

L'Energia Elettrica

novembre/dicembre 2018
numero 6 - volume 95

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

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



 **L'Italia di fronte alla transazione energetica:
criticità e opportunità**

 **Fluidi isolanti innovativi
nei trasformatori di potenza**

 **Nuovi turbogeneratori per le esigenze
di flessibilità del sistema elettrico**



Un megawatt Un minuto. Zero batterie.



Il data center senza batterie è da ora una realtà, grazie al **POWERBRIDGE™ PB60+**, il più grande sistema di accumulo dell'energia cinetica al mondo per le applicazioni UPS. Erogando una potenza fino a 3MW e fornendo 1MW di energia elettrica per 60 secondi, il **POWERBRIDGE™ PB60+** garantisce tutto questo e oltre:

■ **Riduce la manutenzione** ■ **Elimina la sostituzione delle batterie** ■ **Aumenta l'affidabilità**

Quando tutto ruota attorno alla reputazione, ora è il momento di garantire che potenza e dati siano protetti in maniera affidabile.

Nothing protects quite like Piller

SISTEMI UPS ROTANTI / UPS ROTANTI IBRIDI / DIESEL UPS ROTANTI / UPS STATICI / COMMUTATORI STATICI / ACCUMULATORI DI ENERGIA CINETICA
SISTEMI DI ALIMENTAZIONE VELIVOLI A TERRA / CONVERTITORI DI FREQUENZA / ALIMENTAZIONI PER NAVI / INTEGRAZIONE NEI SISTEMI ESISTENTI



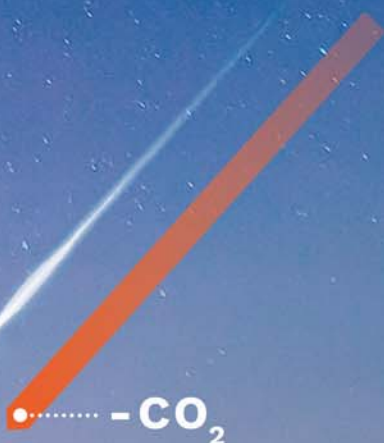
SEDE: PILLER GROUP GmbH

Piller Francia / Piller Germania / Piller Spagna / Piller Italia / Piller UK / Piller Brasile / Piller Canada / Piller USA / Piller Australia / Piller Cina
Piller India / Piller Corea / Piller Singapore / Piller Taiwan

A Langley Holdings Company



VOI ESPRIMETE
UN DESIDERIO,
NOI REALIZZIAMO
UN PROGETTO.



Una nuova idea di città, un nuovo modo di vivere.
Costruiamo insieme un futuro di energia sostenibile.

edison.it | seguici su  

in questo numero

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 - *EF Solare Italia*
M. Rebolini - *Terna Rete Italia*
E. Roggero - *Gruppo IREN*
F. Zanellini - *ANIE*

Redazione AEIT
Anna Lisa Fontana
elettrica@aeit.it

Progetto Grafico Copertina Impaginazione Antonella Dodi

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 Arti Grafiche Murelli SNC
Fotoservice Via Campania, 42
e Distribuzione Fizzonasco di Pieve Emanuele MI

NUMERO 6 - NOVEMBRE/DICEMBRE 2018



Foto di copertina: Terna

articoli

- **La transizione energetica in Italia tra complessità attuali e opportunità future** 3
Luigi Michi, Enrico Maria Carlini
- **Decarbonizzazione e transizione energetica: fondamentali, ma con un approccio pragmatico e sistemico per evitare problemi sociali e bolle** 13
Alessandro Clerici
- **Vantaggi dell'utilizzo degli esteri vegetali come fluido isolante nei trasformatori di potenza** 21
Fabio Scatiggio, Simone Sacco, Luca Lombini
- **Sviluppo della gamma di Turbogeneratori come risposta alle future sfide della produzione di energia elettrica** 25
Cilione Marco; Gallo Davide; Garello Roberto; Priano Mauro
- **Un modello per lo studio dei Black-Start validato da una prova di riaccensione** 33
Roberto Benato, Sebastian Dambone Sessa, Gianni Pedrazzoli, Francesco Sanniti, Gianluca Bruno, Giorgio Maria Giannuzzi, Luca Ortolano, Michele Poli, Roberto Zaottini

rubriche

CIGRE

- **Un Anno d'oro per il Comitato Nazionale Italiano CIGRE** 34

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

La transizione energetica in Italia tra complessità attuali e opportunità future

Luigi Michi, Enrico Maria Carlini Terna SpA

Le risposte del gestore della rete di trasmissione alle sfide poste dalle rinnovabili

Introduzione

La transizione verso un'economia low carbon, sostenibile, competitiva e coerente con gli obiettivi della COP 21 e dell'Unione Europea al 2030 è in atto e sta determinando cambiamenti fondamentali, sotto il profilo normativo, regolatorio, di business operativo, industriale e sociale, per ciascuna utility del settore energetico.

Per Terna, responsabile della gestione del sistema elettrico in Italia, lo sforzo è tutto rivolto alla soluzione dei problemi di sicurezza, flessibilità, stabilità, adeguatezza e qualità del servizio alla luce della massiccia penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili che, pur essendo pulite e vantaggiose per l'indipendenza e il costo dell'approvvigionamento del Paese e per le loro ricadute sociali, economiche e occupazionali, mettono a dura prova un sistema elettrico pensato per le centrali termoelettriche e idroelettriche a bacino, programmabili, regolanti e centralizzate e non così distribuite come le fonti rinnovabili.

Il presente articolo riassume e sistematizza il contesto europeo e nazionale (policy e attuali scenari di rete) e illustra le misure studiate e il risultato del lavoro sinora svolto per perseguire gli obiettivi di sviluppo delle rinnovabili elettriche in Italia fissati al 2030.

Cenni al quadro regolatorio

L'accordo di Parigi, raggiunto nel dicembre 2015 dai 197 Governi maggiormente responsa-

bili della concentrazione di CO₂ in atmosfera, definisce un piano d'azione globale e giuridicamente vincolante per limitare il riscaldamento terrestre ben al di sotto dei 2° C, e per proseguire l'impegno volto a limitare l'aumento di temperatura a 1,5° C rispetto ai livelli pre-industriali, segnando un passo fondamentale verso la de-carbonizzazione.

In coerenza con gli impegni presi alla COP 21, a cavallo tra giugno e luglio sono andati in porto tre importanti tasselli della strategia europea al 2030: le nuove direttive su efficienza e rinnovabili¹ e il regolamento sulla *governance* dell'Unione energetica. I testi concordati da Consiglio, Parlamento e Commissione prevedono elementi di particolare interesse per Terna quali, ad esempio, un rialzo dal 27% al 32% della quota complessiva di energia da fonti rinnovabili da destinare al 2030 al consumo finale lordo e un sub-target FER nel settore trasporti del 14% vincolanti a livello di Unione Europea.

Tali obiettivi verranno conseguiti attraverso i contributi fissati da parte degli Stati Membri nei Piani nazionali integrati su energie clima al 2030 che dovranno essere trasmessi in bozza entro il 31 dicembre di quest'anno e in versione definitiva entro la fine del 2019 sulla base

¹ Il recepimento a livello nazionale è stabilito entro il 30 giugno 2021. A partire dal 1 luglio 2021 la direttiva vigente in materia di fonti rinnovabili (Direttiva 2009/28/CE) è abrogata e sostituita con la presente.

del quadro normativo stabilito nel Regolamento *Governance dell'Energy Union*². A questo scopo, gli strumenti di Terna messi a punto durante l'elaborazione della SEN 2017 e ricompresi nel proprio piano decennale di sviluppo 2018 saranno utilizzati per le sezioni analitiche del Piano, contribuendo anch'essi a indicare le traiettorie di raggiungimento dei diversi target e l'evoluzione della situazione energetica italiana.

Nella SEN 2017, strumento di indirizzo e programmazione a carattere generale e non attuativo della politica energetica nazionale pubblicata dal MiSE e dal MATTM nel novembre 2017, l'Italia si era posta un obiettivo di rinnovabili del 28% (55% nel settore elettrico). Alla luce del nuovo obiettivo del 32%, l'Ue potrebbe richiedere un contributo maggiore delle rinnovabili elettriche nel nostro Paese rispetto a quello ipotizzato pari a circa +40 GW di nuovi impianti solari ed eolici.

Una sfida non da poco, che esige più che un raddoppio della esistente generazione solare ed eolica in soli 12 anni e che impone al Gestore una lucida strategia di pianificazione degli investimenti, l'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) a nuove risorse (generazione distribuita anche accompagnata da sistemi

di *storage* e *demand response*) nonché l'evoluzione dell'esercizio della rete verso una logica più 'intelligente' e dinamica in grado di sfruttare e operare gli *asset* in modo più efficiente.

Infine, per quanto riguarda l'aspetto della sicurezza operativa, segna un passo nella giusta direzione la nuova bozza di decreto rinnovabili FER1 che incentiverà una localizzazione più diffusa delle fonti più mature, eolico e fotovoltaico in primis - che oggi avviene secondo logiche che prediligono la localizzazione in quelle aree del Paese (Sud e Isole) che offrono le migliori condizioni di producibilità, tenendo in scarsa considerazione le reali capacità della rete di trasmissione di disacciare l'immissione di potenza verso i luoghi di consumo.

Il punto di partenza per l'Italia

Nell'ultimo decennio si è verificata in Italia una contrazione della domanda di energia elettrica sulla RTN (da 340 TWh nel 2007 a 321 TWh nel 2017) determinata dalle misure di efficienza energetica, dalla crescita dell'autoconsumo e dalla crisi economica, contemporaneamente a una forte penetrazione di fonti rinnovabili (+26 GW).

Questi fenomeni stanno comportando un cambio d'uso degli impianti a ciclo combinato (CCGT) che, caratterizzati da ampia flessibilità, da fonte di generazione ad alto tasso d'utilizzo oggi svolgono sempre più servizi di regolazione, bilanciamento, complementarietà e back-up

² I 28 avranno poi un anno di tempo per finalizzare in accordo con la Commissione i loro piani. Assieme a questi ultimi, i membri Ue dovranno presentare entro il 31 dicembre 2019 anche i piani al 2050. Bruxelles, per parte sua, presenterà entro il 1° aprile 2019 una proposta aggiornata per la strategia energetico-climatica Ue al 2050.

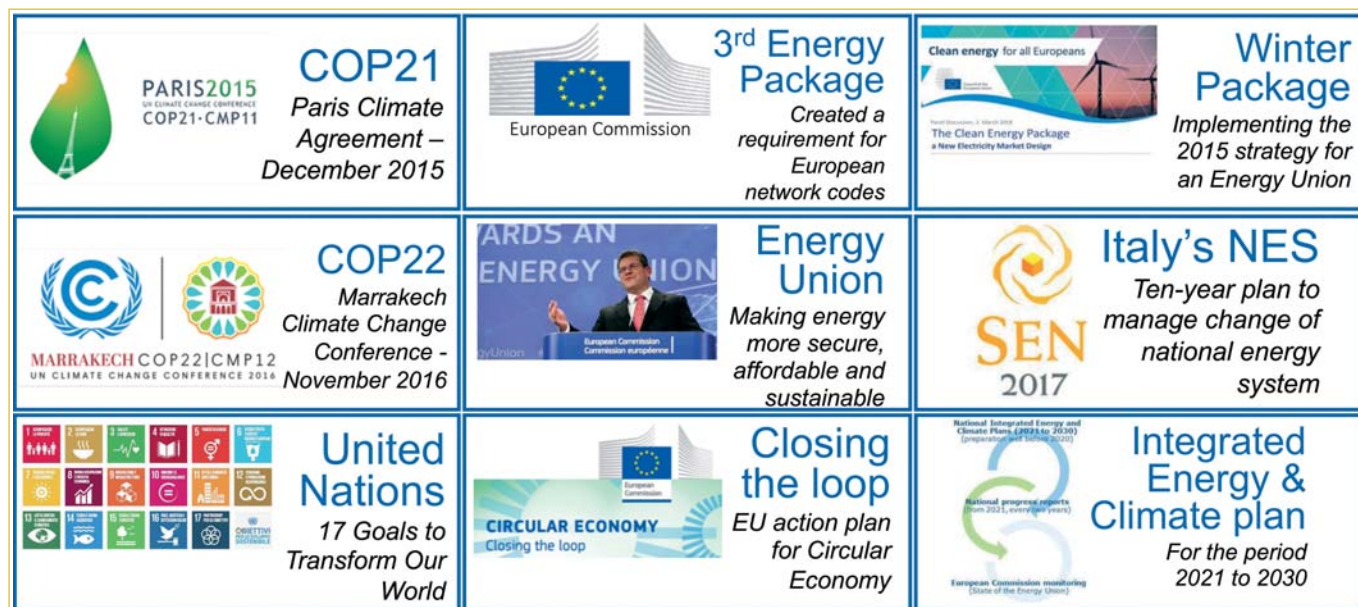


Figura 1 Quadro di riferimento - Energia/Clima

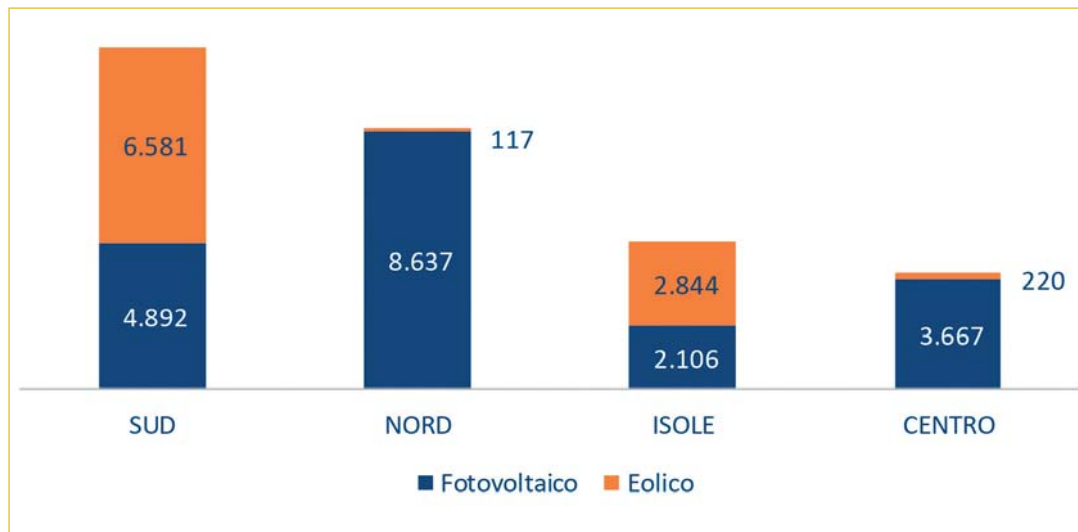


Figura 2 Potenza eolica e fotovoltaica installata in Italia per area geografica (MW) - Fonte: Terna, 2017

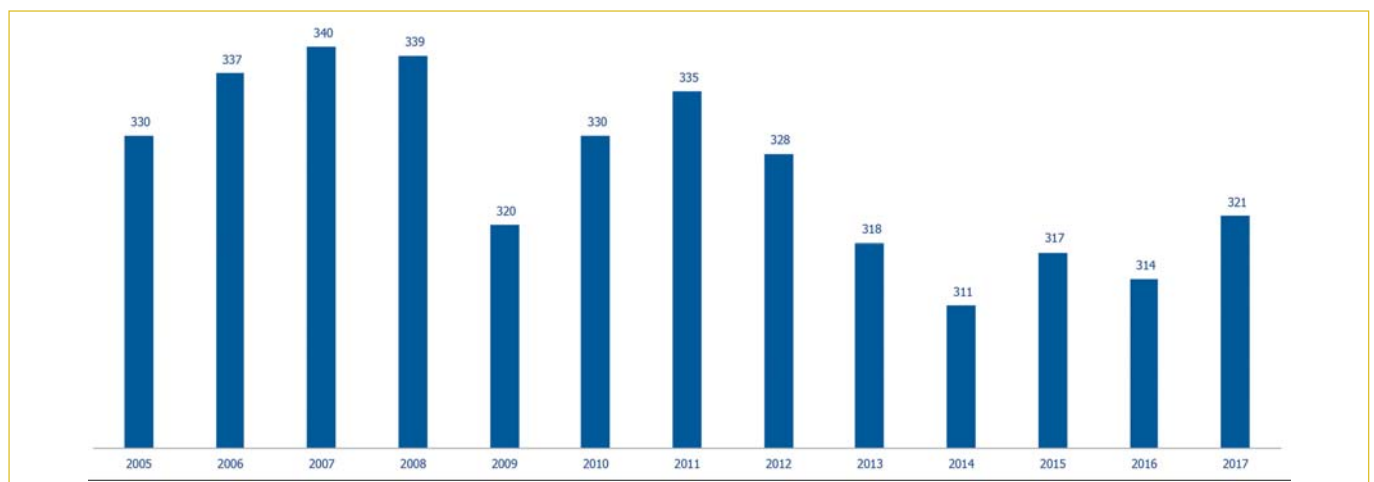


Figura 3 Evoluzione Domanda Storica (TWh), 2005 - 2017 - Fonte Terna, 2018



Figura 4 Capacità eolica e fotovoltaica installata in Italia (GW), 2008-2018. Fonte: elaborazione The European House - Ambrosetti su dati Terna, 2018

al sistema, ad esempio in conseguenza del rapido venir meno dell'apporto del fotovoltaico in alcune ore della giornata.

Il peggioramento dei fattori di utilizzo degli impianti di generazione convenzionale, la forte contrazione dei prezzi del mercato all'ingrosso (in alcune ore inferiore al costo variabile di produzione e insufficiente a garantire la copertura dei costi fissi evitabili), l'incidenza di vincoli autorizzativi e di standard ambientali contribuiscono al *decommissioning* di tale capacità, sollevando soprattutto un tema di **adeguatezza** della capacità di generazione di soddisfare il fabbisogno di energia, **flessibilità** nel gestire la variabilità delle FER, **sicurezza** nel far fronte ai mutamenti dello stato di funzionamento senza che si verifichino violazioni dei limiti operativi del sistema e **qualità** del servizio per gli utilizzatori (ovvero costanza della frequenza e della forma d'onda della tensione).

Nello specifico, tra il 2012 e il 2017, sono stati dismessi circa 16 GW di capacità termoelettrica dal sistema italiano, cui vanno aggiunti 3,1 GW che risultano a oggi indisponibili a causa di impedimenti legali o in arresto temporaneo. L'effetto di tali dismissioni, solo parzialmente compensato dall'entrata in servizio di nuovi impianti termoelettrici a fonte rinnovabile (geotermici, rifiuti, biomasse e biogas) è stato quello di ridurre la disponibilità del parco termoelettrico da 77 GW a 61 GW e determinare un considerevole assottigliamento del margine di riserva, dal 30% del 2012-2014 a circa il 10% del fabbisogno nel 2017.

