignucolo F., Caldon R., Coppo M., Pasut F., Pettinà M.: *Integration of Lithium-Ion Battery Storage Systems in Hydroelectric Plants for Supplying Primary Control Reserve*. Energies, Vol. 10, 2017, p. 98.
- [17] Lucas A., Chondrogiannis S.: *Smart grid energy storage controller for frequency regulation and peak shaving, using a vanadium redox flow battery*. Int. J. Electr. Power Energy Syst., Vol. 80, 2016, p. 26–36.
- [18] Nykvist B., Nilsson M.: *Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles*. Nat. Clim. Chang., Vol. 5, 2015, p. 329–332.
- [19] Stroe D.I., Knap V., Swierczynski M., Stroe A.I., Teodorescu R.: *Suggested operation of grid-connected lithium-ion battery energy storage system for primary frequency regulation: Lifetime perspective*. In Proceedings of the IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Montreal, QC, Canada, 20–24 September 2015; p. 1105–1111.
- [20] Amamra S.A., Francois B., Lugaro J.: *Day-ahead primary power reserve planning and day-D primary frequency control of a Li-ion battery*. In Proceedings of the IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, The Netherlands, 29 June–2 July 2015; p. 1–5.
- [21] Zhao H., Wu Q., Hu S., Xu H., Rasmussen C.N.: *Review of energy storage system for wind power integration support*. Appl. Energy, Vol. 137, 2015, p. 545–553.
- [22] Johnston L., Díaz-González F., Gomis-Bellmunt O., Corchero-García C., Cruz-Zambrano M.: *Methodology for the economic optimisation of energy storage systems for frequency support in wind power plants*. Appl. Energy, Vol. 137, 2015, p. 660–669.
- [23] Kjaer P.C., Lærke R., Tarnowski G.C.: *Ancillary services provided from wind power plant augmented with energy storage*. In Proceedings of the 15-th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), Lille, France, 2–6 September 2013; p. 1–7.
- [24] Xu B., Oudalov A., Poland J., Ulbig A., Andersson G.: *BESS Control Strategies for Participating in Grid Frequency Regulation*. IFAC Proc. Vol. 2014, n. 47, p. 4024–4029.
- [25] Swierczynski M., Stroe D.I., Stan A.I., Teodorescu R.: *Primary frequency regulation with Li-ion battery energy storage system: A case study for Denmark*. In Proceedings of the IEEE ECCE Asia Dunder (ECCE Asia), Melbourne, Australia, 3–6 June 2013; p. 487–492.
- [26] Flear J., Stenzel P.: *Impact analysis of different operation strategies for battery energy storage systems providing primary control reserve*. J. Energy Storage 2016.
- [27] Brivio C., Mandelli S., Merlo M.: *Battery energy storage system for primary control reserve and energy arbitrage*. Sustain. Energy Grids Netw., Vol. 6, 2016, p. 152–165.
- [28] Sito 50 Hertz. <http://www.50hertz.com/en/>
- [29] GSE: *Incentivazione delle fonti rinnovabili - Bollettino aggiornato al 30 giugno 2016*. Disponibile online.
- [30] Savio A., Bignucolo F., Sgarbossa R., Mattavelli P., Cerretti A., Turri R.: *A novel measurement-based procedure for load dynamic equivalent identification*. In Proceedings of the IEEE 1-st International Forum on Research and Technologies for Society and Industry Leveraging a Better Tomorrow (RTSI), Turin, Italy, 16–18 September 2015; p. 274–279.
- [31] Swierczynski M., Stroe D.I., Stan A.I., Teodorescu R., Sauer D.U.: *Selection and Performance-Degradation Modeling of LiMO2 /Li4Ti5O12 and LiFePO4 /C Battery Cells as Suitable Energy Storage Systems for Grid Integration With Wind Power Plants: An Example for the Primary Frequency Regulation Service*. IEEE Trans. Sustain. Energy, Vol. 5, , 2014, p. 90–101.
- [32] Sito GSE SpA. <http://www.gse.it/>
- [33] GSE: *Energie rinnovabili al 2020 Scenari tendenziali*. Disponibile online.

# Sulla sincronizzazione delle misure wireless di scariche parziali con il segnale di tensione a 50 Hz

Eleonora Riva Sanseverino Antonino Madonia Pietro Romano *DEIM - Università di Palermo*  
 Roberto Candela Vincenzo Li Vigni *Prysmian Electronics* Giovanni Filippone Giuseppe Gennusa Angelo Castiglione *Terna Rete Italia*

*L'articolo descrive i vari aspetti dei sistemi di misura wireless delle scariche parziali (PD). In particolare, sul problema della sincronizzazione dell'angolo di fase della tensione per il rilevamento e la classificazione delle PD.*

## Introduzione

**L'**articolo esplora la possibilità di realizzare la sincronizzazione delle misure di scariche parziali utilizzando misure di tensione prelevate da un sito remoto, quando il rilievo locale del passaggio per lo zero della tensione risulta impossibile per effetto delle condizioni di installazione. Lo studio sfrutta un dispositivo, per il rilievo dello sfasamento della tensione alle due estremità di una linea, messo a punto nei laboratori di Prysmian Electronics. Risultato principale dello studio è una valutazione sotto forma di abaco dell'incidenza dell'errore dovuto allo sfasamento.

La valutazione di *asset management* per i sistemi di trasmissione e distribuzione è un esercizio complesso e non standardizzato nelle varie parti del mondo [1]. Inoltre, sulla base delle sta-

tistiche disponibili sull'età dei componenti del sistema di potenza, appare che il ritmo di sostituzione delle stesse è legato essenzialmente alla vita utile (spesso di diverse decine di anni). Ciò rende particolarmente importante la possibilità di effettuare manutenzione di tipo correttivo o programmato utilizzando strumenti di indagine poco invasivi. Uno di questi è certamente la misura *wireless* di scariche parziali [2, 3]. L'uso di dispositivi portatili per il rilievo di scariche parziali, inoltre, appare indispensabile laddove il rilievo con strumenti tradizionali è impossibile. Ciò accade spesso in siti difficilmente accessibili e su linee in cavo e componenti di potenza di cui è poco fattibile la disalimentazione. La diagnostica attraverso il rilievo di scariche parziali è una procedura essenziale per apprezzare lo stato di salute di componenti elettrici. La procedura diagnostica può essere eseguita durante la realizzazione di componenti (cavi, terminazioni, giunti), ma anche durante la loro installazione ed in esercizio. Le tecnologie tradizionali per il test di scariche parziali richiedono la disalimentazione del sistema elettrico, l'installazione di speciali sensori sulle apparecchiature e poi la esecuzione di misure. Quindi i circuiti testati devono necessariamente rimanere disalimentati durante le misure di scariche parziali (di solito diverse ore). Inoltre, all'aumentare della lunghezza delle linee in cavo o miste, aumenta il deterioramento del segnale e pertanto l'ac-

quisizione di scariche parziali da una o entrambe le estremità diventa ancora meno accurata. Infatti, un segnale che viaggia lungo un cavo o una linea si attenua nel percorso che congiunge la sorgente dell'impulso e il sensore, finché esso non si confonde con il rumore. Gli strumenti di misura delle scariche parziali di tipo wireless, disponibili sul mercato da qualche anno [4], superano le già enunciate limitazioni dei sensori tradizionali consentendo anche una più accurata localizzazione del fenomeno di scarica parziale, sfruttando la capacità direzionale dei sen-

sori. Uno dei parametri più rilevanti ai fini della diagnostica si basa sulla analisi del Phase Resolved Partial Discharge (PRPD) pattern, in cui l'ampiezza dell'impulso di scarica parziale viene diagrammato assieme all'onda di tensione a 50 Hz in funzione della fase [5]. Le scariche parziali generate da diverse sorgenti generano diversi PRPD pattern, per i quali l'angolo di fase di innesco della scarica è un elemento discriminante per individuare la localizzazione della sorgente dell'impulso di scarica parziale. L'analisi delle misure di scariche parziali si basa sui seguenti parametri [6]:

- ampiezza delle scariche parziali  $q_i$  – il valore di picco del singolo impulso di scarica parziale;
- tensione di innesco  $V_i$  – valore istantaneo della tensione applicata quando avviene la scarica parziale;
- angolo di fase  $\phi$  – la fase in gradi su un ciclo della tensione di alimentazione nel luogo in cui si acquisisce il PRPD pattern.