Le sfide della transizione energetica per le attività di trasmissione e dispacciamento

In estrema sintesi, si può quindi concludere che le maggiori criticità per l'esercizio del Sistema Elettrico Nazionale derivanti dalla crescita delle FER riguardano le seguenti tematiche:

- **Inversione dei flussi.** La forte penetrazione di impianti di produzione fotovoltaica nelle reti di distribuzione sta intensificando il fenomeno della risalita di energia dalle reti di distribuzione verso quella di trasmissione, la quale non è stata progettata per raccogliere energia "dal basso verso l'alto". La condizione di inversione del transito di potenza sui trasformatori AT/MT si traduce in un innalzamento delle tensioni sulla rete di alta tensione, con conseguente maggior fabbisogno delle risorse necessarie per il controllo e la regolazione della tensione di rete³, attualmente fornite da impianti di tipo tradizionale, inadeguatezza degli attuali sistemi di automazione e monitoraggio della sezione AT delle cabine primarie e minore selettività ed efficacia delle misure di distacco del carico in caso di emergenza (piano di alleggerimento, piano di distacchi a rotazione).
- **Overgeneration**, in particolare nei giorni di basso carico ed elevata produzione FER (es. domeniche soleggiate o notti ventose), che richiede tagli alle importazioni o, nei casi più critici, alla generazione non programmabile che non può essere dispacciata per garantire la sicurezza del si-

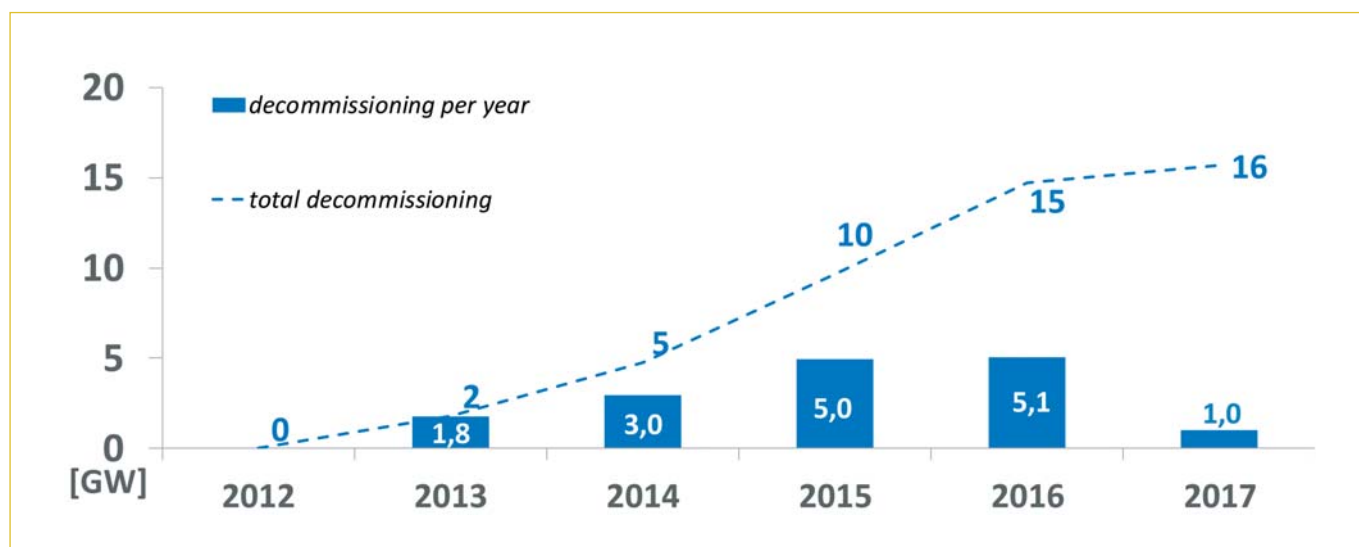


Figura 5 Potenza termoelettrica dismessa in Italia - Fonte: Terna, 2018

stema, con conseguente aumento del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel MSD⁴.

- Riduzione dell'energia cinetica immagazzinata dai generatori sincroni collegati alla rete (masse rotanti degli alberi alternatori) e quindi dell'**inerzia** meccanica del sistema per far fronte a brusche variazioni del carico, con maggiori rischi per la stabilità di frequenza.
- Elevate **rampe della domanda residua**⁵ serale cui devono sopperire gli impianti flessibili disponibili, come quelli con bacini idroelettrici e gli impianti a gas, che, a partire dai bassi valori dei programmi di immissione nelle ore centrali della giornata in cui faticano a restare accesi, sono chiamati a sostituire la rapida e ripida scomparsa della produzione fotovoltaica.
- Problemi di **regolazione della frequenza** e sui **profili di tensione**, a causa della massiccia presenza di impianti di GD da FER, oggi non in grado di prevedere e garantire il profilo di scambio con il sistema, né di fornire servizi ancillari alla rete elettrica (ri-

serva primaria, secondaria e terziaria), e che richiedono il mantenimento in servizio di numerosi impianti termoelettrici essenziali anche in ore di basso carico.

- Riduzione dei **margini di riserva** a scendere (ovvero come riduzione di produzione), in particolare nelle ore centrali del giorno data l'elevata produzione fotovoltaica non controllata direttamente da Terna, e a salire (ovvero come incremento di produzione), in particolare durante periodi siccitosi prolungati o ondate di caldo/freddo intenso che fanno registrare picchi nel fabbisogno.
- Riduzione della **potenza di corto circuito**. L'elettronica degli *inverter* che aggancia gli impianti fotovoltaici e gli eolici *full converter* alla tensione e alla frequenza sincrona non rileva il guasto in rete e fornisce una corrente di cortocircuito che vale appena 1,1 volte la corrente nominale (quella delle grandi centrali termoelettriche vale 4,5) compromettendo il corretto funzionamento in termini di tempestività e selettività delle protezioni e degli automatismi, nonché la stabilità e la qualità del livello di tensione.
- **Emergenza e ripristino** Soprattutto in caso di perturbazioni in sotto-frequenza, ovvero causate da un deficit di generazione, la perdita degli impianti fotovoltaici connessi alla media e bassa tensione aggrava ulteriormente la perturbazione di frequenza. Si potrebbe quindi innescare un effetto domino fino all'intervento delle logiche di *load-shedding* o addirittura allo spegnimento del sistema (i generatori

³ Quando il transito di potenza attiva è inferiore alla potenza caratteristica, le linee erogano potenza reattiva.

⁴ In particolare, la mancata produzione eolica (MPE) è, per ciascuna ora, la quantità di energia elettrica non prodotta da un'unità di produzione eolica per effetto dell'attuazione degli ordini di dispacciamento a programma e in tempo reale impartiti da Terna. Gli oneri di modulazione eolica, che si traduce in un'estensione del periodo incentivante, vengono recuperati attraverso l'applicazione di un corrispettivo unitario sulla tariffa elettrica dei clienti finali.

⁵ Profilo di carico da soddisfare una volta dedotta la produzione da fonte rinnovabile.

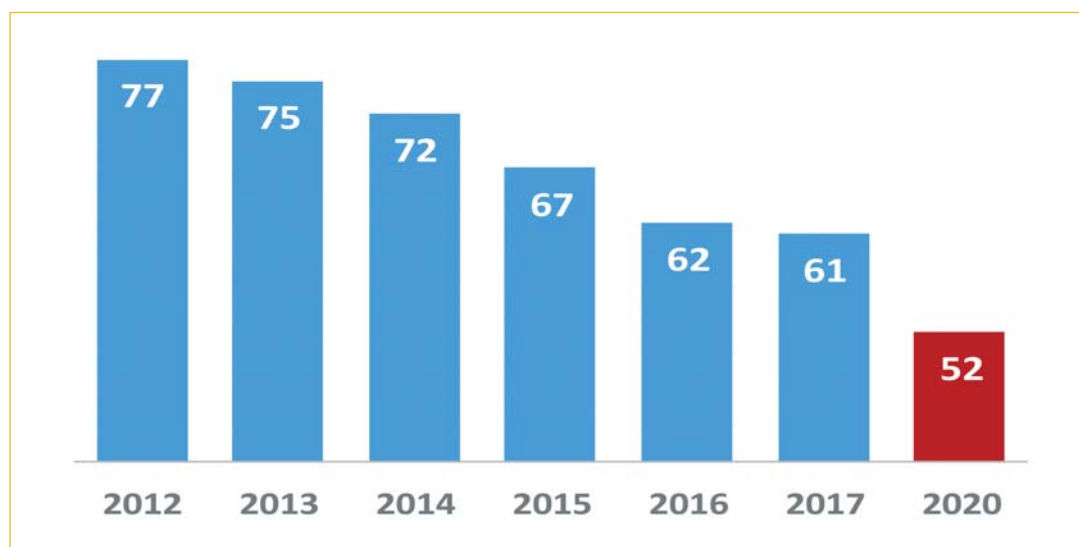


Figura 6 Evoluzione del parco termoelettrico in Italia (GW) - Fonte Terna, 2018

sono disconnessi dalla rete a 47,5 Hz). Inoltre, la produzione rinnovabile ha carattere discontinuo e non può essere sfruttata per un'ampia gamma di servizi indispensabili alla riaccensione quali il *load rejection* e il *black start*.

Congestioni di rete. Una gran parte della capacità rinnovabile è situata nel Sud Italia in zone remote, lontana dai principali centri di consumo, e intensifica fenomeni associati a rischi di **sovraccarichi** su sezioni critiche della rete di trasmissione a livello zonale e locale, la cui entità e collocazione dipenderà dall'ulteriore sviluppo nel breve-medio termine di generazione supportata dai meccanismi di incentivazione previsti dal succitato decreto 2018.

Il contributo di Terna per lo sviluppo e l'integrazione delle rinnovabili

Provvedimenti in materia di dispacciamento

Le iniziative di Terna finalizzate all'integrazione in sicurezza delle fonti rinnovabili nel Sistema Elettrico Nazionale fanno riferimento a ciascuna delle fasi del processo di gestione della rete, dalla programmazione operativa al controllo in tempo reale, alla regolazione, alla protezione e alla difesa del sistema, sia in condizioni di funzionamento normali che di emergenza, ripristino e riaccensione.

Tali iniziative, che saranno oggetto di miglioramenti continui nei prossimi anni, consistono essenzialmente in:

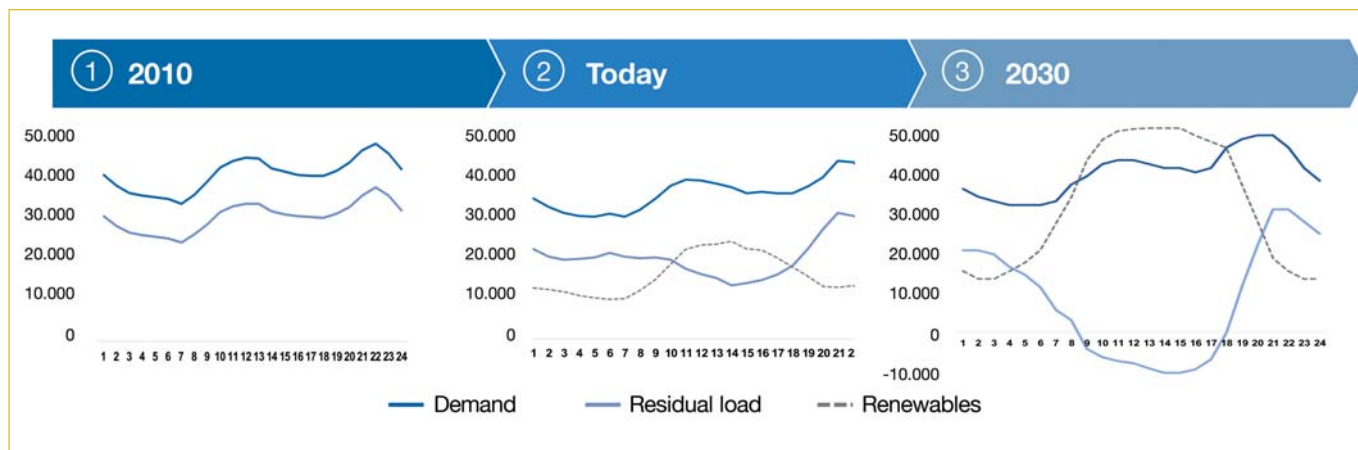
- Sviluppo di **metodi e applicativi innovativi**, migliorativi rispetto a quelli attualmente adottati. Esempi: tool di previsione del fabbisogno e della produzione da fonti rinnovabili non pro-

grammabili, archivi anagrafici di rete, package di calcolo per le analisi di sicurezza in regime statico e dinamico, sviluppo delle funzioni di sicurezza N-1 e calcolo della capacità di trasporto (*flow-based*, *risk-based*, *market-based*), ottimizzazioni vincoli di rete e struttura zonale, *Advanced Dispatching* e *Dynamic Security Assessment* per l'introduzione di eventuali azioni correttive in tempo reale, strumenti a supporto della regolazione di tensione e frequenza, ottimizzazione del dimensionamento e dell'allocation della riserva, procedure di riduzione della produzione eolica e fotovoltaica, *Operator Training Simulator*, WAMS, etc.

- Introduzione di **processi più ampi di gestione** del sistema elettrico, che coinvolgono altri Soggetti (es. distributori per il monitoraggio della GD, la gestione in sicurezza del dispacciamento anche sulle reti di distribuzione e la riaccensione del sistema) e altri TSO (es. esercizio coordinato dell'interconnessione e della Regione di calcolo della capacità, piattaforme europee per lo scambio di energia di bilanciamento da tutti i tipi di riserva⁶, *market coupling* Ue, metodologia *Common Grid Model*, implementazione dei codici di rete europei, etc.).
- Introduzione di **tecnologie** a supporto delle *Operation* e loro integrazione nel sistema di controllo e conduzione (es. sistemi di accu-

⁶ *International Grid Control Cooperation (IGCC)* per l'imbalance netting, *Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation (PICASSO)* per l'*automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)*, *Manually Activated Reserves Initiative (MARI)* per la *manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)* e *Trans European Replacement Reserves Exchange (TERRE)* per la *Replacement Reserve (RR)*.

Figura 7
Evoluzione del fabbisogno residuo medio delle domeniche di aprile/maggio



mulo e apparecchiature di compensazione del reattivo, *dynamic line rating*).

- ❑ **Adeguamento dei sistemi di difesa** alle caratteristiche di funzionamento della generazione distribuita, anche nell'ottica di uno sviluppo di logiche di funzionamento della rete di tipo smart, della partecipazione attiva del carico e dell'ingresso, anche in forma di aggregato, delle unità non rilevanti nel MSD.
- ❑ **Aggiornamento dei requisiti del Codice di Rete**, sia per tener conto dell'evoluzione tecnologica recente, sia in adempimento ai *Network Code europei Demand Connection e Requirements for Generators*, in particolare per la connessione alle reti di trasmissione e distribuzione degli impianti da fonte rinnovabile, per i quali si è considerata la capacità per tutti i nuovi impianti di partecipare alle regolazioni di rete (frequenza e tensione).
- ❑ **Sperimentazione** delle caratteristiche tecniche intrinseche alla tecnologia e capacità di fornire servizi di regolazione da parte degli impianti da fonte rinnovabile, tra cui ad esempio diverse modalità per la partecipazione nella regolazione di tensione al fine di individuare

le modalità più efficaci per una applicazione diffusa. In particolare, tra i provvedimenti in materia di monitoraggio degli impianti di generazione distribuita, diventano fondamentali per poter gestire il sistema in piena sicurezza.

In particolare, tra i provvedimenti in materia di monitoraggio degli impianti di generazione distribuita, diventano fondamentali per poter gestire il sistema in piena sicurezza:

- L'estensione dell'**osservabilità e della controllabilità della generazione collegata alle reti di distribuzione** e l'adeguamento delle modalità di scambio attualmente adottate con i Soggetti distributori, a valle della definizione del perimetro, delle modalità di raccolta dei dati e delle attività di configurazione sul sistema di controllo relativi alla generazione distribuita.
- Il **Dynamic Security Assessment**, applicativo che consente di effettuare valutazioni in linea sulla stabilità transitoria (*Transient Stability Analysis - TSA*) a seguito di eventi predefiniti (es. separazioni di rete, cascading, contingenze multiple, intervento sistemi di difesa, attuazione piano di alleggerimento) e l'analisi della stabilità della tensione quasi in tempo reale (*Voltage Stability Analysis - VSA*) in funzione dell'evoluzione del carico⁷.

⁷Nel 2016, sulla base dell'esperienza maturata nell'ambito dello sviluppo del DSA della rete della Sardegna e della Sicilia, sono stati sviluppati DSA specifici per le aree Nord Ovest e Nord Est.

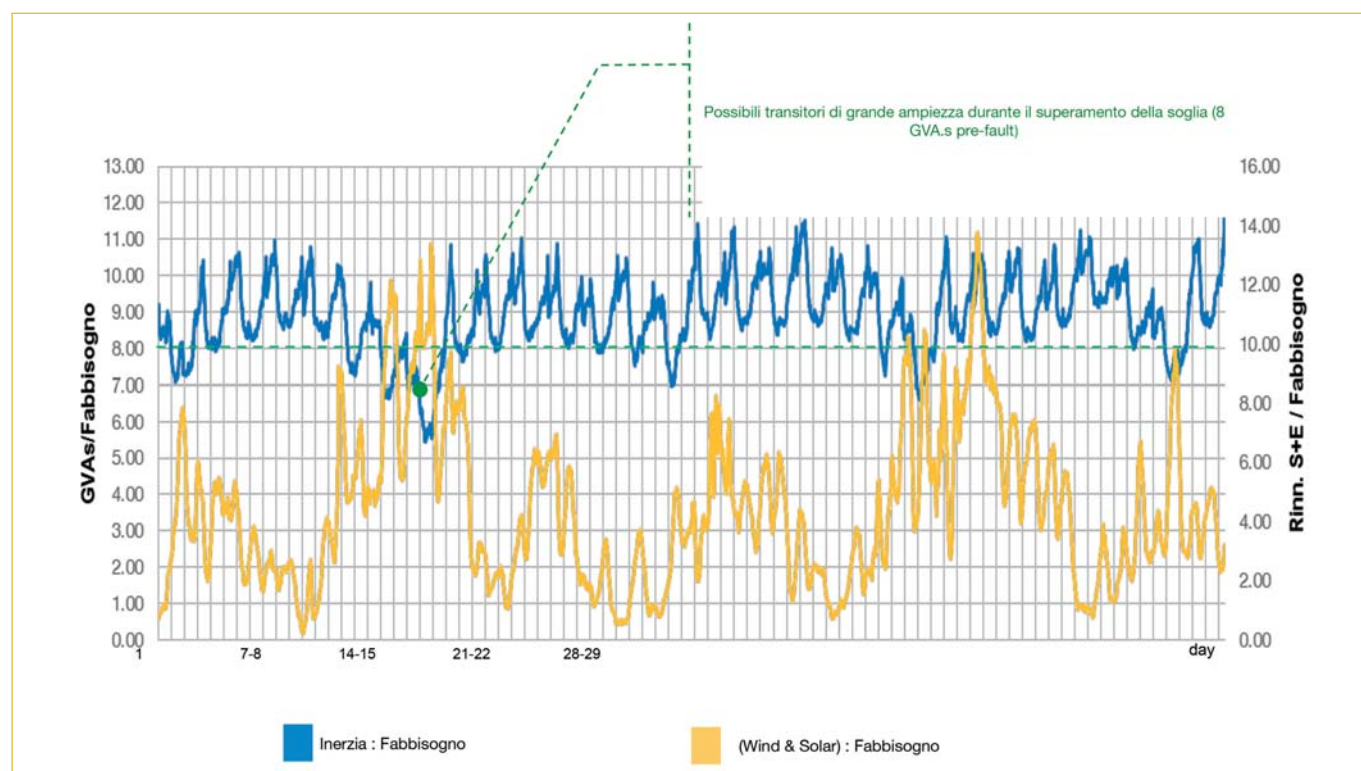


Figura 8 Inerzia del sistema elettrico italiano nei mesi di Luglio e Agosto 2018 (Continente + Sicilia)

- La misura e il monitoraggio in **tempo reale** dell'**inerzia di rete** (figura 8), in modo che gli Operatori possano valutare la risposta del sistema alle perturbazioni più velocemente e con maggiori informazioni per evitare che possibili transitori di frequenza di grande ampiezza compromettano la stabilità della rete. Queste valutazioni possono poi essere utilizzate per ottimizzare gli investimenti di lungo termine in infrastrutture di rete (es. compensatori sincroni, impianti di generazione interfacciati tramite elettronica di potenza, sistemi di accumulo o collegamenti HVDC in grado di fornire inerzia sintetica, etc.). Sotto l'aspetto economico-regolatorio, attualmente in Italia non vi è alcuna struttura di mercato che preveda una remunerazione per il servizio di inerzia; nell'interesse della collettività in futuro sarà importante quindi indagare sul valore economico attribuibile all'inerzia come servizio ancillare, valutando se dotarsi delle risorse necessarie oppure instaurare appositi mercati per la fornitura di tale servizio ancillare.