### Il problema della sincronizzazione nel rilievo wireless delle scariche parziali

È noto che la presenza di scariche parziali è caratterizzata da gruppi di impulsi aventi forma e ampiezza simile, per i quali l'angolo di fase  $\phi$  rispetto all'onda di tensione è il principale parametro di discriminazione. Questo parametro permette di distinguere una scarica interna, da una superficiale o da una scarica corona.

Per esempio, un pattern di scariche parziali di tipo corona si presenta come un gruppo di punti che si localizzano in corrispondenza del massimo valore di tensione della semionda positiva e negativa. Pertanto, per l'acquisizione delle scariche parziali, un errore di fase di  $30^\circ$  potrebbe portare ad una errata interpretazione del pattern relativo a scariche superficiali critiche (figura 1) – indice di un grave difetto su un accessorio MT/AT – rendendo lo stesso pattern identico a quello di una scarica di tipo corona (figura 2), che può essere di solito classificato come un fenomeno non pericoloso.

Una misura accurata dell'angolo di fase è quindi estremamente importante per il rilievo e la classificazione delle scariche parziali. Quindi, per riuscire a valutare per ciascun impulso il valore della fase rispetto alla tensione sinusoidale occorre sincronizzare in maniera corretta lo strumento di misura. Sulla base del problema sopra esposto, l'attività condotta nell'ambito di questo studio si pone l'obiettivo di valutare e quantificare l'effettivo sfasamento della tensione, introdotto da

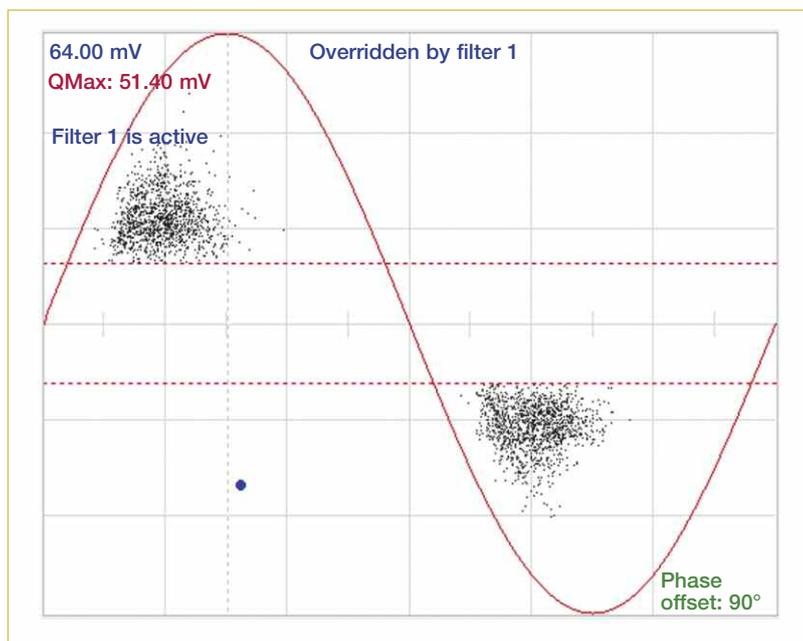


Figura 1 Pattern SP compatibile con scariche superficiali.

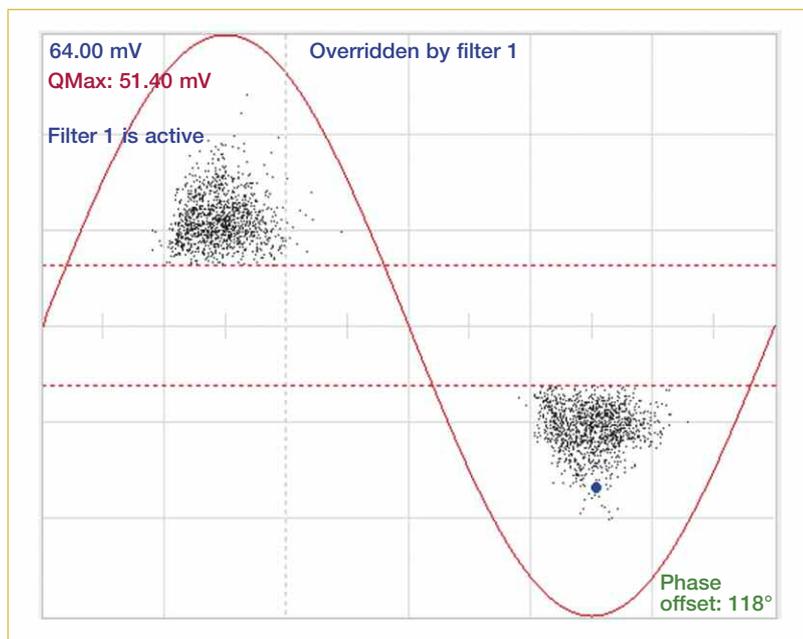


Figura 2 Pattern SP compatibile con effetto corona.

una linea di trasmissione e/o distribuzione, al fine di migliorare la precisione e le prestazioni di un dispositivo portatile per il rilievo delle scariche parziali. Tale idea è alla base del brevetto depositato [7]. Nel presente lavoro, si è quindi preso come riferimento lo strumento Pry-Cam™ [8], il quale permette la rilevazione di scariche parziali (SP) su componenti elettrici di alta e media tensione (AT/MT) quali cavi, giunti, terminali, trasformatori, blindati e macchine rotanti. Lo strumento consente di eseguire misure SP su componenti alimentati utilizzando un sensore elettromagnetico [9], senza la necessità di una connessione galvanica, e di trasferirle in tempo reale ad un tablet, sfruttando il protocollo Wi-Fi. Le misure vengono infine caricate su di un server remoto per essere stoccate e ulteriormente analizzate in seguito (figura 3).

### Valutazione dell'angolo di fase della tensione negli elettrodotti in AT

Al fine di valutare, prima teoricamente e poi empiricamente, l'entità dello sfasamento delle tensioni tra due estremità di una linea si sono svolte delle simulazioni e poi delle misure sperimentali [10, 11]. Le simulazioni hanno fatto uso di un modello di linea equivalente e delle relative costanti di linea; le misure sperimentali hanno interessato tre principali elettrodotti presenti nel territorio siciliano. Il primo obiettivo è stato quello di valutare se lo sfasamento di tensione a due estremità di una linea, in condizioni opera-

tive standard, potesse essere significativo per la acquisizione e poi per la diagnosi delle scariche parziali. Il secondo obiettivo è stato quello di fornire, dopo la convalida con altri sistemi di misura, un abaco per correggere le misure disponibili. L'analisi del problema della sincronizzazione è stato condotto pertanto, dapprima, in simulazione modellando un sistema di linee di trasmissione aeree in AT a 150 kV, 220 kV e 380 kV, e di una linea in cavo in AT a 245 kV. Le simulazioni hanno avuto lo scopo di quantificare lo sfasamento introdotto da ogni sistema di trasmissione, considerando diverse configurazioni della potenza trasmessa in funzione della massima capacità di trasporto. Successivamente, grazie alla collaborazione instaurata con Terna Rete Italia, sono state effettuate le misure su tre dei principali elettrodotti in AT (due elettrodotti a 220 kV e un elettrodotto a 380 kV) presenti in Sicilia, per validare alcuni dei dati ottenuti dalle simulazioni. Durante le misure, grazie allo strumento di misura OMICRON CMC 356/256, sono stati acquisiti i reali transiti di potenza attiva e reattiva sulle linee in esame. I dati acquisiti hanno permesso di effettuare un ulteriore studio in simulazione per verificare l'affidabilità del modello di linea impiegato, nella prima fase dello studio, e validare le misure rilevate tramite il dispositivo "PhaseCheck". In questo secondo studio, le simulazioni sono state condotte considerando, inizialmente, il modello di linea equivalente, le relative costanti di servizio ed omopolari e successivamente utilizzando le configurazioni e le caratteristiche dei tralicci e dei conduttori delle linee in esame.