Terna sta inoltre proseguendo e estendendo il proprio coinvolgimento negli studi per individuare soluzioni tecnologiche efficaci per la ge-

stione della rete in presenza di una elevatissima quota di generazione inverter-based, che determinerebbe un profondo ripensamento dei criteri oggi alla base per la determinazione delle riserve, l'impostazione delle regolazioni e dei piani di difesa dei sistemi elettrici (es. grid forming da generazione inverter-based, criteri per il calcolo della riserva della regolazione primaria di frequenza, principi per l'intervento dei piani di difesa, ecc.), con impatto ovviamente anche sui relativi costi.

A titolo esemplificativo di seguito si riporta un confronto tra l'inerzia (Continente+Sicilia) rapportata al fabbisogno e la percentuale di copertura del fabbisogno da parte delle fonti rinnovabili registrata nel mese di luglio 2018. Si nota come il tempo di avviamento medio (GVAs/ fabbisogno) sia intorno ai 9 s, mentre la copertura del fabbisogno da fonte rinnovabili ha raggiunto picchi del 14%. In queste circostanze, in caso di perturbazione di frequenza (es. perdita di generazione), bassi valori di inerzia del sistema e l'elevata produzione rinnovabile comportano una dinamica più rapida e non smorzata della derivata di frequenza (c.d. *Rate of Change of Frequency* - RoCoF) e una maggior ampiezza dell'oscillazione di frequenza durante il transitorio.

UVAP: potenza abilitata, partecipazione e affidabilità

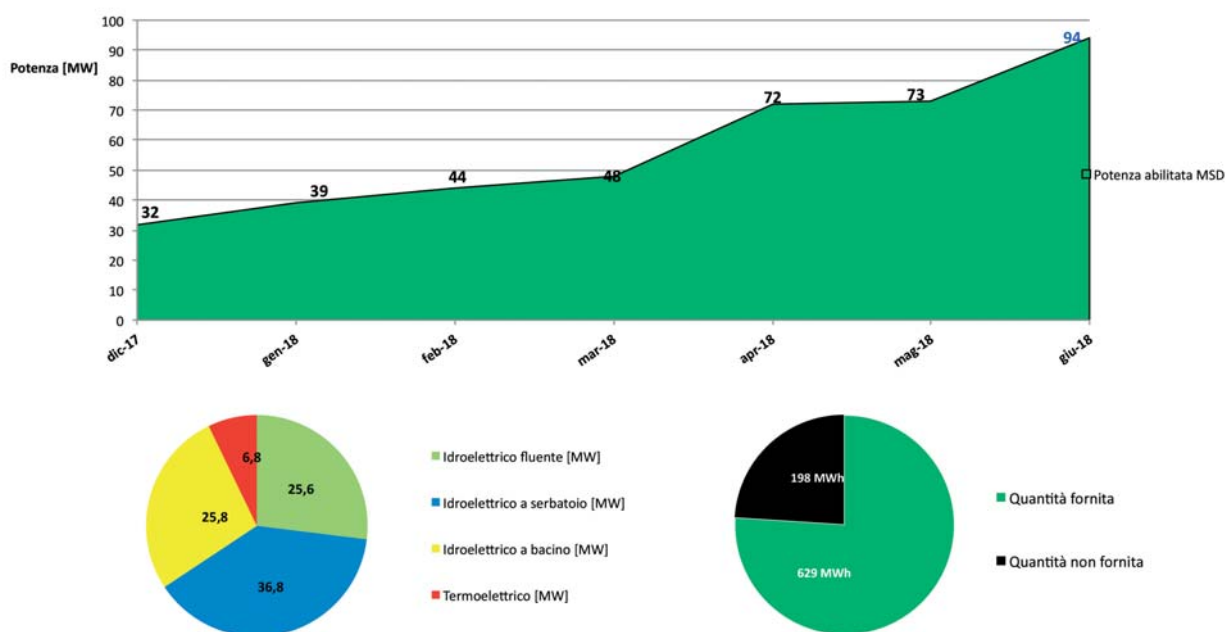


Figura 9 Risultati progetti UVAP

Provvedimenti in materia di mercato dei servizi di dispacciamento

Parallelamente alle misure previste in ambito *System Operation*, Terna sta contribuendo alla transizione energetica attraverso lo sviluppo di nuovi servizi di flessibilità e l'adozione di modelli di mercato per garantire che sempre più risorse possano essere impiegate ai fini dei servizi di dispacciamento.

In tal senso, in attuazione degli indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico e di quanto previsto dalla delibera dell'AEEGSI 300/2017/R/eel del 5 maggio 2017 relativa alla definizione di progetti pilota per una prima apertura del MSD alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo, sono state attivate su base sperimentale nuove modalità di approvvigionamento di servizi quali: la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione, la riserva terziaria di potenza "rotante" (disponibile entro 15 min), la riserva terziaria di potenza "di sostituzione" (disponibile entro 120 min), il bilanciamento e diverse forme di

erogazione del servizio di regolazione primaria della frequenza.

Nello specifico, sono previste varie forme di aggregazione secondo perimetri geografici, quali:

- Unità Virtuali Abilitate di Consumo - UVAC, che includono unità di consumo per una potenza modulabile di almeno 1 MW
- Unità Virtuali Abilitate di Produzione - UVAP, che includono unità di produzione non rilevanti per una potenza modulabile di almeno 1 MW
- Unità di Produzione Rilevanti (UPR), non abilitate che includono una UPR alimentata da fonti rinnovabili non programmabili o una UPR che non rispetti i requisiti tecnici minimi di abilitazione al MSD di cui al Capitolo 4 del Codice di Rete di Terna
- Unità di Produzione Integrate (UPI), UPR a cui viene associato il sistema di accumulo
- Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)⁸, che includono unità di consumo, unità di produzione e sistemi di accumulo per una potenza modulabile di almeno 1 MW.

⁸ Con l'avvio del progetto pilota sulle Unità virtuali miste, previsto in autunno, sia le UVAC che le UVAP confluiranno nelle UVAM (le prime previa prova di qualificazione, le seconde automaticamente).

È forse presto per trarre bilanci, ma i primi esiti dei progetti sembrano confermare:

UVAC: potenza abilitata, partecipazione e affidabilità

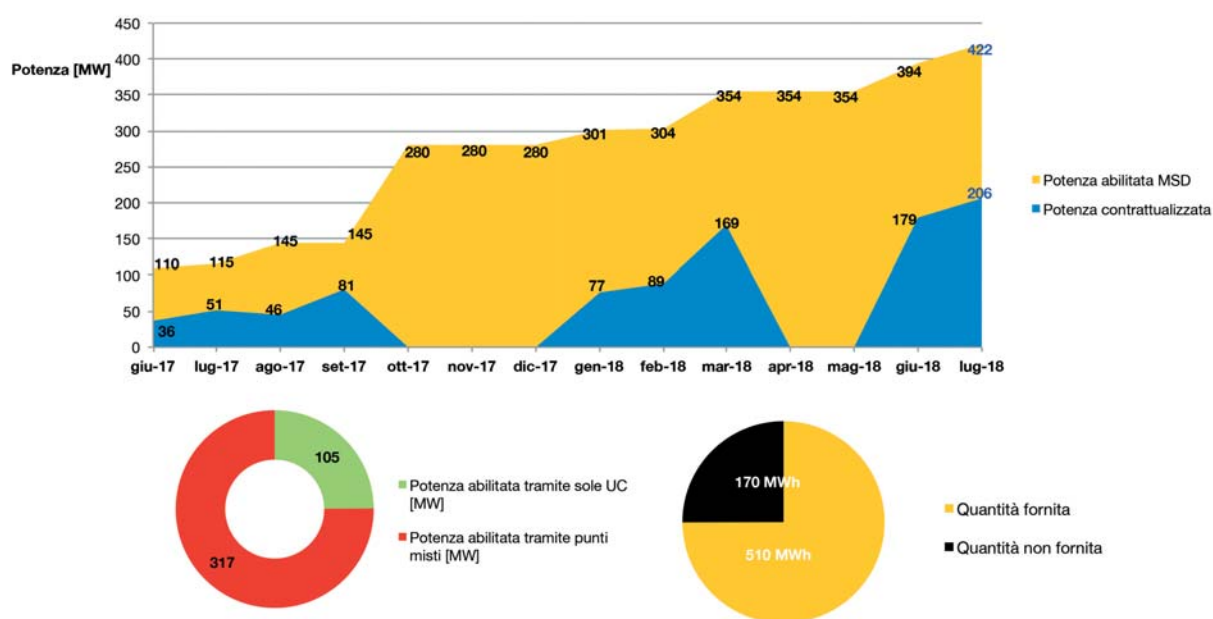


Figura 10 Risultati progetti UVAC

- L'attrattività per le fonti non programmabili delle procedure e regole definite per le UVAP (**Figura 9**: circa il 27% della potenza abilitata è riconducibile a unità di produzione alimentate da «idroelettrico fluente»);
- La centralità del consumatore come motore della transizione energetica, da declinare in futuro in un maggiore coinvolgimento della domanda nei mercati tramite l'attivazione della *demand response* (**Figura 10**: la quota parte di flessibilità fornita da sole unità di consumo è cresciuta costantemente sino a incidere per circa il 25% sulla potenza abilitata totale sul MSD delle UVAC stesse);
- L'utilità del processo di qualifica degli impianti alla partecipazione a MSD per garantire l'affidabilità delle prestazioni negoziate (nel periodo giugno 2017 - aprile 2018 le UVAC hanno mediamente fornito il 75% dei volumi negoziati sul MSD, mentre nel periodo dicembre 2017 - aprile 2018 le UVAP hanno mediamente fornito il 76% dei volumi negoziati sul MSD).

Inoltre, tra gli elementi chiave per affrontare la transizione rientra la tecnologia *Vehicle to grid*, ovvero il sistema attraverso cui l'energia delle batterie di un *pool* di vetture elettriche viene estratta (o accumulata) e scambiata con la rete elettrica consentendo di bilanciare le fluttuazioni della produzione da fonti rinnovabili.

Allo scopo, rientrano nel progetto UVAM anche i sistemi di accumulo funzionali alla mobilità elettrica, del tutto equiparati - con riferimento ai punti di connessione alla rete presso i quali avviene la carica/scarica - ad altri sistemi di accumulo, che a partire dal 1 novembre 2018 possono partecipare in via sperimentale al mercato dei servizi di dispacciamento.

La sperimentazione dei suddetti progetti è funzionale all'acquisizione di elementi utili per la riforma organica del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE) avviata dal regolatore, revisione che dovrà tenere conto anche delle prescrizioni delle Linee Guida europee in materia di Bilanciamento. A tal fine si renderà inoltre necessario lo sviluppo di nuove regole commerciali e contrattuali per regolamentare i rapporti con la figura dell'aggregatore (*Balancing Service Provider*) e l'utente del dispacciamento (*Balancing Responsible Party*) da recepire nel Codice di Rete.

Al crescere della quota di generazione da fonte rinnovabile presente e conseguente riduzione del numero delle unità tradizionali in servizio, nel prossimo futuro dovranno essere proposti modelli per assicurare la disponibilità di tutti i servizi essenziali per il sistema elettrico, inclusi quelli attualmente non approvvigionati tramite sistemi di mercato ma garantiti dalla presenza in servizio di unità di tipo tradizionale, quali ad esempio la regolazione primaria di frequenza, la regolazione di tensione, l'inerzia, i servizi per la riaccensione.

A tal proposito, in una prima fase, la diffusione di generazione eolica nella rete di subtrasmissione del centro-sud Italia potrebbe costituire un buon banco di prova per l'introduzione di requisiti specifici per garantire la partecipazione di tali unità alla regolazione di tensione della rete. In tal senso, la delibera 675/2018. A tal proposito, Terna predisporrà un progetto pilota ai sensi della delibera 300/2017 (quella sull'apertura del dispacciamento a GD, FER e domanda, anche tramite le UVA) finalizzato a valutare l'acquisizione di ulteriori risorse per la regolazione della tensione dalla generazione distribuita per il tramite delle imprese distributrici, nelle aree dove ciò risulti necessario. Il tutto avvalendosi dei primi risultati dei progetti già attualmente in corso promossi a livello europeo.

Conclusioni

Spinto dalla cresciuta elettrificazione dei consumi e dalle pressanti questioni ambientali l'attuale sistema elettrico (inteso come generazione, trasmissione, distribuzione e consumo) sta cambiando letteralmente paradigma e questo, considerate le ricadute sociali, economiche e occupazionali, rappresenta un'occasione che sarebbe un peccato sprecare.

La trasformazione in corso stravolgerà (in parte lo sta già facendo) sia i consolidati modelli di gestione operativa del dispacciamento, sia le dinamiche dei mercati elettrici vicine al tempo reale. Per Terna si apre un periodo di scelte, sfide e opportunità: siamo in prima linea per centrare gli obiettivi di sviluppo e integrazione delle rinnovabili da conseguire al 2030 in linea col piano energetico dell'Unione europea, auspicando che a essere "premiati" siano quanti vivranno il cambiamento "come una vera opportunità" affrontandolo con "il giusto entusiasmo" e "spirito imprenditoriale".

Decarbonizzazione e transizione energetica:

fondamentali, ma con un approccio pragmatico e sistemico per evitare problemi sociali e bolle

Alessandro Clerici *Presidente onorario WEC Italia e FAST*

Introduzione

A partire dalla United Nation Conference on Environment and Development del 1992 a Rio si è posto il problema di sostituire con energie alternative i combustibili fossili, ritenuti responsabili del cambiamento climatico, e vi è stato un susseguirsi di protocolli e conferenze e dichiarati impegni dai vari paesi per una decarbonizzazione sempre più spinta; l'ambiente è ormai il fattore fondamentale delle politiche energetiche mondiali.

Una situazione dominata dalle fonti fossili sia nel campo delle energie primarie (85%) che nella produzione di energia elettrica (65%) e gli obiettivi di efficienza energetica impongono che la transizione sia perseguita in modo efficace per lasciare alle generazioni future un mondo migliore. Il percorso ha tuttavia risvolti non solo politici ma anche economici e sociali non trascurabili, a volte non chiaramente evidenziati e quantificati. Occorre un approccio sistemico con valorizzazione non solo degli investimenti "verdi" ma anche delle esternalità sia positive (CO₂, salute, occupazione, indipendenza energetica ecc.) e sia negative come ad esempio i costi aggiuntivi creati al sistema paese dalle rinnovabili non programmabili, da interventi di efficientizzazione, da mobilità sostenibile, da stranded assets di risorse primarie e infrastrutture e relative forze lavoro da reinserire (es centrali a carbone che si chiudono). È ne-

cessario essere consapevoli del fatto che la transizione non sarà semplice né indolore e ciò deve essere comunicato con chiarezza e condiviso da chi ne pagherà principalmente i costi sia diretti sui prezzi dell'energia finale e sia indiretti su tasse.

Chiaramente anche se l'approccio generale è valido per ogni paese occorre una valutazione caso per caso tenendo conto delle specificità locali e cercando di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione con un mix di interventi che sia al minimo costo.

In ogni caso vale la pena di verificare con numeri e dati la situazione attuale, i possibili trends e analizzare la validità/efficacia di alcune situazioni in atto; dato l'ambito della rivista ci si riferirà principalmente al settore elettrico.

Consumo di risorse energetiche primarie ed emissioni di CO₂

Petrolio (33%) carbone (28%) e gas (24%) rappresentano ancora oggi secondo il WEC (World Energy Council) poco più dell'85 % dei consumi energetici primari (pari a circa 13,5 GTEP nel 2017 con incremento annuo vicino al 2% ma in riduzione) e ciò rispetto al 92% del 2005. Nello stesso arco di tempo le rinnovabili sono salite dal 6,8 al 10%; pur con uno sviluppo medio annuale in capacità installata rispettivamente del 47 e del 21%, solare ed eolico coprono assieme meno del 3% dei consumi.

Occorre notare che le riserve accertate (R) di combustibili fossili convenzionali, secondo il World Energy Council, hanno rispetto ai consumi (C) annuali dei rapporti R/C di oltre 150 anni per il carbone, 50 anni per il petrolio e 55 anni per il gas. Nonostante i forti consumi degli ultimi decenni, petrolio e gas hanno riserve accertate superiori del 50% a quelle di 20 anni orsono, riserve alle quali occorre aggiungere quelle notevoli di petrolio e gas non convenzionali (shale) che hanno visto, specie negli Stati Uniti, un notevole sviluppo.

Non vi è quindi, grazie all'ingegnosità umana, una scarsità di risorse primarie fossili, come paventato nel secolo passato, ma il vero problema è diventato quello ambientale legato alla produzione di gas serra nell'utilizzo delle fonti fossili. Permane anche il problema, specie per petrolio e gas, della localizzazione d'importanti risorse in zone politicamente critiche.

Un fattore rilevante a partire principalmente dal 2000 è stato lo spostamento della concentrazione della domanda di energie primarie dai paesi industrializzati verso quelli emergenti, con l'Asia (Cina in testa) balzata al vertice dei consumi con un 42% secondo gli ultimi dati di BP, seguita da Europa (21,5%), Nord America (21%), Medio Oriente (6,7%), America del Sud e Centrale (5,3%) e infine dalla povera Africa che, pur avendo una popolazione di oltre il 15% di quella mondiale, contribuisce al 3,3% dei consumi. Il divario continua ad aumentare con tassi annuali medi di crescita nell'ultimo decennio vicini al 4% per Asia e Medio Oriente, 3% per America del Sud/Centrale ed Africa, contro un -0,4% dell'Europa e un -0,2% del Nord America. Occorre notare che il contributo dei paesi non OCSE ai consumi di petrolio e gas è del 53% e in forte aumento e di ben il 78% per il carbone.

Ciò si riflette chiaramente sulle emissioni di CO₂, dove i paesi non OCSE sono ora responsabili di un 63% (con un aumento medio annuo del 3,4% nell'ultimo decennio) e con i paesi OCSE al 37% (con un decremento medio annuo negli ultimi 10 anni dell'1%). L'Unione Europea (Inghilterra esclusa) presenta una quota del 9,2%, con un decremento medio annuo del 2% e la Germania, con una produzione di elettricità dipendente per oltre il 37% da lignite e carbone, ha una quota del 2,3% delle emissioni globali di CO₂, seguita da Italia 1%, Francia e Polonia 0,9% e Spagna 0,8%.