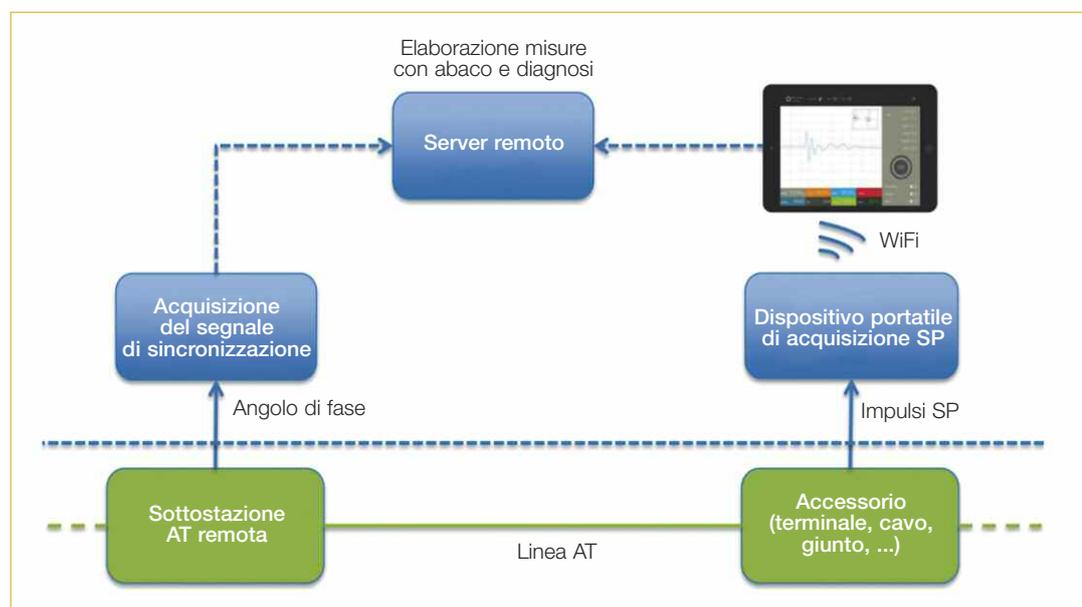


Figura 3 Sincronizzazione remota delle misure di scariche parziali condotte con dispositivo portatile.

### Analisi in simulazione dello sfasamento introdotto dagli elettrodoti in AT

Per valutare lo sfasamento della tensione introdotto da una linea di trasmissione, le simulazioni sono state condotte considerando i parametri elettrici e dimensionali di tre linee elettriche aeree, con tensione nominale di 150 kV, 220 kV e 380 kV, e di una linea in cavo con tensione nominale di 245 kV.

Le simulazioni sono state eseguite, mediante software PSCAD, considerando in un primo momento diverse configurazioni di carico in funzione della massima capacità di trasporto delle singole linee. Per valutare la propagazione dell'onda di tensione, le simulazioni sono state eseguite considerando le seguenti condizioni:

1. lunghezza della linea pari a 100 km;
2. potenza trasmessa in funzione dalla capacità di trasporto della linea:
  - 380 kV → 250 MW – 500 MW – 1000 MW
  - 220 kV → 50 MW – 100 MW – 200 MW
  - 150 kV → 50 MW – 75 MW – 100 MW

- 245 kV → 50 MW – 100 MW – 200 MW (linea in cavo);

3. valutazione della propagazione dell'onda di tensione ogni 10 km e alla fine della linea.

Nel successivo paragrafo, le simulazioni vengono presentate in forma rielaborata sulla base dei reali transiti di potenza attiva e reattiva, a corredo dei risultati ottenuti nelle misure sperimentali. Le linee di trasmissione aeree considerate per le simulazioni sono costituite da un conduttore ACSR (*Aluminium-Conductor-Steel-Reinforced*) con diametro 31,5 mm (sezione in alluminio a sezione 519,5 mm<sup>2</sup> / acciaio 65,80 mm<sup>2</sup>), i parametri caratteristici del conduttore in ACSR sono riportati nella **tabella 1**.

Per la simulazione della linea in cavo si è fatto riferimento ad un cavo unipolare in alluminio con isolamento in polietilene reticolato (XLPE) della sezione di 1000 mm<sup>2</sup>, progettato per operare ad una tensione nominale di 245 kV. I parametri caratteristici del cavo con isolamento in XLPE sono riportati nella **tabella 2**.

I risultati della simulazione sono riportati nelle **tabelle 3 e 4**, rispettivamente per le linee aeree e per la linea in cavo.

Un confronto tra le simulazioni per il caso della linea aerea a 220 kV e della linea in cavo a 245 kV mostra che, a parità di lunghezza della linea e di potenza erogata, lo sfasamento della tensione valutato in gradi risulta essere pressoché paragonabile con uno scarto di circa 1,5°.

Dai risultati delle simulazioni, si può notare che il massimo sfasamento dell'angolo di fase della tensione che si può presentare su una linea in AT è di circa 10°. Se gli impulsi di scariche parziali sono acquisiti con un riferimento di fase corretto, un errore fino a 15° di solito non determina una errata interpretazione nell'analisi dei *pattern* di scariche parziali. Anche se è quindi possibile correggere questo sfasamento,

**Tabella 1** Parametri caratteristici del conduttore ACSR

SEQUENZA DIRETTA	SEQUENZA OMOPOLARE
$r = 0.05487$ [ $\Omega/\text{km}$ ]	$r_0 = 0.3089$ [ $\Omega/\text{km}$ ]
$l = 1.274 \cdot 10^{-3}$ [H/km]	$l_0 = 0.9833 \cdot 10^{-3}$ [H/km]
$c = 9.162 \cdot 10^{-9}$ [F/km]	$c_0 = 5.845 \cdot 10^{-9}$ [F/km]
PARAMETRI SECONDARI	
Impedenza caratteristica	$Z_c = 374.637$ [ $\Omega$ ]
Lunghezza d'onda	$\lambda = 5840.6$ [km]
Velocità di propagazione	$v = 292030$ [km/s]
Costante complessa di propagazione	$\gamma = 0.0001 + j 0.0011$ [rad/km]

**Tabella 2** Parametri caratteristici della linea in cavo a 245 kV

Sezione del conduttore	Al - 1000 [mm <sup>2</sup> ]	Induttanza specifica	0.382 [mH/km]
Isolamento	XLPE - 19.1 [mm]	Capacità specifica	0.204 [ $\mu\text{F}/\text{km}$ ]
Permittività relativa XLPE	2.3	Resistenza sequenza diretta	0.04053 [ $\Omega/\text{km}$ ]
Schermo metallico	Al - 1.2 [mm]	Reattanza sequenza diretta	0.119 [ $\Omega/\text{km}$ ]
Guaina	HDPE - 4 [mm]	Impedenza caratteristica	$Z_c = 47.525$ [ $\Omega$ ]
Tensione massima di lavoro	245 [kV]	Lunghezza d'onda	$\lambda = 2781.6$ [km]
Resistenza del conduttore in DC	0.0291 [ $\Omega/\text{km}$ ]	Velocità di propagazione	$v = 139080$ [km/s]
Resistenza del conduttore in AC	0.0405 [ $\Omega/\text{km}$ ]	Costante complessa di propagazione	$\gamma = 0.0004 + 0.0023$ [rad/km]

con una compensazione dell'angolo di fase, a partire dalla conoscenza della lunghezza della linea e della corrente di carico, nella maggior parte dei casi questo non si rende necessario.

### Misura sperimentale dello sfasamento di onde di tensione ai due estremi di elettrodotti in AT

Sulla base dei risultati ottenuti in simulazione, sono stati individuati sul territorio siciliano tre principali elettrodotti in AT su cui effettuare le misure dell'angolo di fase della tensione e valutare l'effettivo sfasamento introdotto dalle linee elettriche aeree.

Le linee in AT oggetto dello studio sono:

- ❑ linea 1 a 220 kV in doppia terna – lunghezza: 50 km;
- ❑ linea 2 a 220 kV in doppia terna – lunghezza: 26 km;
- ❑ linea 3 a 380 kV in singola terna – lunghezza: 60 km.

L'attività sperimentale descritta è stata preceduta dalla progettazione e realizzazione di un sistema per la valutazione dello sfasamento delle tensioni rilevate alle due estremità della linea. Il sistema, denominato 'PhaseCheck', è costituito da una coppia di strumenti identici, di cui uno è raffigurato nella **figura 4**, utili alla valutazione dell'angolo di sfasamento della tensione rilevata in due punti di una rete di potenza. L'angolo di sfasamento della tensione prodotto dalla linea è stato misurato quindi installando nelle rispettive stazioni di partenza ed arrivo i due dispositivi, progettati e sviluppati da Prysmian Electronics (figura 4).

Il dispositivo, di cui uno schema a blocchi si riporta nella **figura 5**, si collega all'uscita del trasformatore di tensione (TV) presente nella sottostazione, e il segnale di tensione, pari a circa  $100\text{ V}/\sqrt{3}$ , è convertito in un'onda quadra. I trasformatori di tensione (TV) hanno una classe di precisione 0.2 o 0.5 in relazione al tipo di complesso di misura. I limiti dell'errore di tensione (o di rapporto) e dell'errore d'angolo devono essere conformi alle prescrizioni secondo la norma di riferimento per i trasformatori di tensione EN 60044-2 [12]. In relazione alla classe di precisione 0.2 e 0.5, l'errore di angolo di fase introdotto da un TV è pari rispettivamente a  $\pm 0.3$  e  $\pm 0.6$  centiradiani, che riportato in gradi risulta essere pari a  $\pm 0.171^\circ$  nel primo caso e  $\pm 0.343^\circ$  nel secondo caso. Il funzionamento del sistema "Phasecheck" messo a punto è descritto di seguito.

Al fine di ottenere una misura perfettamente sincronizzata e considerando che bisogna prevedere la presenza di due dispositivi, uno per

ogni sottostazione a cui fa capo la linea aerea o in cavo, è stato necessario predisporre un'antenna GPS con relativo ricevitore per acquisire l'esatto riferimento temporale (time-reference) tra i due strumenti. Quando i due strumenti sono stati perfettamente sincronizzati, viene generato un impulso ad ogni secondo (PPS) che viene acquisito da un microcontrollore (MCU). A sua volta, il microcontrollore, tramite un contatore interno con una risoluzione di  $1\ \mu\text{s}$ , calcola la differenza di tempo tra l'impulso e il successivo fronte di sa-

**Tabella 3** Risultati delle simulazioni per linee aeree

LINEA AEREA	250 MW		500 MW		1000 MW	
	$\delta$ [°] 100 km	$\delta$ [°] 10 km	$\delta$ [°] 100 km	$\delta$ [°] 10 km	$\delta$ [°] 100 km	$\delta$ [°] 10 km
380 kV	2.72	0.27	5.35	0.53	10.47	1.06
LINEA AEREA	50 MW		100 MW		200 MW	
	$\delta$ [°] 100 km	$\delta$ [°] 10 km	$\delta$ [°] 100 km	$\delta$ [°] 10 km	$\delta$ [°] 100 km	$\delta$ [°] 10 km
220 kV	2.42	0.23	4.74	0.47	9.25	0.94
LINEA AEREA	50 MW		75 MW		100 MW	
	$\delta$ [°] 100 km	$\delta$ [°] 10 km	$\delta$ [°] 100 km	$\delta$ [°] 10 km	$\delta$ [°] 100 km	$\delta$ [°] 10 km
150 kV	5.09	0.51	7.53	0.76	9.91	1.01

**Tabella 4** Risultati delle simulazioni per linea in cavo

LINEA IN CAVO	50 MW		100 MW		200 MW	
	$\delta$ [°] 100 km	$\delta$ [°] 10 km	$\delta$ [°] 100 km	$\delta$ [°] 10 km	$\delta$ [°] 100 km	$\delta$ [°] 10 km
245 kV	3.66	0.27	6.08	0.49	10.73	0.94



**Figura 4** Dispositivo del sistema "PhaseCheck".

## scariche parziali

lita dell'onda quadra generata a partire dalla tensione alternata.

Per calcolare lo sfasamento tra due punti di una linea di trasmissione, sono stati impiegati due dispositivi collocati alle estremità della linea e collegati ai rispettivi TV. I file risultanti dalla registrazione sono stati salvati sui due computer portatili collegati alle unità installate nei due siti e poi confrontati alla fine della sessione di misura. Lo sfasamento dell'angolo di fase della tensione introdotto dalla linea di trasmissione, è stato calcolato a partire da uno stesso valore del time-stamp, acquisito dai due dispositivi, ed effettuando la relativa differenza dei valori temporali misurati.

Per una migliore comprensione, si riporta un esempio di calcolo dell'angolo di sfasamento della tensione a partire dai valori evidenziati in blu riportati nella **figura 6**.

Considerando il valore di time-stamp pari a 103202, il valore di sfasamento si ottiene calcolando la differenza tra il  $\Delta t$  della stazione di arri-

vo e il  $\Delta t$  della stazione di partenza, riportando il valore dello sfasamento temporale in gradi:

$$\Delta(\Delta t) = 15152 - 14913 = 239 \cdot 360/20000 = 4.30^\circ$$

dove 20000 rappresenta il periodo dell'onda quadra di tensione espressa in  $\mu s$  ( $20 \text{ ms} = 20000 \mu s$ ).

In questo esempio di calcolo riportato, l'angolo di sfasamento della tensione introdotto dalla linea di trasmissione è pari a  $4.30^\circ$ .

La misura dell'angolo di sfasamento della tensione è stata condotta simultaneamente con l'ausilio del sistema di misura Omicron CMC356/256 e del software di analisi ed elaborazione Siemens Sigrà, messo a disposizione da Terna Rete Italia, per avere un ulteriore termine di confronto con i dati rilevati.

Le misure condotte, grazie al supporto di Terna Rete Italia, hanno permesso di validare i risultati ottenuti dalle simulazioni e di testare la precisione e l'affidabilità del dispositivo.

In questa fase, le simulazioni sono state effettuate subito dopo aver acquisito i reali transiti di potenza sulle linee in esame (**tabella 5**), rilevati sul posto durante le misure.

Le simulazioni sono state condotte utilizzando il modello Bergeron che si basa su un modello di linea con parametri di induttanza (L) e capacità (C) distribuiti (**figura 7**). Esso rappresenta gli elementi L e C di una sezione a  $\Pi$  in modo distribuito. Il modello è approssimativamente equivalente all'utilizzo di un numero infinito di sezioni a  $\Pi$ , ad eccezione della resistenza che è concentrata 1/2 nel mezzo della linea e 1/4 a ciascuna estremità.