Con riferimento allo sviluppo dei consumi di risorse primarie le proiezioni di 9 diverse istituzioni presentano sensibili differenze e la **figura 1** riporta per il periodo 2015-2035 il previsto aumento annuo in % suddiviso tra idraulico e altre rinnovabili, nucleare, carbone, gas e petrolio.

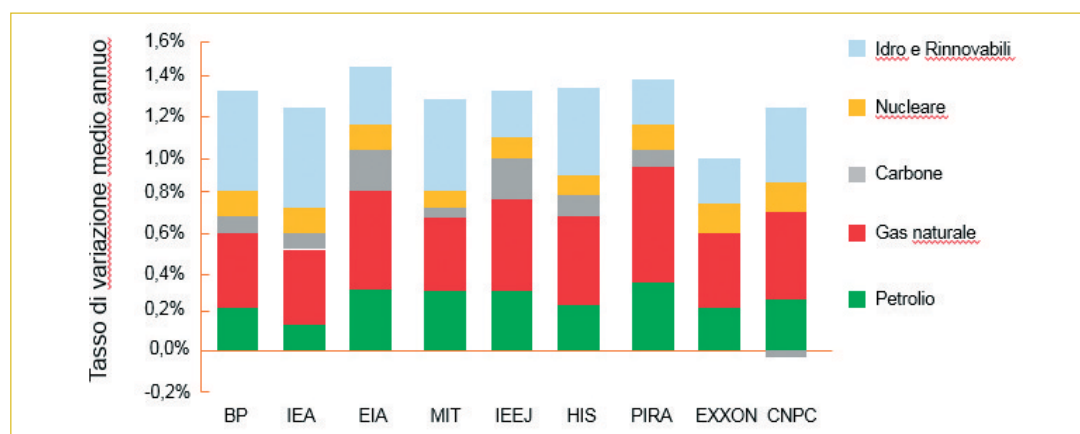
L'incremento % annuo del globale delle risorse primarie varia tra circa 0,95 a 1,45 ed elaborando le 9 previsioni si ottiene come qui sotto riportato un valore medio del contributo dalle singole fonti:

Idro&RES	da 20 a 28%	media	24,0%
Nucleare	da 6 a 12%	media	9,0%
Carbone	da -2 a 16%	media	7,0%
Gas	da 35 a 44%	media	39,5%
Petrolio	da 10 a 31%	media	20,5%

Il gas è quindi previsto come la risorsa caratterizzata dalla maggior quota nello sviluppo delle risorse primarie, seguito dalle rinnovabili; il petrolio mantiene un'importante quota per trasporti e petrolchimico, il carbone presenta le massime differenze nelle proiezioni con un incremento medio inferiore a quello del nucleare.

Chiaramente per alcuni decenni le risorse primarie fossili continueranno ad avere un ruolo importante con un gas in netta ascesa.

Figura 1 Contributi alla crescita dei consumi di energia, 2015 - 2035 - Elaborazioni di WEC Italia da IEA



La decarbonizzazione, che è chiaramente una questione globale, si evolverà in base alle emissioni nei paesi non OCSE e con un contributo UE sempre più marginale e stimato pari al 6% al 2040. Nelle previsioni occorrerà tenere in debito conto quante del miliardo ed oltre di persone nei paesi non OCSE che non hanno a oggi accesso ad energie primarie commerciali potranno accederne ed in quale misura.

Il settore elettrico

Il settore elettrico è quello che ha avuto la maggior evoluzione verso nuove regole di mercato, introduzione di rinnovabili e una pervasiva diffusione delle tecnologie IC. Il cambio in 16 anni della situazione mondiale è riportato nella **tabella 1** per quanto riguarda il contributo delle risorse primarie alla produzione di elettricità che nel 2017 è stata di 25570 TWh.

Il contributo delle fonti fossili (FF) dal 2001 è praticamente rimasto ad un valore vicino al 65%, con il carbone dominante ed oscillante tra un 37,5 e 39%, ma con il gas dal 18,6 al 23%, a spese di un petrolio sceso dal 7,4 % al 4%. Le rinnovabili (FER) sono salite dal 18,2 al 25 %, a spese del calo del nucleare (ora a circa 10%), con un idroelettrico praticamente costante vicino al 16% ma con biomasse dall'1,1% al 2,3% e le altre FER (fondamentalmente eolico e foto-

voltaico) da uno 0,6% a circa il 6,5% ma oltre il 7% previsto nel 2018.

Vale la pena di notare che il carbone è sceso in quota dal 38% del 2000 al 28% nei paesi sviluppati, contro un aumento dal 38% al 50% in quelli emergenti; il gas in aumento dal 15% al 28% nei paesi sviluppati e costante ad un 20% nei paesi emergenti, pari all'idroelettrico, che vede un leggero declino nei paesi sviluppati. Il petrolio vede un declino in entrambe le tipologie dei paesi e le rinnovabili vedono un forte sviluppo con quote percentuali superiori nei paesi sviluppati.

Ma com'è l'andamento previsto della decarbonizzazione nel settore elettrico in due scenari abbastanza ai 2 estremi? La **figura 2** riporta le previsioni al 2040 di BP e Bloomberg

Il settore elettrico al 2040 vede quindi secondo BP una quota fossile del 53% (27% carbone, 24% gas, 2% petrolio), FER 38% (13% Idro e 25% le altre, fondamentalmente vento e fotovoltaico) e nucleare 9%. Il carbone è ancora la risorsa primaria per il settore elettrico.

Per BLOOMBERG nel 2040 la produzione totale di 38.000 TWh vede le FER al 51% (2/3 da eolico e fotovoltaico), i combustibili fossili al 40% e nucleare al 9%.

Anche secondo le previsioni più ottimistiche

Tabella 1 Contributo delle differenti risorse primarie alla produzione mondiale di elettricità - Elaborazioni: IEA

	2001		2017	
Carbone	38,7%	FF 64,7 %	38%	FF 65%
Petrolio	7,4%		4%	
Gas	18,6%		23%	
Nucleare	17,1%	FER 18,2%	10%	FER 25%
Idroelettrico	16,5%		16,2%	
Biomasse	1,1%		2,3%	
Altre FER	0,6%		6,5%	

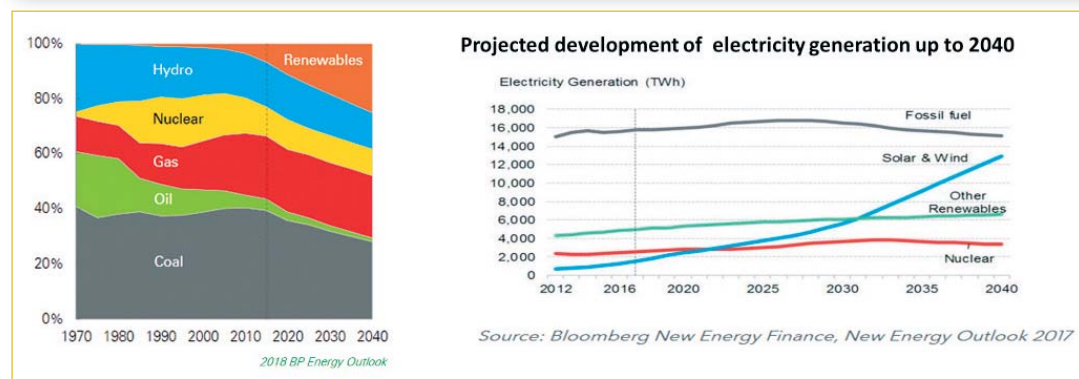


Figura 2 Andamento del contributo delle diverse risorse primarie alla produzione di energia elettrica secondo BP (diagramma a sinistra) e Bloomberg (diagramma a destra)

per una decarbonizzazione, le fonti fossili contribuiranno ancora per oltre il 40% alla produzione di elettricità nel 2040 e con una quota carbone non trascurabile.

L'Unione Europea, la strategia Italiana e un confronto con la Germania per le rinnovabili elettriche

L'Unione Europea è stata negli anni passati il protagonista principale nella corsa alla decarbonizzazione, con il suo programma 20-20-20 e poi con il Clean Energy Package e recentemente con obiettivi per le rinnovabili che il parlamento Europeo pare porre molto ambiziosi e si parla per il 2030 di un 32% di quota delle rinnovabili nella globale energia consumata; ciò si ribalterebbe sul sistema elettrico con quote dell'ordine del 55 %. Vale la pena di analizzare la situazione al 2017 della produzione di elettricità per risorse primarie nella UE, riportata nella **figura 3**.

Appare chiaro come l'impresa di sostanziale decarbonizzazione sia notevolmente impegnativa, considerando la chiusura di altri 8 reattori nucleari in Germania e gli impatti sociali ed economici relativi alla chiusura di centrali a lignite e carbone che nel 2017 hanno dato oltre il 20 % dei TWh EU; e Danimarca, Olanda, Romania e Portogallo hanno una quota carbone tra il 25 e 27%, Slovenia e Grecia del 34%, Germania 37%, Bulgaria 46%, Repubblica Ceca 49% e Polonia 77%.

Risulta interessante un confronto Italia-Germania nel 2017. L'Italia secondo ARERA ha circa 35 TWh di produzione da carbone (solo il 12%

dei totali rispetto al 37% della Germania) con emissioni di CO₂ pari a circa 30 Mt (8% delle emissioni italiane per usi energetici), una forte produzione da gas, niente nucleare e quindi costi di produzione ben superiori a quelli tedeschi.

La Germania ha 150 TWh prodotti da lignite e 112 da carbone, con emissioni di CO₂ valutabili in 240 Mt, pari quindi ad 8 volte le emissioni per elettricità da carbone in Italia; punta molto su eolico specie off shore e dovrà tenere in conto l'uscita programmata entro il 2022 degli ultimi 8 gruppi nucleari.

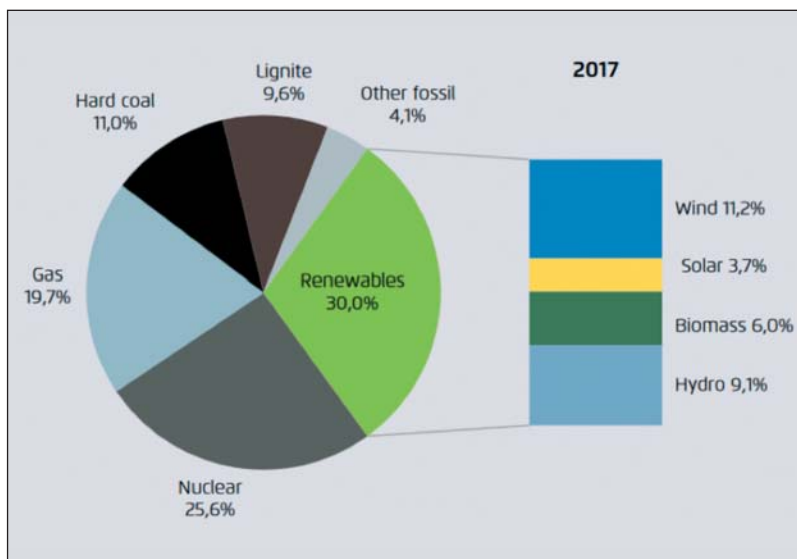
La Germania non proclama l'uscita dal carbone a breve, cosa che invece è scritta nella nostra SEN al 2025. Nel contempo la SEN prevede al 2030 ben 67 TWh aggiuntivi da fotovoltaico ed eolico, che richiedono rispettivamente oltre 30 e 10 GW aggiuntivi. La potenza in servizio da fonti volatili dovrebbe così arrivare entro il 2030 a oltre 70 GW rispetto ai circa 30 attuali. Ci si chiede quali costi effettivi ricadranno sui clienti e cittadini e in particolare si pongono le seguenti domande:

1) Dimentichiamo la complessa variabilità di vento e FV?

□ In Irlanda nel 2013 per l'eolico, a parte fortissime escursioni (**figura 4**), la potenza iniettata in rete dai 3000 MW di tutte le centrali eoliche collegate al sistema elettrico è stata praticamente zero per tutto il mese di luglio; situazione non certo risolvibile con sistemi di accumulo elettrico

□ In Germania, come presentato al recente congresso del CIGRE da alcuni TSO tedeschi, nel 2017 per 3 settimane consecutive la potenza immessa in rete da eolico e fotovoltaico è stata inferiore all'8% della loro totale potenza installata (superiore ai 100 GW). Situazione ri-

Figura 3 Produzione di elettricità nel 2017 nell'Unione Europea suddivisa per risorse primarie utilizzate- Da Agora Energiewende



solta con riduzione delle forti esportazioni di energia elettrica dalla Germania e non certo risolvibile in futuro con sistemi di accumulo elettrico; un adeguato capacity market con appropriate tecnologie per lunghe durate dovrà essere seriamente esaminato contando anche su interconnessioni con altri stati, ma con quali tempi ed affidabilità in mancanza di un mercato unico europeo?

❑ A Firenze in una giornata soleggiata di dicembre si ha 1/3 di potenza/energia rispetto ad una giornata soleggiata a luglio (figura 5). Come verrebbe dimensionata l'eventuale capacità di storage?

2) Dimentichiamo che durante l'estate in Italia al calar del sole si hanno rampe in salita di circa 15 GW in 3 ore richieste dal carico residuo, attualmente provviste dai cicli combinati ed idroelettrico e che raddoppieranno al raddoppio della potenza del fotovoltaico installato?

E la bassa potenza di corto circuito in rete in giornate di basso carico e forte produzione di rinnovabili collegate tramite inverters, con le relative problematiche per contenere le cadute di tensione a seguito di guasti e per il funzionamento delle protezioni?

Dal punto di vista tecnico tutto è risolvibile e produttori, TSO e DSO sono stati capaci di mantenere sicurezza e qualità dell'energia fornita, ma quali costi ci aspettano?

3) Dimentichiamo in Italia le bolle di fotovoltaico (9,3 GW di potenza installata annuale nel 2011 e circa 0,4 GW nel 2014/15/16 e 17) ed eolico (da circa 1-1,2 GW/anno dal 2008 al 2012 agli 0,35 GW del 2017)?

4) Dimentichiamo che clienti fondamentale-mente domestici e PMI continueranno, secondo GSE, a pagare ancora per 10 anni gli incentivi alle FER installate, incentivi in discesa sì, ma calanti da 12 a circa 8 miliardi all'anno? Tali incentivi, volenti o nolenti, corrispondono a una valorizzazione di varie centinaia di euro alla tonnellata di CO₂ evitata; dai dati GSE, i 290€/MWh per il fotovoltaico del 2017 corrispondono a circa 350€/tonnellata di CO₂ evitata se prodotta dal carbone (0,85 t CO₂/MWh) e ben oltre il doppio se prodotta da cicli combinati.

5) Dimentichiamo, come sottolineato nel recente convegno dei principali Grid Operators (GO15) con ICER (International Center Energy Regulators), che ad ogni € investito in eolico e fotovoltaico corrispondono almeno altrettanti € di investimenti indispensabili nel sistema elettrico per mantenerne qualità e sicurezza delle forniture?

In Germania gli oneri 2016 ai clienti per gli incentivi alla pura produzione da FER sono stati di 250€/MWh per il FV, 210 per l'eolico offshore, 113 per le biomasse e 76 per l'eolico onshore. Con riferimento alla media di emissioni del parco tedesco, la CO₂ evitata con FV è costata 490€/t; se sostitutiva di produzione da carbone circa 280.

Con la riduzione delle emissioni del futuro parco di generazione con maggior penetrazione delle rinnovabili, tanto maggiore risulterà il costo della tonnellata di CO₂ evitata.

I numeri di cui sopra sono retaggio di una politica passata verso le rinnovabili con ap-

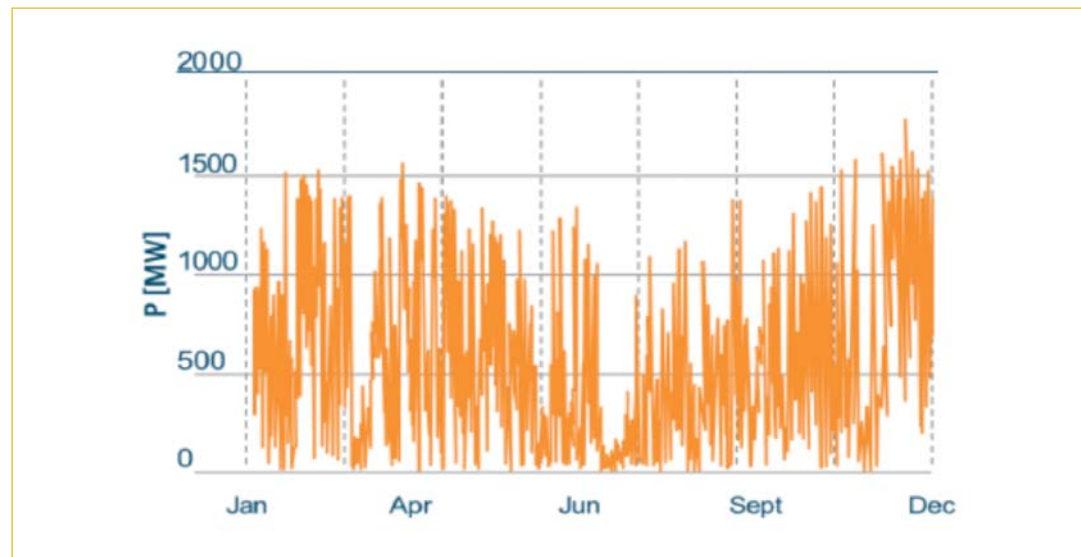


Figura 4 Variabilità della potenza immessa in rete nel 2013 da tutto il parco eolico irlandese (1)

proccio troppo "generoso" e forse poco valutato in termini reali, con feed-in tariff o altri incentivi; si sono introdotte forti distorsioni nel "cosiddetto" mercato elettrico, i cui valori dipendono sempre più dalle condizioni climatiche (presenza e variabilità di sole e vento). Il prezzo in borsa dell'energia non rappresenta più un indice dei costi ai clienti finali (più o meno privilegiati per incentivi e tasse) per i quali il prezzo della "materia prima energia" andrà sempre più diminuendo in valore %.

Tale politica ha consentito però nel settore elettrico in Italia di ridurre notevolmente le emissioni, di creare aziende ora operanti all'estero, di ridurre le importazioni di energia primaria, ecc..

Risulta essenziale per il futuro l'adozione di un approccio olistico, partendo da una precisa conoscenza della situazione attuale e con dettagliate analisi tecniche e socio economiche sugli impatti delle FER, evidenziando esternalità positive e negative per arrivare al raggiungimento degli obiettivi al minimo costo per il Paese. E qui sarà compito in Italia dei politici e di ARERA di definire sostegni adeguati per far prevalere le soluzioni più valide a livello paese. Chi definirà entità, durata e tipologia del capacity market necessario a non far stare al buio/freddo una parte della popolazione se per qualche giornata non si avrà energia da FER e chi ne sarà ritenuto responsabile? Quale ruolo e impatto sul TSO che risulta responsabile di qualità del servizio e sicurezza del funzionamento del sistema ?