Pertanto le simulazioni sono eseguite considerando le costanti di linea, calcolate sulla base

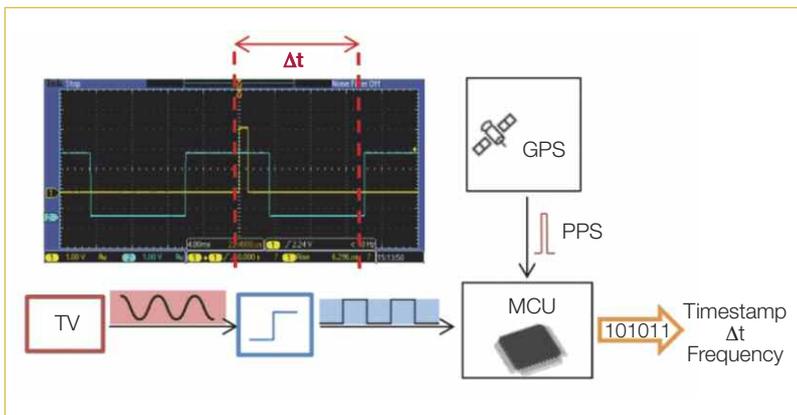


Figura 5 Schema a blocchi semplificato del dispositivo.

```

Time:103155 - Dt:12191 - Period:20005 - Bat:8.16V
Time:103156 - Dt:12544 - Period:20009 - Bat:8.16V
Time:103157 - Dt:12932 - Period:20008 - Bat:8.16V
Time:103158 - Dt:13349 - Period:20011 - Bat:8.16V
Time:103159 - Dt:13763 - Period:20006 - Bat:8.16V
Time:103200 - Dt:14128 - Period:20011 - Bat:8.16V
Time:103201 - Dt:14536 - Period:20006 - Bat:8.16V
Time:103202 - Dt:14913 - Period:20008 - Bat:8.16V
Time:103203 - Dt:15262 - Period:20005 - Bat:8.16V
Time:103204 - Dt:15594 - Period:20007 - Bat:8.16V
Time:103205 - Dt:15923 - Period:20006 - Bat:8.16V
Time:103206 - Dt:16264 - Period:20005 - Bat:8.16V
Time:103207 - Dt:16567 - Period:20006 - Bat:8.16V
Time:103208 - Dt:16887 - Period:20006 - Bat:8.16V
Time:103209 - Dt:17197 - Period:20007 - Bat:8.16V
Time:103210 - Dt:17576 - Period:20007 - Bat:8.16V
Time:103211 - Dt:18000 - Period:20008 - Bat:8.16V
Time:103212 - Dt:18391 - Period:20008 - Bat:8.16V
Time:103213 - Dt:18811 - Period:20010 - Bat:8.16V
Time:103214 - Dt:19213 - Period:20007 - Bat:8.16V
Time:103215 - Dt:19541 - Period:20006 - Bat:8.16V
Time:103216 - Dt:19945 - Period:20011 - Bat:8.16V
    
```

Stazione di partenza linea 3 - PhaseCheck 1

```

Time:103155 - Dt:12427 - Period:20008 - Bat:8.20V
Time:103156 - Dt:12785 - Period:20007 - Bat:8.20V
Time:103157 - Dt:13171 - Period:20007 - Bat:8.20V
Time:103158 - Dt:13589 - Period:20009 - Bat:8.20V
Time:103159 - Dt:14002 - Period:20007 - Bat:8.20V
Time:103200 - Dt:14369 - Period:20008 - Bat:8.20V
Time:103201 - Dt:14775 - Period:20007 - Bat:8.20V
Time:103202 - Dt:15152 - Period:20008 - Bat:8.20V
Time:103203 - Dt:15501 - Period:20007 - Bat:8.20V
Time:103204 - Dt:15835 - Period:20007 - Bat:8.20V
Time:103205 - Dt:16162 - Period:20007 - Bat:8.20V
Time:103206 - Dt:16503 - Period:20006 - Bat:8.20V
Time:103207 - Dt:16805 - Period:20007 - Bat:8.20V
Time:103208 - Dt:17126 - Period:20007 - Bat:8.20V
Time:103209 - Dt:17437 - Period:20007 - Bat:8.20V
Time:103210 - Dt:17817 - Period:20009 - Bat:8.20V
Time:103211 - Dt:18240 - Period:20008 - Bat:8.20V
Time:103212 - Dt:18630 - Period:20009 - Bat:8.20V
Time:103213 - Dt:19052 - Period:20009 - Bat:8.20V
Time:103214 - Dt:19452 - Period:20008 - Bat:8.20V
Time:103215 - Dt:19782 - Period:20007 - Bat:8.20V
    
```

Stazione di arrivo linea 3 - PhaseCheck 2

Figura 6 Dati acquisiti da due PhaseCheck sulla linea 3 a 380 kV.

dei dati forniti da Terna Rete Italia. Nella **tabella 6**, si riportano i valori impiegati per simulare le diverse linee in AT.

Nella tabella 6, i simboli  $r$ ,  $XL$  e  $XC$  rappresentano le costanti di servizio, mentre i simboli  $r_0$ ,  $XL_0$  e  $XC_0$  sono indicativi delle costanti omopolari delle linee aeree in esame.

La prima misura è stata eseguita sulla “linea 1” in doppia terna a 220 kV. Entrambi i sistemi di misura sono stati collegati alla fase centrale della linea di trasmissione, pertanto si sono acquisiti i valori di tensione e corrente relativi ad una fase. Al momento della misura, la potenza trasmessa dall'elettrodotto era di circa 16 MW per fase, per una potenza totale trasmessa di circa 48 MW.

Per garantire una maggiore attendibilità dei dati rilevati, sono state effettuate diverse misurazioni con diversi tempi di acquisizione; al termine, è stato riscontrato che l'angolo di sfasamento prodotto dall'elettrodotto in esame risulta essere mediamente pari a  $1.03^\circ$ .

In fase di simulazione, è stato riscontrato un angolo di sfasamento di circa  $1.17^\circ$ . Il dato simulato presenta un errore rispetto al dato misurato pari all'11.97%.

Considerando la classe di precisione dei TV installati alle due estremità ed immaginando che gli errori di fase si sommino allo sfasamento dovuto alla propagazione, si possono correggere entrambe le misure. Nel caso peggiore, considerando che la classe di precisione dei TV sia pari a 0.5, l'errore d'angolo introdotto dai due trasformatori è pari a  $\pm 0.686^\circ$ . In questo caso, l'errore introdotto dai TV risulta essere paragonabile allo sfasamento calcolato in simulazione ( $1.17^\circ$ ). Pertanto, nel caso di linee corte con modesti transiti di potenza attiva, l'angolo di sfasamento risulta essere molto piccolo (dell'ordine di  $1^\circ$ ) e quindi la correttezza delle simulazioni non può essere verificata utilizzando le misure fatte. Ai fini della ri-sincronizzazione dello strumento, tuttavia, ricordando che per l'acquisizione delle scariche parziali solo un errore di fase maggiore di  $15^\circ$  potrebbe portare ad una errata interpretazione del pattern, uno sfasamento dell'ordine di  $1^\circ$  risulta essere poco significativo e non conduce comunque ad una errata interpretazione dei pattern di scariche parziali.

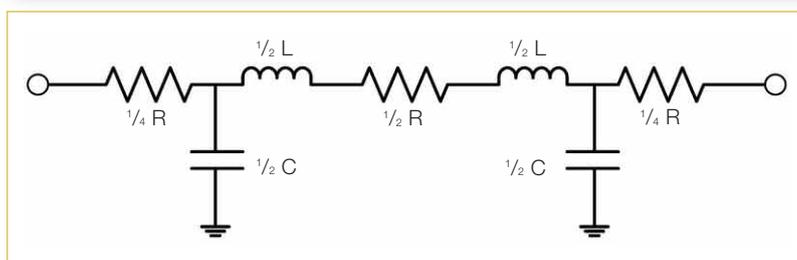
La seconda misura è stata effettuata sulla “linea 2” in doppia terna a 220 kV. Al momento della misura, la potenza trasmessa dall'elettrodotto era di circa 15 MW per fase, per una potenza totale trasmessa di circa 45 MW. Rispetto al caso precedente, l'assetto della rete elettrica era tale da registrare un elevato impegno di potenza reattiva sulla linea in esame. Data la ridotta lunghezza della linea, 26 km, e dalle condizioni di esercizio della stessa, è stato misurato uno sfasamento della tensione mediamente pari a  $0.74^\circ$ . La simulazione conferma il dato misurato, in quanto lo sfasamento calcolato è stato pari a  $0.70^\circ$ , riportando un errore negativo di  $-5.71\%$ .

La terza misura è stata effettuata sulla “linea 3” a 380 kV in singola terna. L'elettrodotto in esame presenta una configurazione con conduttori trinati e una potenza transitante nettamente più elevata. La scelta di tale elettrodotto è stata effettuata per garantire una migliore qualità dei dati rilevati. Una maggiore potenza trasmessa determina, infatti, uno sfasamento dell'angolo di fase della tensione più elevato.

Al momento della misura, la potenza trasmessa dell'elettrodotto era di circa 230 MW per fase, per un totale di circa 690 MW di potenza trifase trasmessa. In queste condizioni di esercizio,

**Tabella 5** Transiti di potenza attiva e reattiva misurati in sottostazione

LINEA	Vn [kV]	LUNGHEZZA [km]	POTENZA ATTIVA [MW]	POTENZA REATTIVA [MVAR]
Linea 1	220	50.9	48	-7,07
Linea 2	220	26	45	-45
Linea 3	380	60.9	690	-10.84



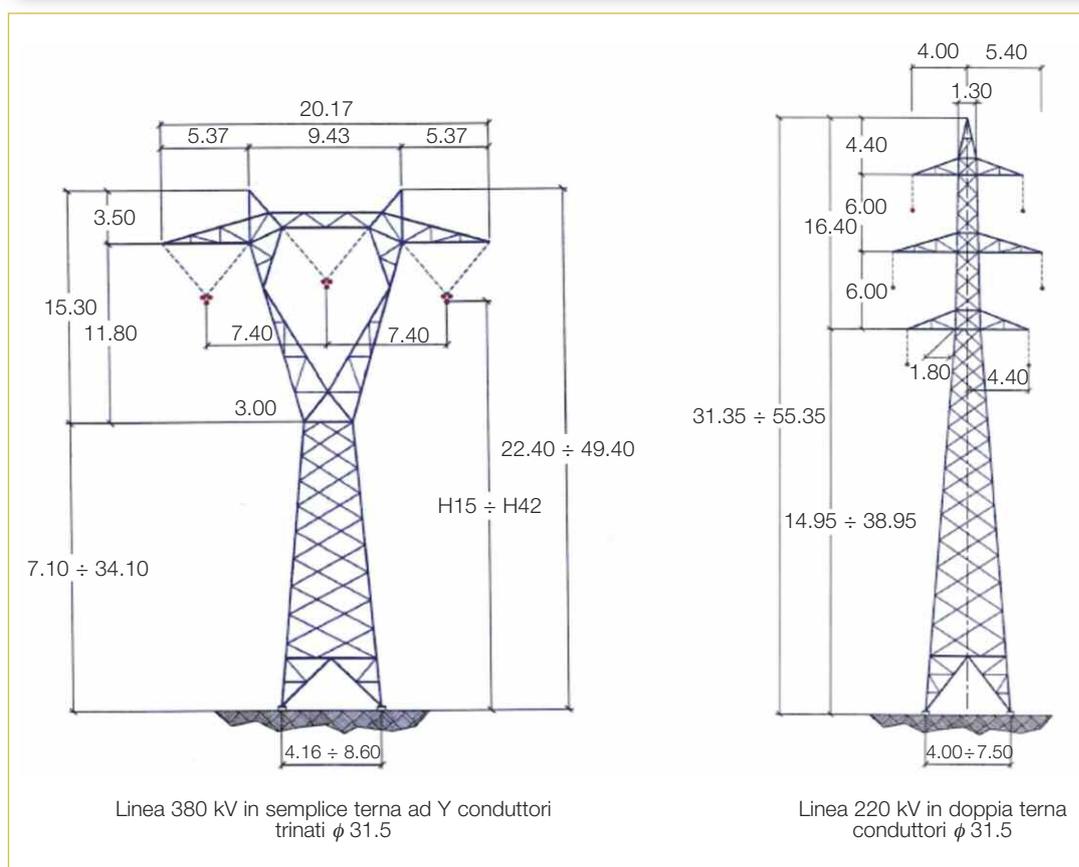
**Figura 7** Modello equivalente di linea.

**Tabella 6** Parametri di linea delle linee aeree

COSTANTI DI LINEA	LINEE AEREE DI TRASMISSIONE		
	LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3
$r$ [ $\Omega/\text{km}$ ]	0.549e-4	0.549e-4	0.182e-4
$XL$ [ $\Omega/\text{km}$ ]	0.400e-3	0.401e-3	0.270e-3
$XC$ [ $M\Omega \cdot \text{km}$ ]	347.961	347.876	233.843
$r_0$ [ $\Omega/\text{km}$ ]	0.191e-3	0.3170e-3	0.251e-3
$XL_0$ [ $\Omega/\text{km}$ ]	0.100e-2	0.132e-2	0.110e-2
$XC_0$ [ $M\Omega \cdot \text{km}$ ]	452.859	540.443	440.414

**Tabella 7** Confronto dei risultati ottenuti tra PhaseCheck e simulazioni (costanti di linea)

LINEA	V <sub>N</sub> [kV]	LUNGHEZZA [km]	POTENZA DI FASE [MW]	POTENZA TRIFASE [MW]	PHASECHECK PHASE SHIFT [°]	PSCAD PHASE SHIFT [°]	ERRORE %
Linea 1	220	50.93	16	48	1.03	1.17	11.96%
Linea 2	220	26	15	45	0.74	0.70	-5.87%
Linea 3	380	60.92	230	690	4.24	4.48	5.35%



**Figura 8**

Disposizione geometrica dei conduttori per la linea a 380 kV e 220 kV.

lo sfasamento dell'angolo di fase della tensione misurato si attestava mediamente a  $4.24^\circ$ . In fase di simulazione, lo sfasamento riscontrato è stato di  $4.48^\circ$ . In questo caso, l'errore commesso è del 5.35%. Diversamente dai casi precedenti, l'errore di sfasamento introdotto dai due TV pari a  $\pm 0.686$ , nel caso di classe di precisione 0.5, permette di correggere le misure effettuate nelle due sottostazioni e di fornire un'indicazione molto più accurata ed affidabile sull'effettivo sfasamento in termini di angolo di fase introdotto da una linea di trasmissione. Nel caso specifico lo sfasamento misurato sarà pari a  $4.24^\circ \pm 0.686$ . Il valore simulato, in questo caso, si discosta dal valore misurato da un errore positivo di 9.95% ad un errore negativo di -20,66%.

Nella **tabella 7** si riportano i risultati ottenuti

dalle simulazioni effettuate in PSCAD, considerando le costanti di linea delle tre linee in AT, e i risultati sperimentali ottenuti dalle misure effettuate con il dispositivo PhaseCheck sulle tre linee in esame.

Un'ulteriore simulazione con le configurazioni e le caratteristiche dei tralicci e dei conduttori ha permesso di ottenere risultati ancora più accurati. Diversamente dal caso precedente in cui le simulazioni sono state condotte inserendo le costanti fondamentali delle linee, in questo caso sono state inserite le effettive distanze e disposizioni dei conduttori per ogni configurazione di traliccio presente (**figura 8**).