Luci e ombre per le FER con costi ribaltati sui clienti finali e cittadini

Figura 5 Variabilità stagionale e giornaliera della generazione nella zona di Firenze di un piccolo impianto fotovoltaico (1)

Fotovoltaico ed eolico hanno fatto salti tecnologici enormi con crollo del costo del kWh da loro prodotto nel luogo di loro installazione. Nuove procedure (aste) e lo sviluppo tecnologico

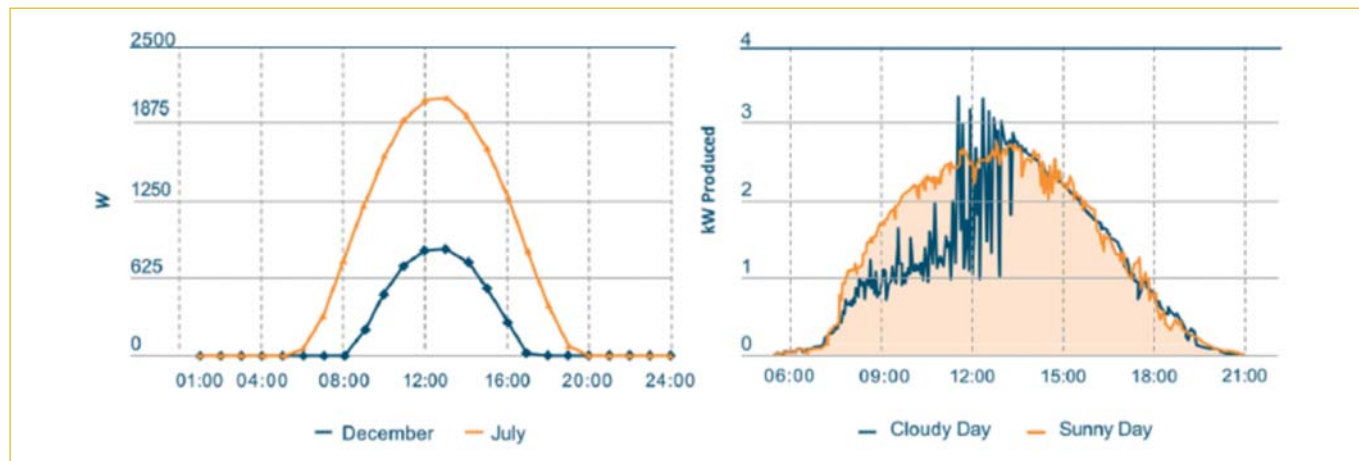
hanno portato impianti di fotovoltaico ed eolico in alcuni paesi a prezzi del kWh offerto (meno di 20€/MWh) inimmaginabili solo 3 anni orsono. Sono valori da non estrapolare con facilità, considerando le diverse situazioni di insolazione e vento ed i differenti costi e procedure locali ed in Italia si parla di poter scendere a circa 50 €/MWh per grossi nuovi impianti.

Occorre però ricordare come sopra accennato che per un corretto e affidabile funzionamento del sistema elettrico globale, quando le rinnovabili non programmabili raggiungono valori in % di potenza installata elevati, necessitano di notevoli investimenti addizionali per:

- le modifiche ed espansioni del sistema di trasmissione e distribuzione;
- una maggior disponibilità di potenza di riserva anche per rampe in salita e discesa;
- per sistemi di stoccaggio (attenzione a stagionalità!);
- per un capacity market che assicuri non solo la regolazione della frequenza ma anche la sicurezza di forniture di energia per prolungate assenze di vento e/o sole;
- per oneri di bilanciamento
- per mantenere un adeguato livello di potenza di corto circuito ed energia cinetica nel sistema ecc.

Il tutto è tecnicamente possibile come più sopra menzionato, ma tali costi addizionali arrivano per alcune FER e loro siti a valori notevoli, aumentando il prezzo dell'energia ai clienti finali pur in assenza di incentivi alla produzione da FER. Occorrono quindi approfondite analisi tecniche, sociali ed economiche, comparando differenti alternative per la riduzione delle emissioni, ottimizzando il mix di interventi su

- efficienza energetica;
- trasporti;
- produzione di elettricità e calore.



Tutto ciò, dando appropriati valori ai vantaggi ambientali e alle externalità positive e negative. Le discussioni dovrebbero essere incentrate quindi sui valori o range di valori da dare.

Una volta definiti e concordati tali «parametri» strategici e un range per le loro valorizzazioni, sulla base di CAPEX ed OPEX delle varie tecnologie attuali e tendenziali (che siano «ragionati» e non utopistici) si possono identificare linee di sviluppo che si avvicinano ad un mix ottimale per il paese, per efficienza energetica, trasporti, rinnovabili, e per le loro sotto tecnologie.

Esempio eclatante sui costi addizionali di alcune rinnovabili viene dagli investimenti in eolico off shore nel Baltico/Mare del Nord della Germania: nelle ultime gare alcuni IPP hanno offerto di accettare per 20 anni il prezzo che si stabilirà in borsa (grid parity), ora circa 30€/MWh, previsto al 2025 tra 38 e 60 in funzione del prezzo della CO₂.

Il sistema di trasmissione off-shore (da centrali eoliche a terraferma) e quello on-shore (tra terraferma e carichi posti al centro-sud della Germania e con 3 corridoi in cavo interrato da 2500 MW ciascuno in corrente continua) sono a carico dei TSO's e comportano oltre 25 miliardi di investimenti specifici di trasmissione. Considerando 7500 MW per 3500/h anno medie e 20 anni con una discount rate del 6 - 7% si hanno circa 80€/MWh dovuti alla trasmissione per convogliare l'energia verso le aree di consumo.

E a questi vanno aggiunti i costi addizionali al sistema già menzionati sopra per la non programmabilità.

Un altro settore che merita approfondimenti per i suoi costi/benefici al paese è quello della produzione distribuita domestica in Italia. La situazione è in sintesi:

- attuali clienti domestici, circa 30 milioni;
- consumo elettrico domestico, 22 % del totale;
- prosumers totali, circa 700.000 (come dai dati forniti dal Politecnico di Milano) e supponendoli tutti domestici sono responsabili di 0,44% dei totali consumi elettrici e con tasso di crescita del 7% all'anno con gli attuali incentivi al CAPEX, riduzione sul pagamento degli oneri di sistema e vantaggio di scambio sul posto; nel 2030, se mantenuti gli incentivi e tasso di sviluppo, i prosumers domestici rappresenterebbero meno dell'1% dei consumi elettrici Italiani;
- i clienti domestici che potrebbero installarsi il loro micro-impianto FV non sono molti in Italia (grande maggioranza di famiglie in case con vari appartamenti);

□ costo unitario di un « impianto micro» singolo FV installato sul tetto in Italia per 3-5 kW di potenza nominale è tra 2000 e 3500€/kW, in funzione di ubicazione della casa e oneri di installazione sul tetto esistente.

□ considerando l'orientamento delle case esistenti e inclinazione dei tetti, l'efficienza media è ben inferiore a quella di un impianto a terra ben orientato o su ampie tettoie; il costo del kWh prodotto da un «impianto mini» di 500 kW e capace di alimentare circa 100 utenti costerebbe circa 1/3 di quello prodotto da un «impiantino micro» singolo;

□ l'Italia ha un sistema capillare di distribuzione dell'elettricità evoluto e automatizzato e che serve anche le zone più isolate del paese;

□ nel campo della mobilità il concetto di proprietà sta evolvendosi verso il car sharing, car pooling, car renting; e nel settore elettrico il sig Brambilla deve sentirsi orgoglioso di possedere il suo impiantino FV, che fa costare 3 volte il kWh prodotto rispetto a un impianto mini che aggrega gli interessi di un centinaio di clienti distribuendo l'energia sugli assets esistenti di distribuzione che verrebbero valorizzati? E qui aggregatori non solo della gestione della produzione di impianti esistenti ma dello sviluppo di nuove realtà che aggregano in un unico impianto i potenziali interessi per il fotovoltaico di vari potenziali clienti dovrebbero essere incentivati da ARERA.

□ ha senso ed è democratico che l'Italia incentivi tale «distributed solution» dove un cittadino che non può o non vuole installare un suo impiantino FV contribuisca sia agli incentivi in conto capitale pagati per l'impianto FV di una bella villa con piscina e sia agli oneri di sistema non pagati ed ai vantaggi dello scambio sul posto?

Conclusioni

Occorre rendersi conto che una necessaria transizione verso una decarbonizzazione implica maggiori costi dell'energia ai cittadini/clienti, stranded costs di strutture energetiche e stranded assets di risorse primarie.

La decarbonizzazione è globale e sarà fondamentalmente legata ai paesi non OCSE che sono e saranno sempre più i principali emettitori di gas serra. Chiaramente ognuno dovrà dare il massimo ma è lecito chiedersi quanto gli sforzi della UE sul suo territorio incideranno sulle emissioni globali e sulla sua competitività rispetto a sforzi ed investimenti in paesi non OCSE.

Obiettivo di una strategia energetica deve essere quello di favorire un equilibrato sviluppo

socio-economico, rispettando l'ambiente e preservando la competitività del Paese, in un mercato globale dove saranno vincenti quelle nazioni che sapranno ottimizzare ambiente, economicità e qualità delle forniture energetiche a industrie e famiglie nell'ambito di una sicurezza degli approvvigionamenti; occorrerà superare sterili battaglie tra fonti fossili e rinnovabili, tra concentrate e distribuite, e ricordare che la competitività di una nazione è legata alla vera bolletta energetica che è quanto pagano industrie e consumatori per elettricità, gas, carburanti, ecc.

A tal fine è necessario un complesso approccio sistemico che abbia come obiettivo quello di arrivare a una condizione quanto più possibile ottimale per il sistema paese per il raggiungimento degli obiettivi ambientali al minimo costo; e non è scontato che l'ottimo per il sistema coincida con l'ottimo di alcuni settori spinti da interessi particolari che sfociano poi in "bolle" al decrescere degli incentivi.

Occorre quindi un accordo sul come e quanto siano valutate le esternalità, sia positive che negative, legate a ogni attività "energetica". Una loro valorizzazione quantitativa è essenziale, non solo per le emissioni climalteranti, ma anche per numerosi altri aspetti non meno importanti come tra l'altro:

- ❑ valorizzazione dell'impatto sull'occupazione (ULA create/eliminate), così importante per il nostro paese con una disoccupazione alle stelle;
- ❑ peso dato ai vantaggi per l'erario da maggiori entrate da tasse su persone fisiche e industrie per maggiori attività;
- ❑ peso dato alle emissioni di polveri sottili, da trasporti o da combustione inefficiente di biomasse, che comportano notevoli costi al sistema sanitario;
- ❑ valore dato alle TEP evitate (e quindi non importate: bilancia pagamenti e sicurezza forniture) con le varie FER e con l'efficienza energetica;
- ❑ peso che diamo allo sviluppo di tecnologie innovative, all'IoT, all'industria 4.0 e così via.

Ma per la produzione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, oltre ai vantaggi sopra

citati, occorre rivedere il concetto di grid parity che non può essere riferibile al solo costo locale della produzione, ma deve includere i costi addizionali al sistema elettrico e un bilancio tra occupazione e disoccupazione creata. Un nodal pricing ed il ribaltamento sulla produzione da FER di alcuni costi legati alla non programmabilità delle rinnovabili (sbilanciamenti, pompaggi, rampe ecc) ma con adeguate penalizzazioni per le emissioni da fonti fossili, come attuato in alcune nazioni dovrebbero essere considerati dal regolatore.

Non soffermiamoci a parlare solo di valore in €/MWh delle aste per FER e di «distribuito e piccolo è bello e democratico»; valutiamo i veri costi al paese delle varie alternative ribaltati sulle bollette o tasse, chiaramente tenendo in conto le esternalità positive come sopra menzionate e con un approccio olistico che consideri tutte le risorse sia concentrate che distribuite e nella transizione anche le fossili più interessanti.

Il vero rischio di una necessaria e stabile transizione energetica sta in una troppo rapida accelerazione e nell'eventuale ribaltamento non correttamente valutato di costi eccessivi sui cittadini/clienti; e ciò con le inevitabili reazioni, problematiche sociali e stop&go con «bolle» ben note e oneri di durate ultradecennali di svariati miliardi di euro annuali. In ogni caso i cittadini debbono essere resi consapevoli sull'importanza delle problematiche ambientali e su quanto pagheranno l'energia, in modo da condividere le scelte.

È essenziale un nuovo sistema regolatorio con approccio olistico e contenente adeguate certezze ma anche flessibilità tenendo conto della rapidità dell'evoluzione tecnologica; e ciò in un'era nella quale il "saper fare" passa in secondo ordine rispetto a un "far sapere" che con prospettive mirabolanti e sovra enfattizzazioni iniziali rischia di ritardare od uccidere nella culla una indispensabile decarbonizzazione.

Lavoriamo insieme per una effettiva transizione con approcci seri e con il conforto della ragione senza un passivo adeguarsi alle prevalenti ed affascinanti ideologie che hanno tuttavia il merito di promuovere e spingere innovazioni e loro applicazioni.

Manoscritto ricevuto il 3/12/2018

bibliografia

[1] Rapporto del Gruppo di Lavoro WEC coordinato da Clerici, *Variable Renewables Integration in Electricity Systems: how to get it right - 2016* - www.worldenergy.org

Vantaggi dell'utilizzo degli esteri vegetali

come fluido isolante nei trasformatori di potenza

Fabio Scatiggio, Simone Sacco Terna Rete Italia - Luca Lombini Tamini

Introduzione

L'olio di origine minerale ricavato dal petrolio è da oltre un secolo il fluido più largamente utilizzato per il riempimento dei trasformatori elettrici di potenza, svolgendo principalmente quattro funzioni: isolare elettricamente, smaltire il calore generato dalle perdite a vuoto ed a carico, lubrificare parti in movimento e proteggere l'isolamento solido (carta e altri materiali cellulosici).

Il così ampio utilizzo dell'olio minerale si deve alla sua globale ampia disponibilità, al basso

costo e alle complessivamente eccellenti proprietà tecniche. In tempi recenti però il desiderio di avere prodotti ad alto punto d'infiammabilità, a elevata biodegradabilità e sostenibilità ambientale ha indotto molti utilizzatori a ricercare fluidi alternativi all'olio minerale. L'attenzione principale è stata rivolta agli esteri vegetali, talvolta detti anche esteri naturali, ricavati per spremitura e successiva raffinazione dei semi di alcune piante quali soia, colza, girasole, nocciole e altre.

Caratteristiche salienti

La **tabella 1** mette a confronto alcune delle proprietà dei due diversi fluidi [1].

A vantaggio dell'olio minerale gioca sicuramente la bassa viscosità e l'eccellente resistenza all'ossidazione, proprietà quest'ultima che può essere intesa come l'aspettativa di vita. A vantaggio degli esteri giocano invece i quasi 200°C in più del punto d'infiammabilità, la quasi completa biodegradabilità e l'elevata capacità di dissolvere acqua senza che quest'ultima si separi e comprometta l'isolamento elettrico.

La maggior viscosità degli esteri, seppur parzialmente compensata da migliori proprietà termiche, impatta sulla capacità di smaltimento del calore, per cui il progetto termico del trasformatore andrà leggermente rivisitato (canali di raffreddamento più larghi, sistemi di guida del fluido, etc.).

Sono più che evidenti invece i vantaggi consistenti nella quasi ininfiammabilità dell'estere

Figura 1 Il primo autotrasformatore "verde" d'Italia, realizzato da Tamini e installato da Terna



(figura 2) e nella sua eccellente biodegradabilità. Per questo in caso di malaugurato sversamento nell'ambiente le opere di bonifica saranno meno impellenti e meno gravose. D'altro canto però come rovescio della medaglia dell'alta biodegradabilità avremo inevitabilmente la scarsa resistenza all'ossidazione; in pratica sarà necessario costruire trasformatori ermetici per prevenire il contatto con l'ossigeno atmosferico.

La maggior capacità solvente nei confronti dell'acqua che è di oltre un ordine di grandezza a favore degli esteri, consente infine di mantenere le carte isolanti impregnate più asciutte riducendone notevolmente la velocità d'invecchiamento e, di fatto, allungando la vita del trasformatore.

Prototipo

I trasformatori riempiti in estere vegetale nel mondo oramai assommano a decine di migliaia, ma pochissimi sono i trasformatori di elevata potenza esistenti [2, 3]. Terna ha deciso di realizzare il prototipo rispettando gli usuali standard di design della sua rete, commissionando a Tamini Trasformatori un autotrasformatore da 250 MVA 400/135 kV.

Oltre agli evidenti vantaggi ambientali [4] e d'immagine, per esplorare appieno le potenzialità offerte degli esteri vegetali questi sono stati accoppiati invece che con la consueta carta iso-

lante Kraft con la carta TUK - *Thermal Upgrade Kraft* paper, in modo da avere un'ulteriore estensione del campo di lavoro termico del trasformatore, come riportato nella **tabella 2**, tratta dalla norma internazionale IEC 60076-14.

Quindi in accordo con la norma citata, considerando un ambiente con temperatura media annuale non superiore a 20°C e massima non superiore a 40°C, - il trasformatore prototipo di Terna può essere esercito con sovratemperatura dei punti caldi dei conduttori fino a 110K, senza che ne venga compromessa la vita residua.

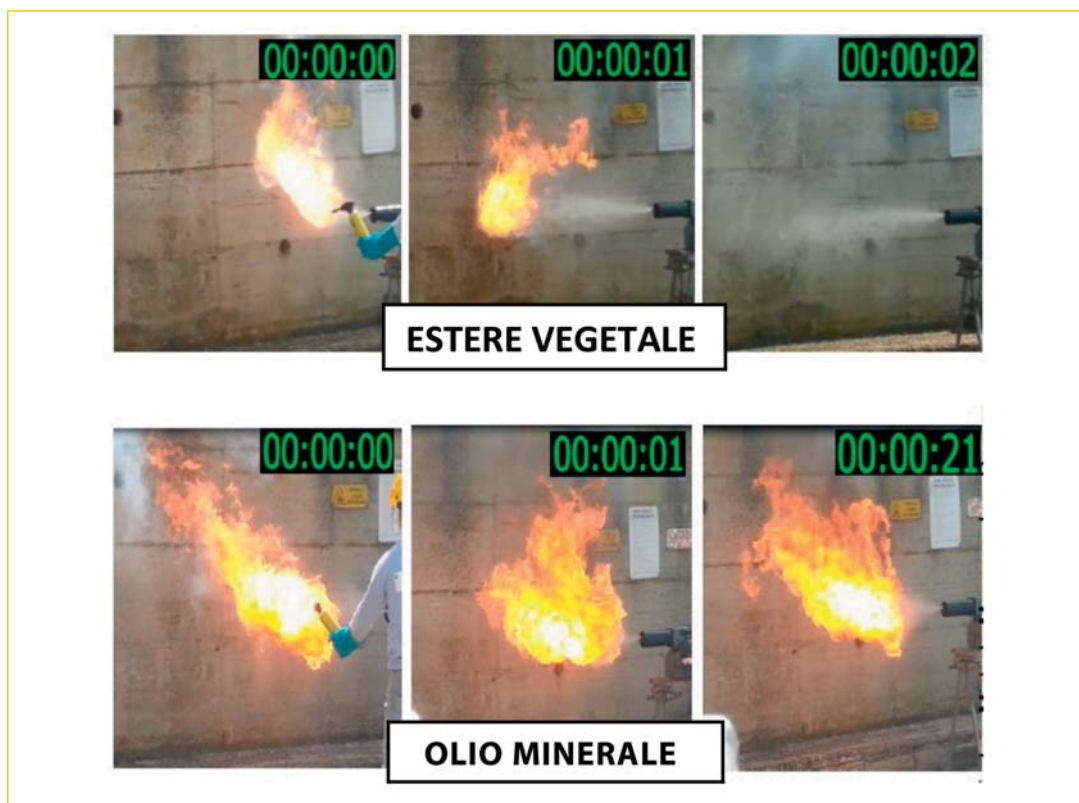
Come si deduce dalla **figura 3**, il trasformatore in estere vegetale a parità di temperatura d'esercizio avrà una vita più lunga oppure potrà essere utilizzato ad un carico superiore che nel caso del prototipo di Terna è del 50% della potenza nominale passando da 250 a ben 375 MVA.