Dai risultati ottenuti è stata constatata una riduzione dell'errore commesso. Nel dettaglio, l'errore commesso per la "linea 1" si attesta al

**Tabella 8** Confronto dei risultati ottenuti tra PhaseCheck e simulazioni (disposizione dei conduttori)

LINEA	Vn [kV]	LUNGHEZZA [km]	POTENZA DI FASE [MW]	POTENZA TRIFASE [MW]	PHASECHECK PHASE SHIFT [°]	PSCAD PHASE SHIFT [°]	ERRORE %
Linea 1	220	50.93	16	48	1.03	1.06	2.83%
Linea 2	220	26	15	45	0.74	0.68	-8.82%
Linea 3	380	60.92	230	690	4.24	4.08	-3.92%

**Tabella 9** Risultati delle simulazioni e delle misure messe a confronto

LINEA	CONFRONTO DEI RISULTATI OTTENUTI – SIMULAZIONI Vs PHASECHECK				
	SIMULAZIONE CON COSTANTI DI LINEA		SIMULAZIONE CON DISPESIZIONE DEI CONDUTTORI		MISURE CON PHASECHECK
	PHASE SHIFT [°]	ERRORE %	PHASE SHIFT [°]	ERRORE %	PHASE SHIFT [°]
Linea 1	1.17°	11.97%	1.05°	1.90%	1.03°
Linea 2	0.70°	-5.71%	0.68°	-8.82%	0.74°
Linea 3	4.47°	5.36%	4.11°	-3.92%	4.24°

2.83% rispetto all'11.96% del caso precedente; per la "linea 2" l'errore, già negativo nel caso precedente, si riduce ulteriormente e si attesta a -8.82%, mentre per la "linea 3" l'errore commesso subisce un'inversione di segno attestandosi al -3.92% (**tabella 8**). Anche in questo caso, va sempre considerato l'errore di fase introdotto dai TV, che nel caso di piccoli sfasamenti non permettono di apprezzare pienamente il risultato ottenuto in simulazione. Tuttavia, considerando angoli di sfasamenti apprezzabili, come nel caso della "linea 3" con uno sfasamento misurato pari a  $4.24^\circ \pm 0.686$ , le simulazioni effettuate sulla base della disposizione geometria dei conduttori sui sostegni hanno determinato, considerando la presenza dei TV nella misura reale, un errore positivo del 17.17% ed un errore negativo del -14.8%.

Pertanto le misure condotte hanno permesso di validare i risultati ottenuti dalle simulazioni e di testare la precisione e l'affidabilità del sistema PhaseCheck. Nella **tabella 9**, si riportano i risultati delle simulazioni e i risultati delle misure effettuate con il PhaseCheck.

## Abaco per la valutazione dello sfasamento nel caso peggiore

Non disponendo in molti casi della potenza transitante sulla linea, ma solo del passaggio per lo zero dell'onda di tensione attraverso il sistema

sperimentale "PhaseCheck", risulta utile identificare dei valori di sfasamento nel caso peggiore che consentono di correggere le misure di scariche parziali e di procedere ad una probabile identificazione del fenomeno oggetto dello studio.

In un sistema di trasmissione avente linee aeree o in cavo considerevolmente lunghe (oltre i 200 km) e con notevoli quantità di energia trasportata, l'errore di fase può diventare abbastanza significativo. Per esempio, le simulazioni mostrano che una linea di trasmissione con le stesse caratteristiche e la stessa potenza trasmessa della "linea 3" ma con una lunghezza di 200 km introduce uno sfasamento di circa  $13.72^\circ$ . Questo errore di fase, quindi, potrebbe portare ad una valutazione errata del fenomeno di SP, pertanto si rende necessario compensare tale sfasamento con una adeguata ricalibrazione dello strumento. Come riportato nella **tabella 10**, l'abaco per la valutazione dello sfasamento dell'angolo di fase della tensione individua il livello di tensione del sistema, la lunghezza della linea e la relativa misura dello sfasamento introdotto dalla linea. Data l'entità dello sfasamento misurato, il sistema può fornire un'indicazione sulle azioni da intraprendere al fine di acquisire correttamente i pattern di scariche parziali. Nel caso sotto riportato, l'azione di sincronizzazione (Resynch) in verde non necessita di alcuna correzione data l'entità dello sfasamento, l'indicazione in arancione indica che può essere operata una correzione a discrezione dell'operatore,

**Tabella 10** Abaco per la valutazione dello sfasamento dell'angolo di fase della tensione

LINEA	TIPO	Vn [kV]	LUNGHEZZA [km]	PHASE SHIF [°]	AZIONE SUGGERITA
Linea 1	Aerea	220	50	1.03°	NO Resynch
Linea 2	Aerea	220	26	0.74°	NO Resynch
Linea 3	Aerea	380	60	4.24°	NO Resynch
Linea 4	Aerea	380	200	13.72°	Resynch
Linea 5	Cavo	245	100	10.73°	Resynch

invece l'indicazione in rosso obbliga l'operatore ad effettuare un'adeguata ri-sincronizzazione al fine di non ottenere falsi positivi o errate valutazioni del fenomeno in fase di analisi.

### Conclusioni

L'articolo mette in evidenza il problema della corretta individuazione dell'angolo di fase dei fenomeni di SP, anche inteso come 'sincronizzazione' in alcune particolari condizioni operative. L'angolo di fase del fenomeno di SP viene infatti individuato guardando il passaggio per lo zero della tensione sulla linea indagata. Tale misura non è sempre disponibile nel luogo in cui si fanno le misure di SP soprattutto nel caso in cui tale misura si faccia senza accoppiamento galvanico e con strumenti portatili. Si è quindi reso necessario, qualora sia disponibile il segnale di tensione in un sito remoto, comprendere quale fosse lo sfasamento che una linea di trasmissione in cavo o aerea, che si trovi fra il sito di rilievo delle SP ed il sito remoto in cui si misura la tensione, può introdurre. La misura dello sfa-

samento introdotto dalla linea, eseguita tramite lo strumento "PhaseCheck" sviluppato appositamente da Prysmian Electronics, consente di creare un abaco. Quest'ultimo consente di valutare l'eventuale necessaria ri-sincronizzazione dei pattern di scariche parziali acquisiti in luoghi in cui non è possibile avere un perfetto riferimento locale dell'angolo di fase della tensione.

Inizialmente, lo studio è stato condotto effettuando una serie di simulazioni in PSCAD su diversi modelli di linee aeree e su un modello di linea in cavo. I risultati ottenuti, sono stati presi come riferimento per l'esecuzione delle misure sperimentali, con lo strumento "PhaseCheck" e lo strumento OMICRON CMC 356/256 utilizzato da Terna Rete Italia, su tre linee aeree in AT presenti sul territorio siciliano. L'obiettivo dello studio è stato di valutare la precisione dello strumento "PhaseCheck" e poi delle simulazioni effettuate per l'identificazione dello sfasamento introdotto da una linea di trasmissione.

Sebbene gli sfasamenti dell'angolo di fase misurati sul campo siano piccoli, si è potuto apprezzare che per linee di trasmissione più estese (oltre 200 km) e con elevati transiti di potenza attiva essi possono introdurre un ampio errore di fase tra le due estremità della linea. Infatti, un eccessivo errore di fase, fino a 15°, può comportare un'errata interpretazione dei PRPD pattern, dando luogo alla possibilità di ottenere falsi positivi o negativi nella diagnosi per i dispositivi ed accessori in AT e MT.

Le misure sperimentali hanno dimostrato la correttezza del modello di simulazione; è stato quindi possibile creare un abaco per dedurre lo sfasamento della tensione, dovuta al fenomeno della propagazione lungo una linea di trasmissione, in base alla lunghezza e alle caratteristiche elettriche della linea in esame.

## bibliografia

- [1] IEC: *White paper on Strategic asset management of power networks*. Disponibile su <http://www.iec.ch/white-paper/pdf/iecWP-assetmanagement-LR-en.pdf>.
- [2] Bartnikas R.: *Partial discharges. Their mechanism, detection and measurement*. Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on 9.5, 2002, p. 763-808.
- [3] Jiang Y., et al: *Partial discharge pattern characteristic of HV cable joints with typical artificial defect*. In: Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 March, p. 1-4.
- [4] Candela R., Sanseverino E.R., Romano P.: *Partial discharge on-line measures in cable's EPR insulation*. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Annual Report Conference 2004, p. 470 - 473.
- [5] Hudon C., Belec M.: *Partial discharge signal in-*

*terpretation for generator diagnostics*. Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on 12.2, 2005, p. 297-319.