Come tutti i prototipi anche il trasformatore "verde" di Tamini è stato sottoposto a una lunghissima serie di prove di tipo comprese quelle a carico maggiorato, con esiti sempre positivi come evidenziato nella **tabella 3**.

Un'ulteriore conferma della sovraccaricabilità dell'autotrasformatore è stata ottenuta dagli esiti positivi delle analisi gascromatografiche dei gas disciolti in olio eseguite durante le prove di tipo, riportate in **tabella 4**.

In nessun caso sono stati superati i valori di specifica e i valori tipici indicati dalla norma IEC

Figura 2 Sequenza di prova d'incendio dell'olio minerale (sotto) che dopo l'innesco non si spegne e dell'estere naturale (sopra) che invece si spegne spontaneamente immediatamente dopo l'innesco



61181-addendum 1, con l'unica eccezione del valore C_n (somma degli idrocarburi) influenzato dalla produzione di etano. Tale gas è però stato dimostrato non essere collegabile a punti caldi ma alla semplice decomposizione dell'acido grasso linoleico, uno dei costituenti dell'estere.

Una particolare cura è stata posta in sede di progetto alla distribuzione delle temperature all'interno del trasformatore, infatti, l'incremento del 50% della potenza nominale ha richiesto uno studio molto approfondito dei flussi dispersi. A tal proposito in **figura 4** è riportata una rappresentazione realizzata mediante i sistemi di calcolo ad elementi finiti (FEM).

Il trasformatore, oltre alla prova di riscaldamento, è stato sottoposto alle prove di tipo e individuali, previste dalla norma CEI EN 60076

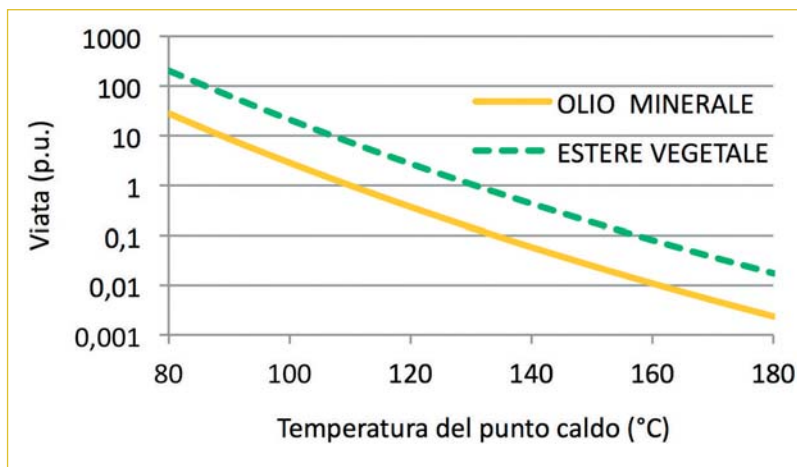


Figura 3 Consumo di vita al crescere della temperatura del punto caldo, per i due diversi fluidi con carta TUK

Tabella 1 Proprietà salienti dei due fluidi

PROPRIETÀ	UNITÀ DI MISURA	OLIO MINERALE	ESTERE VEGETALE
Densità	kg/dm ³	0.88	0.92
Viscosità	mm ² /sec	9	35
Punto d'infiammabilità	°C	145	340
Resistenza all'ossidazione		eccellente	modesta
Biodegradabilità	%	10	> 80
Rigidità dielettrica	kV su 2.5 mm	> 60	> 60
Fattore di dissipazione dielettrica (tan δ) a 90°C		0.005	0.05
Solubilità dell'acqua a 20°C	ppm	60	1000

Tabella 2 Limiti termici delle varie combinazioni fluido/carta

IEC 60076-14	CARTA KRAFT + OLIO MINERALE	CARTA KRAFT + ESTERE VEGETALE	CARTA TUK + ESTERE VEGETALE
Classe termica d'isolamento (°C)	105	120	140
Massima sovratemperatura (sull'ambiente) ammessa per il punto più caldo (K)	78	90	110

Tabella 3 Valori di sovratemperatura misurati durante le prove termiche di lunga durata a carico nominale e maggiorato

TEST	250 MVA	375 MVA
Aumento Temperatura Olio Superiore (K)	38.8	58.7
Aumento temperatura nel punto più caldo degli avvolgimenti serie (K)	66.4	92.9
Aumento temperatura nel punto più caldo degli avvolgimenti comuni (K)	62.0	90.2

Tabella 4 Gas disciolti misurati durante le prove termiche di lunga durata a carico nominale e maggiorato

		H ₂ (PPM/H)	C _n (ppm/h)	C _n + H ₂ (ppm/h)	CO (ppm/h)
IEC 61181-addendum 1	Core Type	0,1÷1,3	0,04÷0,3	0,4÷2	5÷18
	Shell Type			4	16÷30
Prototipo Terna	Prova a 250 MVA	0,13	0,12	0,19	3
	Prova a 375 MVA	0,31	0,92	0,75	6,4

compresa la prova di tenuta al corto circuito. Il collaudo ha visto impegnati, oltre a personale di Tamini, tecnici di Terna nel corso del 2017 e si è concluso, dopo i necessari controlli in sito, con la messa in servizio a Dicembre 2017.

La macchina è, a oggi, in esercizio nella stazione elettrica di Tavazzano ed è soggetta ai controlli previsti nel processo di mantenimento di Terna riguardo la specifica tecnologia tra i quali la analisi dei gas disciolti in olio DGA. Dal punto di vista manutentivo la diversa tecnologia costituita dall'estere naturale, ha imposto una profonda riflessione riguardo gli standard manutentivi (ivi compreso i criteri di interpretazione delle DGA) e riguardo il tool di Asset Management (denominato Health Index "HI") utilizzato da Terna.

Conclusioni e Prospettive future

L'uso abbinato di esteri vegetali e di carta ad alta resistenza termica permette di avere trasformatori permanentemente sovraccaricati, aprendo nuovi scenari che inoltre semplificano la gestione dei picchi di potenza causati dall'intermittenza delle sorgenti rinnovabili largamente presenti nelle odierne *smart grids*.

L'estensione dei trasformatori a carico incrementato, riempiti in estere vegetale, potrà produrre ai TSO (Transmission System Operator)

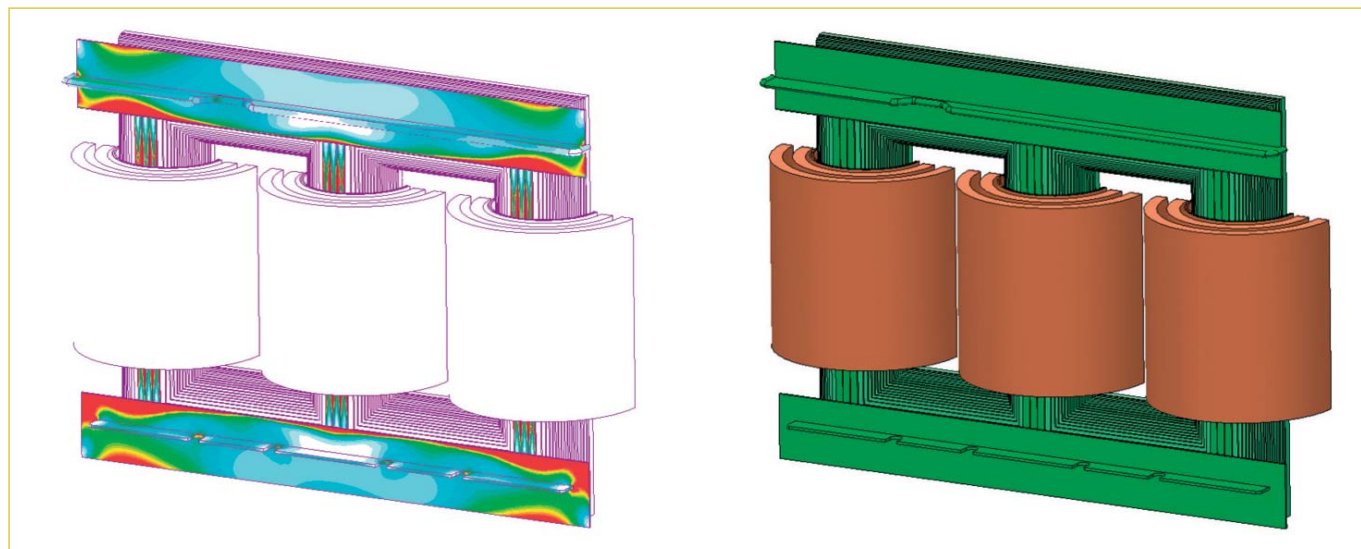
vantaggi sia d'immagine che economici, nonché di efficienza del sistema. I principali vettori di questo nuovo paradigma operativo sono il miglioramento dell'asset, la riduzione delle perdite a vuoto, la necessità di spazi minori e la potenziale diminuzione dei costi iniziali d'investimento quando, come auspicabile, la legge semplificherà gli oneri di installazione (assenza di vasca di contenimento, eliminazione muri tagliafuoco e dei sistemi di soppressione del fuoco) come già avviene in altri stati del mondo [5].

Infine, la possibilità di riutilizzo del fluido a fine vita operativa del trasformatore come ad esempio bio-combustibile si sposa alla perfezione con il concetto di economia circolare tanto caro alla pubblica opinione come agli stakeholders ed agli shareholders.

In quest'ottica Terna ha pianificato l'installazione nella propria rete di oltre 20 autotrasformatori in estere vegetale nei prossimi 3 anni, dei quali due sono già in servizio a Tavazzano e Udine Ovest rispettivamente da Dicembre 2017 e da Giugno 2018.

A tutt'oggi i controlli periodici in esercizio, precauzionalmente intensificati rispetto alle ordinarie pratiche di manutenzione previste per i trasformatori in olio minerale, di tipo elettrico e chimico-fisico hanno sempre avuto esito più che positivo.

Figura 4 Perdite e Punti Caldi (nucleo, avvolgimenti, armature, giogo) a 375 MVA mediante analisi FEM



bibliografia

[1] F. Scatiggio, M. Rebolini, C. Serafino, A. Valant: *Preliminary Study for Use of Vegetable Esters in Big Power Transformers*, CIGRE Paris 2014, Paper D1-202.

[2] R. Fritzsche, U. Rimmel, F. Trautmann: Siemens AGPT Nuremberg (Germany) M. Schaefer, TransnetBW GmbH, Germany *Prototype 420 kV power transformer using natural ester dielectric fluid* TechCon, February 2014 Phoenix, USA.

[3] Cigre TB 436 Experiences in service with New insulating Liquids October 2010.

[4] Environmental product Declaration (EPD) S-EP-00958 Tamini Trasformatori srl. GREEN Power Transformer.

[5] K. L. Guo: *Managing the risk of aging transformers* - Techcon SEA 2018.

Sviluppo della gamma di Turbogeneratori come risposta alle future sfide della produzione di energia elettrica

Cilione Marco; Gallo Davide; Garelo Roberto; Priano Mauro *Ansaldo Energia*

Ansaldo Energia S.p.A. è tra i maggiori costruttori mondiali di turbine a gas, a vapore e generatori, attivo nella realizzazione d'impianti per la produzione di energia elettrica. Di recente la linea di prodotto turboalternatori è stata ampliata in risposta a un mercato in continuo cambiamento

Introduzione

Ansaldo Energia S.p.A. è tra i maggiori costruttori mondiali di turbine a gas, a vapore e generatori, attivo nella fornitura e realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica.

Questa posizione si è ulteriormente rafforzata con l'acquisizione nel 2016 della tecnologia relativa alle turbine a gas di classe F GT26 (2006-2011, 50Hz) e di classe H GT36 (50/60Hz), in grado di sviluppare sino a 538 MW ISO nella configurazione 50Hz.

Ansaldo Energia ha conseguentemente ampliato il proprio portfolio turboalternatori, adattando o sviluppando nuovi modelli nelle linee raffreddate ad aria o ad idrogeno.

Questo articolo descrive brevemente il progetto di integrazione che ha portato a questo ampliamento, partendo dall'esperienza quasi centenaria nella costruzione, test ed esercizio di turboalternatori, arricchita dai moderni metodi di calcolo a elementi finiti.

Il progetto è sintetizzabile in cinque modelli di generatore:

- 450 / 420 MVA 50Hz, raffreddato ad aria.
- 450 MVA 50Hz, raffreddato a idrogeno.
- 500 MVA 60 Hz, raffreddato a idrogeno.
- 700 MVA 50Hz, raffreddato a idrogeno per

configurazioni in singolo o doppio accoppiamento.

- 950 MVA 50Hz, raffreddato a idrogeno e acqua statore, per doppio accoppiamento.

“Doppio accoppiamento” si intende quando il generatore è accoppiato da un lato alla turbina a gas e dall'estremità opposta, mediante clutch, alla turbina a vapore che chiude il ciclo combinato.

Il progetto di integrazione tra le tecnologie acquisite GT26 e GT36 e i turboalternatori Ansaldo Energia, ci ha consentito di sviluppare nuovi modelli o di adattare quelli esistenti ed ha permesso, grazie all'integrazione tra i team di lavoro di Ansaldo Svizzera con quelli di Ansaldo Energia, di utilizzare le migliori risorse/competenze esistenti all'interno del Gruppo, migliorando la risposta ad un mercato in continuo cambiamento.

450/420 MVA - TRY/X-L63

Il generatore, raffreddato ad aria, TRY/X-L63 (Y e X indicano solo differenze di configurazione quali posizione dei refrigeranti e dei terminali) è stato originariamente sviluppato, partendo dal modello TRY/X-L56 di taglia 360 MVA per ri-

spondere ai continui aumenti di potenza delle turbine a gas di classe F, ormai ben oltre i 300 MW, come valida alternativa ai generatori in idrogeno.

L'uso del raffreddamento ad aria consente risparmi significativi lungo l'intero ciclo di vita dell'alternatore.

I risparmi sono principalmente legati a:

- Requisiti di sicurezza non condizionati dalla presenza di idrogeno.
- Assenza degli ausiliari gas (idrogeno, anidride carbonica) e del sistema olio tenute.
- Semplificazione delle interfacce, dell'esercizio e della manutenzione.
- Riduzione dei tempi di montaggio, messa in servizio ed avviamento dell'impianto.

Lo sviluppo di questo modello di turbo alternatore, ormai entrato in esercizio, è stato facilitato dall'esperienza acquisita sui generatori in idrogeno di taglia 500-550 MVA e sui generatori raffreddati ad aria TRY/X-L56.

Più di trenta unità di quest'ultima tipologia hanno lasciato lo stabilimento Ansaldo Energia per essere installati in Italia e all'estero negli ultimi dieci anni.

Lo sviluppo del TRY/X-L63 (figura 1 e 2) per le turbine Ansaldo AE94.3 e a vapore iniziò nel

2009 per concludersi con le prime unità ordinate, provate ed installate a partire dal 2016.

Durante i test certificati da Terza Parte, il modello è stato caratterizzato a 420 MVA 21 kV, 40°C di aria fredda in macchina a pressione atmosferica e a 440 MVA 21 kV con sovra-pressione di 0.3 bar, entrambi a cosfi 0.8 in sovraeccitazione e rapporto di cortocircuito non minore di 0.5, le temperature in sovra-pressione sono tali da consentire una targa con temperature di classe B sino a 450 MVA.

La caratterizzazione di questo generatore è stata fatta, considerando i tipici mercati di Ansaldo, anche per verificare le performance dello stesso ad alta temperatura di gas freddo, pensando alla sua installazione nei climi caldi (Medio Oriente, Nord Africa).

Dalle prove effettuate il generatore TRY-L63 copre, ad oggi, la maggior parte delle possibili applicazioni della turbina a gas AE94.3 (figura 3) e una parte delle applicazioni con turbina a gas GT26, così come delle corrispondenti turbine a vapore in configurazione 2+1.

Le turbine a gas AE94.3 e GT26 hanno molte differenze: senso di rotazione, inerzie, layout, per questo motivo la semplice copertura delle prestazioni non è sufficiente a promuovere un

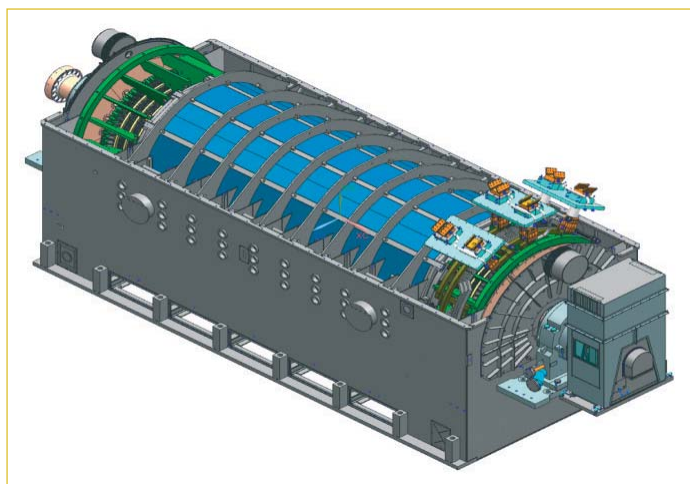


Figura 1 Modello TRY-L63 (senza refrigeranti e parte superiore carcassa)

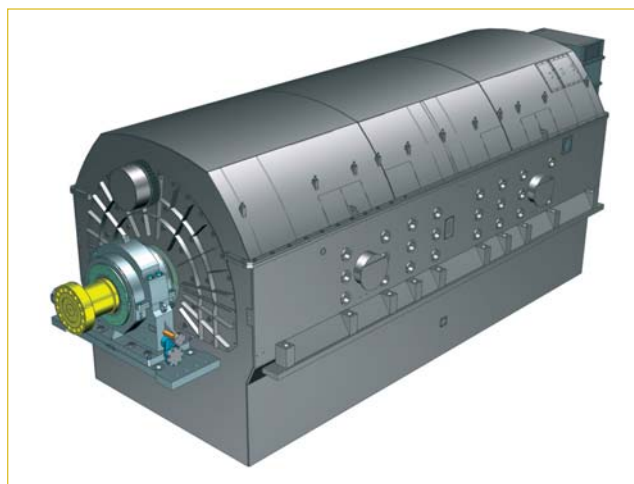


Figura 2 Versione TRX, vista lato accoppiamento

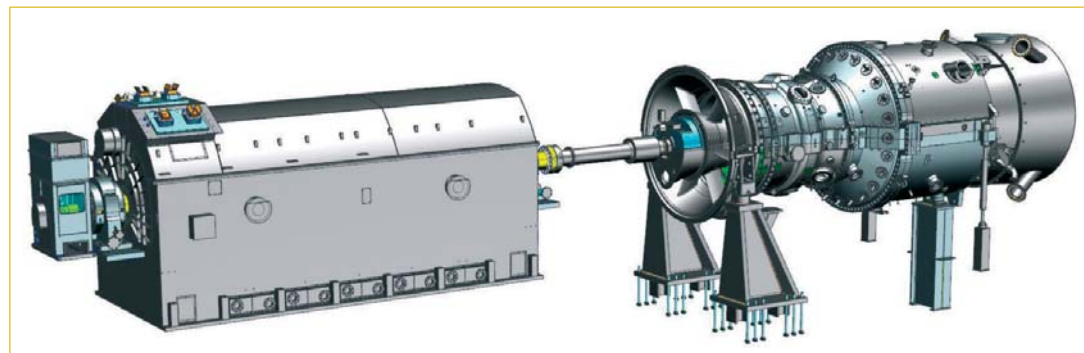


Figura 3
Generatore TRY-L63
accoppiato con Turbina
a gas AE94.3

modello di generatore come idoneo per il suo utilizzo, ad esempio il differente senso di rotazione implica, oltre alla marcatura terminali invertita, anche l'inversione, al montaggio, della direzione delle pale ventilatore sul rotore.

I punti salienti nella verifica di integrazione del TRY-L63 con la GT26 sono stati l'analisi approfondita della linea d'assi e del layout d'impianto.

La configurazione della turbina GT26 ha portato ad allungare l'estensione d'albero generatore lato accoppiamento, adeguando nel contempo il diametro della flangia e del collo cuscinetto ai requisiti della GT26.

450 MVA 50Hz/ 500 MVA 60 Hz THR-10-53

Ansaldo Energia sviluppò una propria serie di alternatori raffreddati in idrogeno con raffreddamento indiretto dell'avvolgimento statore e supporti a scudo negli anni '90 del secolo scorso.

A questa serie appartengono, tra l'altro, il generatore da 500 MVA - 550 MVA a 50Hz che è stato impiegato nei doppi accoppiamenti con

AE94.3 sino ad oggi e i generatori, accoppiati a turbina a vapore, installati a più riprese in Egitto nella chiusura di cicli combinati.

La serie THR-, declinata in differenti taglie a 50 e 60 Hz include un generatore da 450 MVA 17 kV a 50 Hz che, utilizzato a 60 Hz, eroga una potenza di 500 MVA a 20 kV. Le versioni 50 e 60 Hz sono identiche salvo nel rotore che, a 60 Hz, ha diverso avvolgimento rotore per via delle elevate forze centrifughe.

Questo generatore è idoneo per accoppiamento con GT26 e GT36S6 (versione a 60 Hz della GT36, il cui prototipo è stato recentemente testato in Svizzera).

Come per il generatore raffreddato ad aria TRY-L63, si è trattato di un adattamento relativo alla configurazione di installazione.

La nuova soluzione prevede supporti a cavalletto: il generatore è stato rinominato THR-10-53 per evidenziare la differente configurazione dei supporti.

Si sottolinea come gli adeguamenti costruttivi non ne pregiudicano l'utilizzo con turbina a gas AE94.3: due di queste unità sono infatti state fornite per la centrale in ciclo aperto di Mor-nagua Tunisia (figure 4 e 5).

Come nel caso del TRY-L63, il generatore è stato certificato mediante prove di tipo con presenza di terza parte e caratterizzazione della curva di capacità dello stesso in funzione della temperatura e della pressione idrogeno. Le prove effettuate hanno evidenziato un generatore con temperature degli avvolgimenti al di sotto dei valori garantiti confermando quindi le prestazioni attese, tali da coprire le turbine attuali ed i loro upgrade.

La vicinanza in condizioni IEC tra la targa del TRY-L63 e del THR-10-53 indica proprio la parziale sovrapposibilità di applicazione dei due generatori: a fronte di maggiori costi iniziali e delle problematiche relative alla gestione dell'idrogeno infatti, il generatore THR-10-53 offre maggiore capacità ad alta temperatura, coprendo anche nelle condizioni più gravose i possi-



Figura 4 Corpo centrale del generatore THR-10-53 imballato e pronto alla spedizione

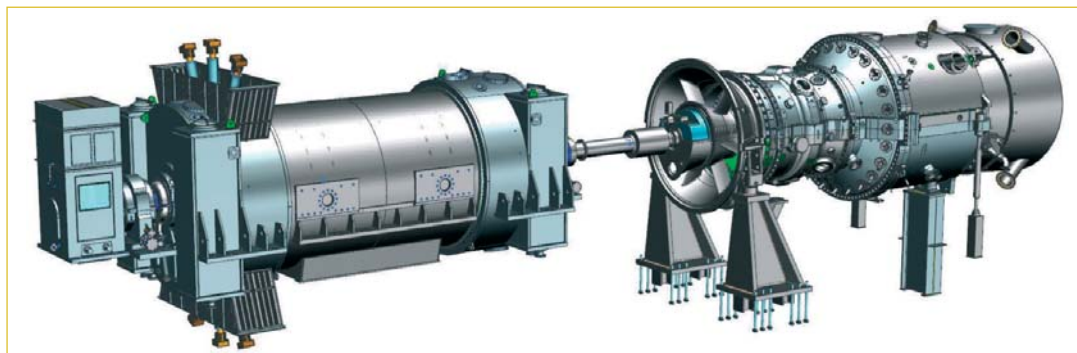


Figura 5 Generatore THR-10-53 accoppiato con turbina a gas AE94.3

bili output degli impianti con GT26/GT36S6 (figura 6 l'accoppiamento con GT26).

700 MVA 50Hz THR-12-65

La capacità realizzativa di Ansaldo Energia include da molti anni generatori di taglia superiore al GVA, sino a prima dell'integrazione però prestazioni superiori ai 600 MVA erano soddisfatte con generatori raffreddati ad idrogeno e acqua nell'avvolgimento statore.

Un generatore ad acqua statore porta con se un aggravio di costi rispetto ad un generatore solo in idrogeno: il progetto e la realizzazione della macchina sono più complessi ed è necessario aggiungere gli ausiliari relativi al circuito di raffreddamento e circolazione dell'acqua demineralizzata dell'avvolgimento statore.

Partendo dalla serie THR- si è deciso di sviluppare un unico modello di generatore in idrogeno, che potesse essere usato per l'applicazione delle seguenti configurazioni:

- a. GT26 più turbina a vapore in doppio accoppiamento
- b. AE94.3 più turbina a vapore in doppio accoppiamento
- c. GT36S5 in singolo accoppiamento

- d. Turbina a vapore, stand-alone o per cicli combinati 2+1 (2 turbine a gas e 1 a vapore) con GT36S5.

Questo modello risponde a tre requisiti chiave, validi per tutto il progetto di integrazione:

1. Modularità: un unico progetto che con minime differenze copra diverse configurazioni.
2. Rendimento: visto il costo del gas naturale in alcuni mercati così come le esigenze ambientali, l'alta efficienza è un requisito chiave.
3. Upgradabilità: le moderne turbine sono soggette ad aumenti di potenza non solo grazie all'aggiunta (normalmente in fase di commessa) di sistemi Fogging, chiller o, per il vapore, di post combustione, ma anche mediante sostituzione di parti (palette, bruciatori) durante attività di manutenzione negli anni successivi alla messa in servizio. Il requisito è che, a parte eventuali modifiche di impianto o ausiliari, gli upgrade non abbiano impatto sulla linea d'asse e sulle relative opere civili.

La base di partenza del progetto sono la serie THR, di cui questo modello fa parte, l'esperienza,

Figura 6
Generatore THR-10-53
accoppiato con turbina
a gas GT26

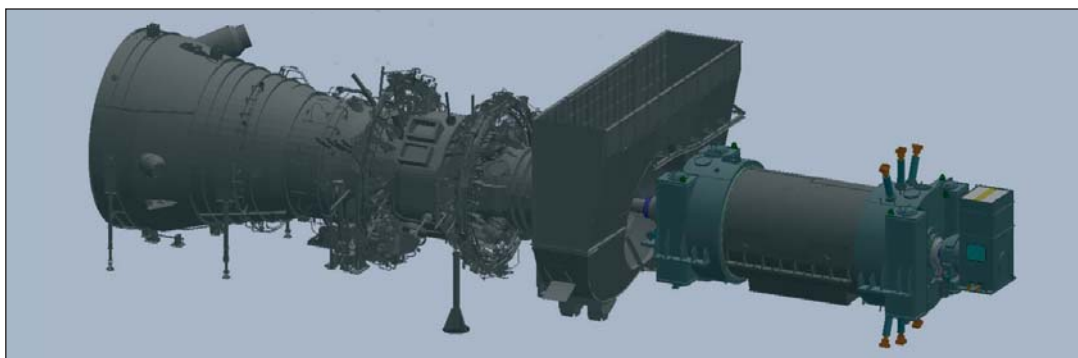
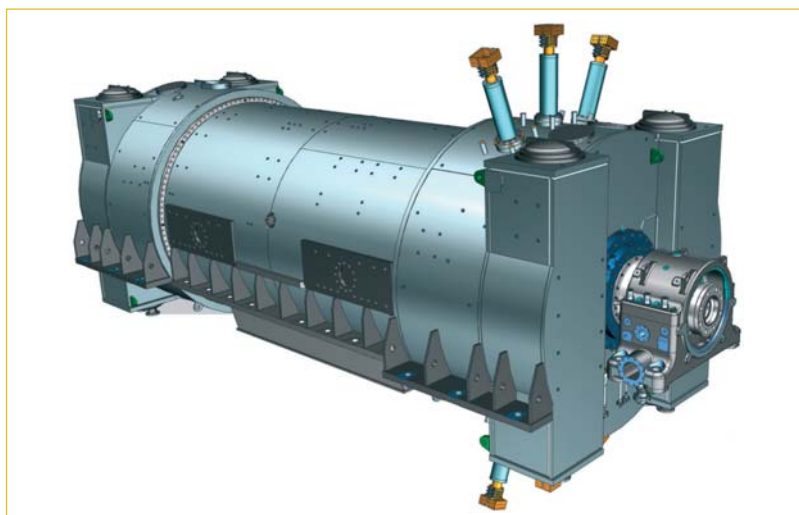


Figura 7
Generatore THR-12-65,
vista lato camera anelli -
soluzione per doppio
accoppiamento



anche di calcolo a elementi finiti, acquisita sui generatori THR, TRY-L56, TRY-L63 e i generatori in acqua statore che in passato coprivano queste prestazioni (sollecitazioni elettromagnetiche simili).

Il THR-12-65 (figura 7) ricalca il progetto dei generatori della serie THR: l'avvolgimento statore è raffreddato indirettamente con idrogeno mentre l'avvolgimento rotore e il pacco sono raffreddati direttamente. Lo schema di ventilazione è quello tradizionale con due ventilatori assiali, calettati sull'albero, il circuito di ventilazione è simmetrico rispetto a metà macchina, come mostrato in figura 8.

La carcassa è realizzata con robuste lamiere saldate, rinforzata da nervature anulari e chiusa alle estremità da due estensioni che alloggiano i quattro refrigeranti idrogeno. La carcassa è stata studiata, grazie agli elementi finiti per ottimizzare lo scambio termico con i refrigeranti, minimizzare la potenza necessaria ai ventilatori assiali e ridurre la trasmissione delle vibrazioni del pacco alla carcassa.

Lamierini magnetici al silicio con bassa cifra di perdita, isolati tra loro, compongono il pacco statore, ottimizzato per accompagnare il flusso magnetico radiale alle estremità ed evitare vibrazioni o surriscaldamenti localizzati.

L'avvolgimento statore, realizzato con barre in rame trasposte, è progettato per minimizzare le perdite per correnti circolanti dovute ai flussi dispersi e resistere alle sollecitazioni elettrodinamiche.

I terminali del generatore sono disposti tre nella parte superiore della carcassa e tre nella parte inferiore, dal lato opposto a quello dell'accoppiamento (principale). Questa morfologia costruttiva consente di installare il generatore in tutte le configurazioni previste.

Le differenze tra le diverse configurazioni compaiono sul rotore, composto da un unico fucinato per le soluzioni in singolo accoppiamento e da due fucinati, quello principale e uno secondario che alloggia gli anelli collettori per le soluzioni in doppio accoppiamento.

La sezione dell'avvolgimento rotore, formato da barre di rame forato a sezione rettangolare, raffreddato assialmente con idrogeno, è stato dimensionato, mediante calcolo agli elementi finiti, per minimizzarne le perdite ohmiche (su un generatore con rotore raffreddato direttamente ad idrogeno pesante, a carico nominale, circa per il 40% delle perdite totali).

Grazie all'ottimizzazione a elementi finiti, la spirale rotore ha una sezione del 25% superiore rispet-

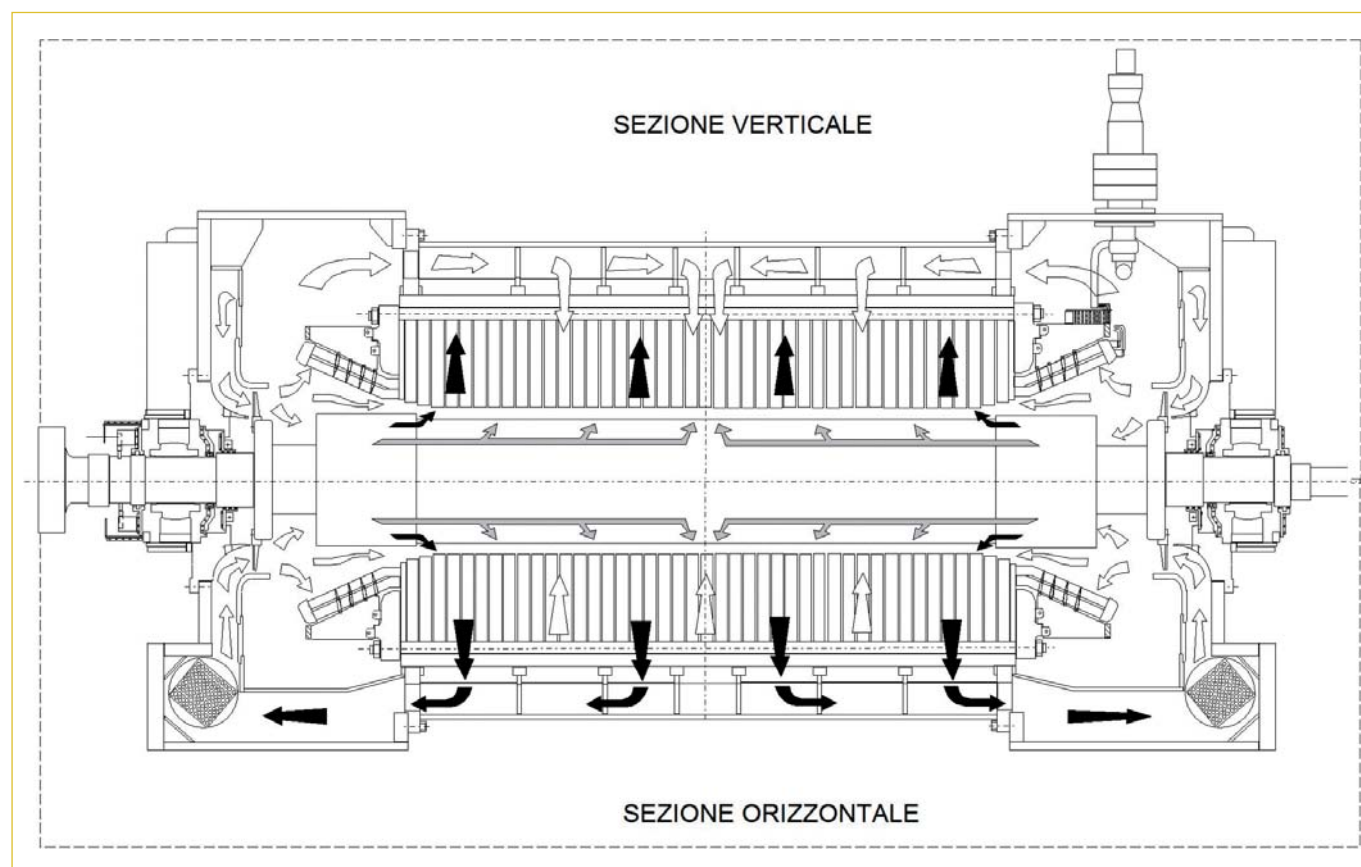


Figura 8 Tipico schema di ventilazione di un generatore della serie THR

to ai precedenti progetti raffreddati ad idrogeno.

I generatori THR-12-65 per doppio accoppiamento, di cui un esempio è visibile in **figura 9**, sono pensati per essere traslati insieme alle proprie fondazioni nel raro caso in cui sia necessaria un'estrazione rotore o in occasione delle revisioni generali (**figura 10**), dagli studi effettuati questa soluzione risulta conveniente in termini di costi di installazione e manutenzione.

Dal punto di vista della flessibilità di utilizzo il generatore è pensato per poter operare a diverse tensioni nominali (21-23 kV) e pressioni idrogeno, in accordo alle turbine accoppiate.

In **figura 11** è mostrato il THR-12-65 accoppiato con la turbina a gas in classe H, GT36S5.

950 MVA 50Hz WT25E-138

Questo è un adattamento di un modello esistente dove però, data l'anzianità del progetto (anni '80-'90, XX secolo), si è proceduto ad una serie di migliorie, seguendo quanto veniva contemporaneamente fatto sul THR-12-65, in ottica di aumento dell'efficienza e upgrade tecnologico, inclusa la capacità di funzionare con un elevato numero di avviamenti annui.