[6] De La Ree J., et al: *Synchronized phasor measurement applications in power systems*. Smart Grid. IEEE Transactions on 1.1, 2010, p. 20-27.

[7] Candela R., Di Stefano A., Fiscelli G.: *Partial discharge detection system and method employing a synthesized synchronization signal*. Patent WO2015/062628.

[8] Candela R., Di Stefano A., Fiscelli G., Giaconia G.C.: *Portable Partial Discharge Detection Device*. Patent EP2297589 / WO2009150627, 11 June 2009.

[9] Candela R., Di Stefano A., Fiscelli G., Bononi S.F., De Rai L.: *A novel partial discharge detection system based on wireless technology*. AEIT Annual

Conference, 3-5 October 2013 – Mondello, p. 1 - 6, DOI: 10.1109/AEIT.2013.6666803.

[10] Madonia A., Li Vigni V., Riva Sanseverino E., Romano P., Viola F., Candela R.: *Remote voltage synchronization for wireless Partial Discharge diagnostics*. IEEE International Conference on Dielectrics (ICD), Montpellier, France, 3-7 July 2016, p. 947-950. DOI: 10.1109/ICD.2016.7547773, 2016.

[11] Li Vigni V., Madonia A., Riva Sanseverino E., Romano P., Candela R.: *Overcoming synchronization issues in wireless Partial Discharge measurement*. 16 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering, 7-10 June Florence, Italy, 2016, p. 1-4.

[12] International Standard IEC 60044-2 - Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers.

# AEIT

*Promuove il vostro business*



AEIT, rivista ufficiale dell'Associazione, pubblica articoli di alta divulgazione tecnico-scientifica nei settori di competenza: elettrotecnica, elettronica, automazione, informatica e telecomunicazioni.

## Tariffe pubblicitarie

I <sup>a</sup> di copertina	3.000 €	II <sup>a</sup> di copertina	1.750 €
III <sup>a</sup> di copertina	1.500 €	IV <sup>a</sup> di copertina	2.500 €
I <sup>a</sup> Romana	2.500 €	Interna A4	1.200 €

# 1 + 1 = 3

**Ogni 2 pagine pubblicitarie a pagamento la 3<sup>a</sup> è gratuita!**

La rivista prevede un "Primo Piano" su tematiche d'attualità, articoli di approfondimento e alcune rubriche, tra cui "Imprese e Prodotti" e "Imprese e Mercato".

Oltre all'inserimento di pagine di pubblicità nella rivista (come da tariffe), le aziende hanno la possibilità di pubblicare, a titolo gratuito, redazionali e comunicati da inviare all'indirizzo mail [redazione@aeit.it](mailto:redazione@aeit.it) in formato word (.txt, .doc o .docx).

I testi non devono superare la lunghezza di 1400-1500 battute (spazi inclusi) per la rubrica "Imprese e Prodotti" e 2400-2500 battute (spazi inclusi) per la rubrica "Imprese e Mercato" e corredati da fotografie ad alta risoluzione (300 dpi).

Sul sito [www.aeit.it](http://www.aeit.it) si possono trovare tutte le informazioni utili per associarsi all'AEIT, per abbonarsi e per pubblicare sulla nostra rivista.

AEIT  
Ufficio Centrale  
Via Mauro Macchi 32  
20124 Milano  
Tel. 02 87389967  
Fax 02 66989023  
[chiusi@aeit.it](mailto:chiusi@aeit.it)  
[www.aeit.it](http://www.aeit.it)

**AEIT** ASSOCIAZIONE ITALIANA di  
Elettrotecnica, Elettronica, Automazione,  
Informatica e Telecomunicazioni



**OGNI SOCIO AEIT CHE PRESENTA NUOVI SOCI GUADAGNA UN PREMIO CHE PUÒ ESSERE USATO PER IL PAGAMENTO DELLA PROPRIA QUOTA ANNUALE**

Per la campagna di iscrizioni 2017 il Programma "ASSOCIA UN AMICO" offre i seguenti premi:

**10 EURO**

per ogni Nuovo Socio Individuale presentato

**3 EURO**

per ogni Nuovo Socio Giovane presentato

L'importo massimo che un socio proponente può cumulare è pari alla propria quota sociale per l'anno 2018

#### REGOLE DEL PROGRAMMA

1. L'iniziativa è riservata ai Soci Individuali AEIT in regola con il pagamento della quota 2017.
2. Il modulo di iscrizione anno 2017 del Nuovo Socio Presentato, debitamente compilato e comprensivo del pagamento della quota annuale, deve portare anche il nome, cognome e numero di matricola del Socio Proponente.
3. I moduli di iscrizione di Nuovi Soci Presentati che dovessero pervenire senza i dati del Socio Proponente non daranno luogo a premi.
4. Ciascun Socio Proponente può cumulare al massimo un premio pari alla propria quota annuale per il 2018.
5. I Soci Proponenti saranno informati dei premi cumulati con la campagna di iscrizioni 2017 nel mese di novembre 2017.
6. Il premio cumulato da ciascun Socio Proponente sarà utilizzabile per pagare la propria quota annuale AEIT 2018.
7. I premi cumulati dai Soci durante l'anno 2017 non sono convertibili in denaro contante e scadranno il 28 febbraio 2018.



# L'AZIENDA

La Giordano & C. è un'azienda dinamica e moderna che opera nel settore della progettazione, automazione, costruzione e installazione di impianti elettrici, macchinari e linee di produzione in ambito **INDUSTRIALE, CIVILE & TERZIARIO** ed **"ENERGIA & AMBIENTE"**, sia **privato** che **pubblico**.

**PROGETTI, IMPIANTI, QUADRISTICA, MECCANICA e AUTOMAZIONE:** cinque divisioni fortemente integrate fra loro, per offrire soluzioni complete e specifiche per soddisfare tutte le esigenze dei nostri clienti.

Siamo in grado di garantire i più elevati standard realizzativi in qualsiasi parte del mondo grazie ad un team altamente qualificato di ingegneri e tecnici ed un know-how acquisito in 90 anni di esperienza nel settore. Offriamo un **servizio completo** per la realizzazione di impianti elettrici e tecnologici, impianti AT-MT-BT, impianti strumentali, impianti antideflagranti, impianti speciali (antintrusione, antifurto, antincendio, TVCC, ecc.), impianti di automazione completi di parte meccanica, impianti di cogenerazione, trattamento rifiuti e depurazione acque.

La Giordano & C. conta sulla propria struttura tecnica, composta da ingegneri e periti industriali di provata esperienza per lo sviluppo della parte progettazione (sia hardware che software) e per la gestione ed il coordinamento dei vari cantieri.

Il grande patrimonio della Giordano & C. è rappresentata dalle sue Risorse Umane, costantemente impegnate nella formazione e nell'aggiornamento in tutti i settori della sua attività.

La nostra clientela è composta da aziende private e pubbliche, sia italiane che straniere le quali hanno fatto sì che molte delle nostre realizzazioni si trovino oggi in tutti i Continenti.



## **GIORDANO & C. S.p.A.**

12012 Boves (CN) Italia - Via Cuneo 147  
tel. +39 0171 381201 - fax +39 0171 381202  
[www.giordanocompany.it](http://www.giordanocompany.it)  
[giordano@giordanocompany.it](mailto:giordano@giordanocompany.it)



Fabbricante specializzato  
in soluzioni isolanti per la conduzione e protezione  
del cablaggio nel settore ferroviario



[www.unex.net](http://www.unex.net)