La WT25E-138, generatore raffreddato in idrogeno e acqua statore, nasce per gli accoppiamenti a turbina a vapore installati su cavalletto, il primo adattamento (**figura 12**) è stato la sua conversione per impianti a ciclo combinato in doppio accoppiamento (**figura 13**), replicando su di essa i concetti usati sui generatori in idro-

Figura 9
Linea d'assi GT26,
THR-12-65, turbina a
vapore (lunghezza totale
circa 54 metri)

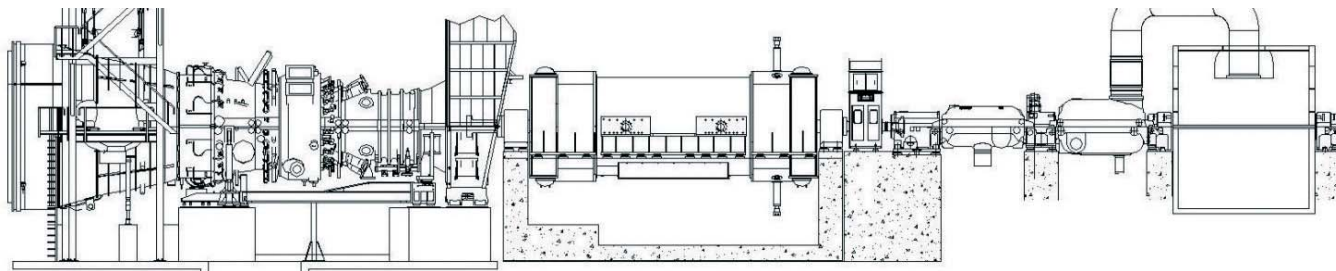


Figura 10
Schematico della traslazione
delle fondazioni
per estrazione rotore

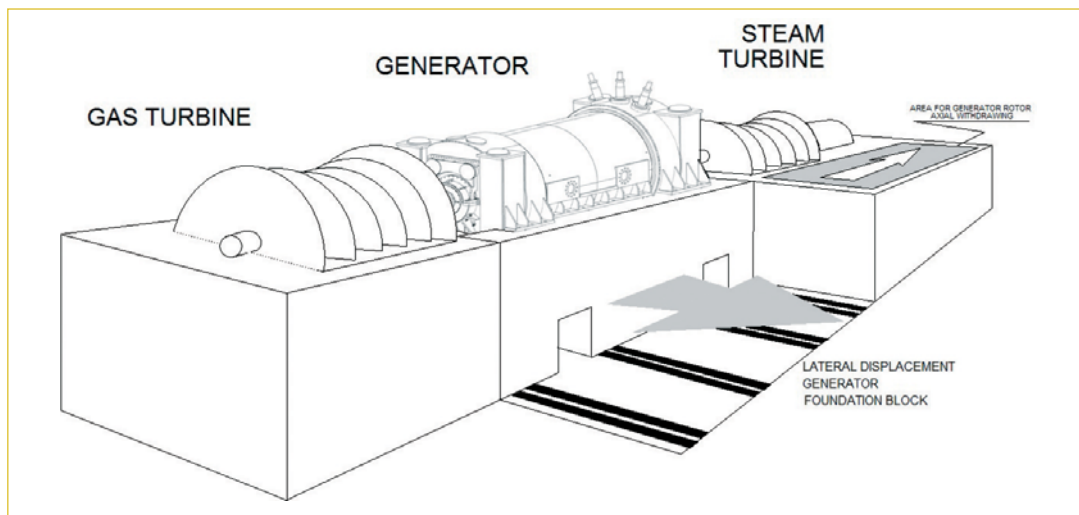
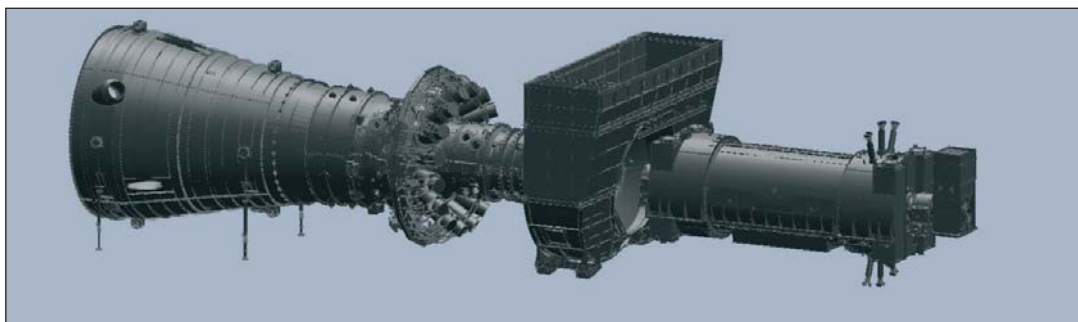


Figura 11
Generatore THR-12-65
accoppiato con turbina
a gas GT36S5



geno per doppio accoppiamento quali la disposizione dei terminali e il loro raffreddamento, diretto in idrogeno e non diretto ad acqua.

Come il THR-12-65 questo generatore è stato pensato guardando al futuro, per coprire, anche in condizioni estreme i possibili upgrade delle turbine a gas GT36S5, agendo su diverse tensioni, sino a 27-28 kV, e pressioni idrogeno, sempre a parità di hardware.

Il generatore WT25E-138 è, nelle condizioni IEC/CEI del modello originario, un generatore da più di 1 GVA di potenza di targa a 40°C idrogeno, le prestazioni dimensionanti visto l'esercizio particolare sono però diventate quelle ad alta temperatura idrogeno, sino a 60°C, possibili nei cicli combinati installati in siti con temperature ambiente intorno ai 50°C.

L'avvolgimento statore della WT25E-138 è raffreddato direttamente ad acqua demineralizzata mediante piattine in acciaio inox forate, disposte tra le piattine in rame dell'avvolgimento statore, il pacco statore è a raffreddamento diretto assiale in idrogeno e l'avvolgimento rotore è raffreddato direttamente in idrogeno.

Concettualmente un generatore con tutte le parti attive raffreddate direttamente ha sollecitazioni per unità di volume molto elevate, tali da penalizzarne i rendimenti; per ovviare a questo limite fisico siamo intervenuti su:

1. Riempimento cava statore con la massimizzazione della quantità di rame
2. Ottimizzazione del circuito di ventilazione dello statore, mediante studio agli elementi finiti sia dei fori assiali di ventilazione sia

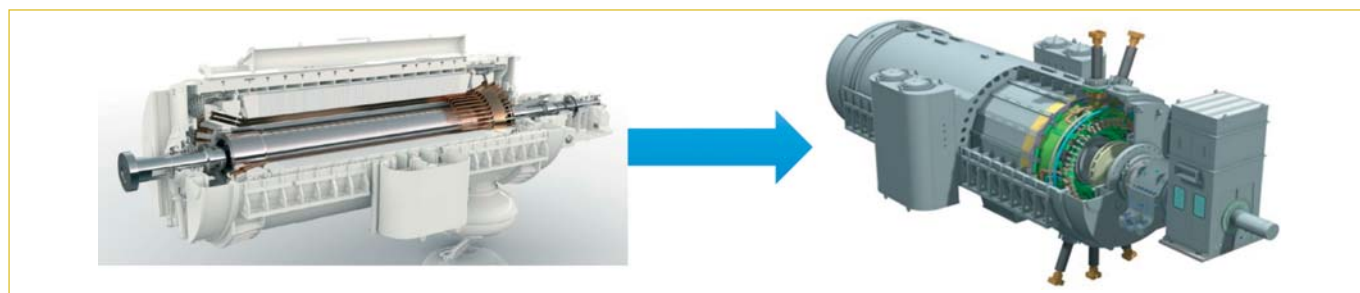


Figura 12 Adattamento della WT25E-138

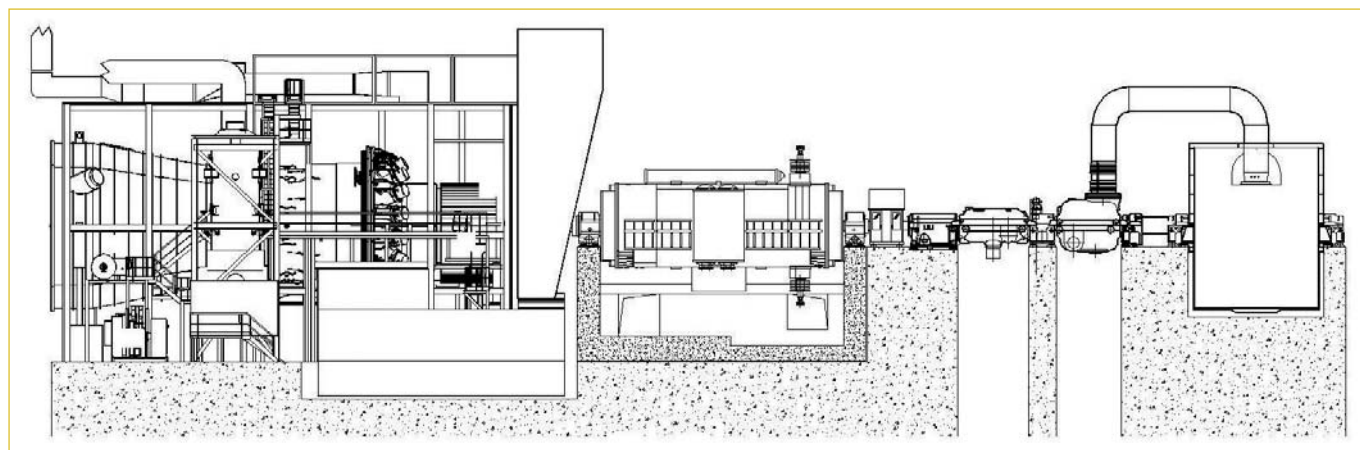


Figura 13
Linea d'assi GT36S5, WT25E-138 e turbina a vapore (lunghezza totale circa 64 metri)

Tabella 1 Confronto tra WT25E-138 originale e attuale per single shaft

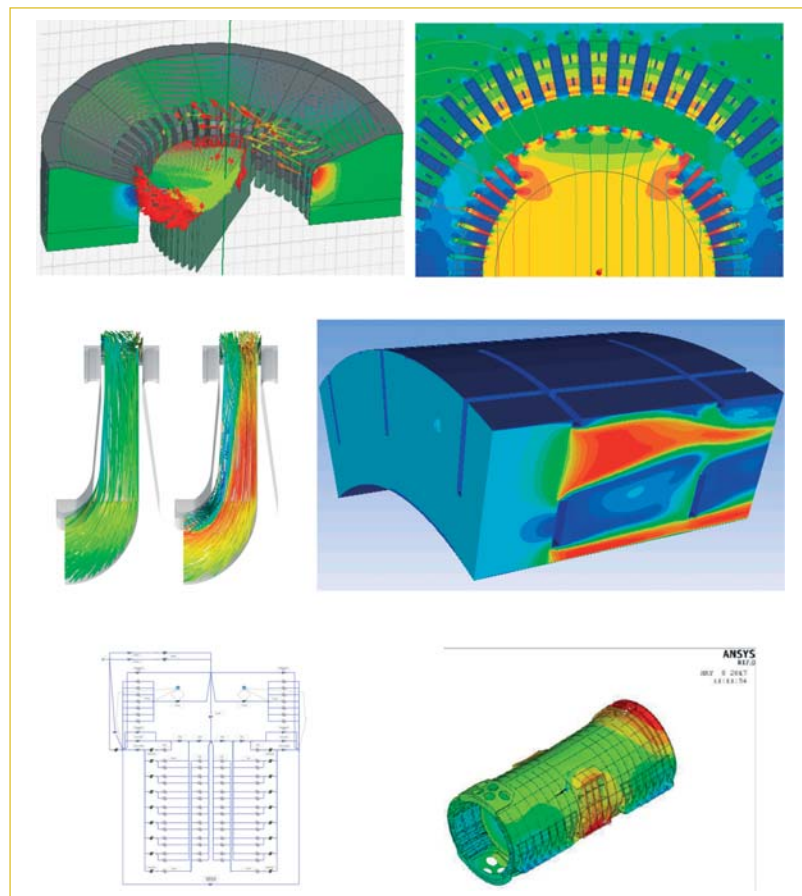
	WT25E-138 ORIGINALE	WT25E-138 ATTUALE
Potenza apparente [MVA]/cosfi	1080/0.85	950/0.85
Tensione [kV]	27	27
Temp. Idrogeno freddo [°C]	40	40
Classe di Isolamento	F	F
Classe di utilizzo dell'isolamento	B	B
Pressione assoluta nominale dell'idrogeno [kPa]	650	550
Rapporto di cortocircuito	0.42	≥ 0.5
Rendimento a 807.5 MW [%]	98.8	99.0

Figura 14

Pannello illustrativo
dei calcoli di verifica sulla
WT25E-138

di tutti i passaggi e gli ingressi idrogeno, con relativa armonizzazione delle temperature, sfruttando così un unico ventilatore radiale ottimizzato e a basse perdite.

3. Sezione rame rotore, procedimento analogo a quanto fatto sul THR-12-65.



L'aggiornamento del progetto ha richiesto anche la verifica e l'ottimizzazione delle estremità del pacco statore e la consueta verifica strutturale, sempre a elementi finiti della carcassa e del rotore.

I tool di calcolo commerciali, di rilevanza internazionale, utilizzati includono: ANSYS® Workbench, ANSYS® Maxwell, ANSYS® Icem CFD, ANSYS® Fluent, ANSYS® Turbo grid, Flownex® (tutti i marchi citati sono registrati dai rispettivi proprietari), ci si riferisca a **figura 14** quale pannello illustrativo, non esaustivo, dei calcoli effettuati.

CONCLUSIONI

In due anni, dal 2016 al 2018 sono stati sviluppati o adattati per le nuove turbine Ansaldo Energia cinque modelli di alternatore, diversi tra loro, ottimizzati in termini di flessibilità di accoppiamento e di utilizzo.

Le procedure di progettazione e ottimizzazione dei progetti sono estensibili a tutti i generatori prodotti da Ansaldo Energia, portando a un globale aumento del rendimento e delle performance della flotta di alternatori disponibili.

Rimane valido per ogni generatore accoppiato con turbina/e, se la configurazione di impianto lo consente (presenza di clutch e avviatore statico adeguatamente dimensionato), la possibilità di operare come compensatore sincrono, esigenza sempre più diffusa dato il continuo aumento di impianti di produzione da fonti rinnovabili connesse in rete.

La **tabella 2** riassume i modelli disponibili per il mercato a 50 Hz.

Tabella 2 Dati riassuntivi dei generatori oggetto di questo articolo

MODELLO	TRY-L63	THR-10-53	THR-12-65	WT25E-138
Potenza apparente [MVA]	420 - 440*	450	600 - 700	860 - 950
Tensione [kV]	21	17	22 - 23	26 - 27
Accoppiamento singolo	AE94.3 GT26 Turbina a vapore	AE94.3 GT26 Turbina a vapore	GT36S5 Turbina a vapore	Turbina a vapore
Doppio accoppiamento**	N.A.	N.A.	AE94.3 GT26 Turbina a vapore	GT36S5 Turbina a vapore
Tipologia/Temp. gas freddo [°C]	Aria, 40	H2, 40	H2, 40	H2, 40
Classe di Isolamento	F	F	F	F
Classe di utilizzo dell'isolamento	B	B	B	B
Pressione assoluta nominale dell'idrogeno [kPa]	N.A.	500	350 - 600	450 - 550
Sovrapressione aria possibile	Si, se richiesta dal carico	N.A.	N.A.	N.A.
Rapporto di cortocircuito	≥ 0.5	≥ 0.5	≥ 0.5	≥ 0.5
Rendimento [%] cosφ 0.85	98.8 - 98.7*	98.9	99.1 - 99.0	99.0

* con sovra-pressione 0.3 bar

** Nei doppi accoppiamenti è sempre presente un clutch lato turbina a vapore (dopo la camera anelli) per l'avviamento e/o il funzionamento in ciclo aperto

Un modello per lo studio dei Black-Start validato da una prova di riaccensione

Roberto Benato, Sebastian Dambone Sessa, Gianni Pedrazzoli, Francesco Sanniti Dipartimento di Ingegneria Industriale, Università di Padova
Gianluca Bruno, Giorgio Maria Giannuzzi, Luca Ortolano, Michele Poli, Roberto Zaottini Terna Rete Italia, Roma

L'articolo presenta un metodo di simulazione sviluppato da Terna in collaborazione con il mondo universitario, utile allo studio dei complessi fenomeni dinamici che si verificano nel sistema elettrico durante una ripartenza da blackout

Introduzione

Negli ultimi anni il rapidissimo incremento della generazione distribuita ha modificato drasticamente le modalità operative dei sistemi elettrici. Si sono affermate nuove esigenze in termini di osservabilità, raggiungibilità e controllo oltre che evidenziate criticità legate alla generazione e carichi controllati tramite inverter che provocano una diminuzione dell'inerzia totale del sistema, un differente comportamento dinamico dei carichi e, di conseguenza, delle regolazioni della rete. Per questi motivi, è intensa l'attività internazionale sia a livello normativo (ivi compresi i programmi nazionali di retrofit sulla generazione distribuita) sia operativo di adeguamento dei sistemi di difesa, controllo e regolazione alla nuova realtà di sistema. A tutto ciò si deve aggiungere anche il quadro complessivo dei cambiamenti climatici, che intensifica notevolmente l'incidenza e la violenza delle sollecitazioni ai sistemi elettrici.

Parimenti, oltre alle contromisure preventive e curative, si deve comunque disporre di strategie e piani di riaccensione adeguati al nuovo paradigma di sistema, in grado di consentire una ripresa del servizio nel modo più sicuro e tempestivo possibile in caso di disservizi più o meno estesi del sistema [1-4]. Conseguentemente, è

indispensabile adattare continuamente le strategie di riaccensione all'evoluzione del sistema elettrico, nonché agli sviluppi della rete, quindi effettuare studi e prove per approfondire e verificare il comportamento dei singoli impianti e del sistema nel suo complesso.

Le prove di riaccensione costituiscono lo strumento principale per verificare l'effettiva validità delle strategie di riaccensione. Grazie a questi test è possibile verificare che tutte le manovre previste siano eseguite correttamente [5] e al contempo verificare la bontà dei modelli matematici sviluppati. Le prove si eseguono tramite blackout controllati ed intenzionali sulle principali direttrici; le centrali elettriche coinvolte effettuano quindi tutte le procedure necessarie a ripristinare le normali condizioni d'esercizio sulle linee di trasmissione, ripristinando il funzionamento del sistema elettrico nel minor tempo possibile [4].

Lo studio dei risultati delle prove di riaccensione, gioca un ruolo fondamentale per l'aggiornamento e il miglioramento dei piani di riaccensione [6-13]. Accanto agli strumenti di analisi e di simulazione normalmente in uso presso Terna, utilizzati sia in sede di preparazione di una prova sia per lo studio e verifica ex post, si è avviato un progetto per la realizzazione di un ambiente esclusivamente dedica-

to alla simulazione delle prove di riaccensione tramite il software Matlab/simulink.

Tale ambiente complementare al simulatore della rete offre la possibilità di verificare, validare e modificare rapidamente la modellistica di sistema utilizzata per progettare le prove di riaccensione.

Per costruire un metodo in grado di replicare il sistema elettrico complessivo, l'aspetto teorico più interessante dal quale partire proviene dal mondo dei controlli automatici. È fondamentale studiare il funzionamento dei controlli di regolazione di frequenza e tensione che agiscono sui sistemi di regolazione della velocità e di eccitazione di tutti i gruppi di generazione. Il controllo di una singola unità di generazione risulta la combinazione di molti componenti in serie che devono interagire costantemente tra loro: trasduttori di velocità, regolatori di velocità, amplificatori di segnale, servomotori e valvole di regolazione nel caso di gruppi di generazione termoelettrici o idroelettrici. La complessità di un sistema di regolazione, evidenzia la necessità di un primo modello semplificato che riproduca i dati sperimentali con buona approssimazione. Il primo modello semplificato dev'essere successi-

vamente rifinito, approfondendo i diversi aspetti trascurati nel precedente in modo che i risultati dimostrino un'ottima congruenza con i dati ottenuti da misure sperimentali.

La prova di riaccensione

In questo capitolo è descritta la prova di riaccensione a partire dalla quale è iniziato lo studio per la costruzione del modello e sulla base della quale si sono verificati sperimentalmente i risultati del modello simulato [5, 14]. Nel caso specifico non si è considerata la regolazione di tensione in quanto poco rilevante in relazione all'entità dei carichi nonché alle suscettanze e alle reattanze della rete in gioco. Sono state interessate dalla prova porzioni di rete a 380, 220 e 132 kV (figura 1 e 2), diversi carichi di tipo distribuito e due centrali di generazione idroelettrica (figura 1 e 3) e termoelettrica (figura 1), elementi con il ruolo più importante durante il ripristino di un sistema elettrico. La sequenza di manovre effettuata durante la prova per ripristinare le normali condizioni di esercizio si è dimostrata essere in linea con le procedure standard ricavate dalle più importanti esperienze di blackout reali [15-17]. La prova è stata articolata in 5 fasi, che si possono ricostruire dalle misure di fre-

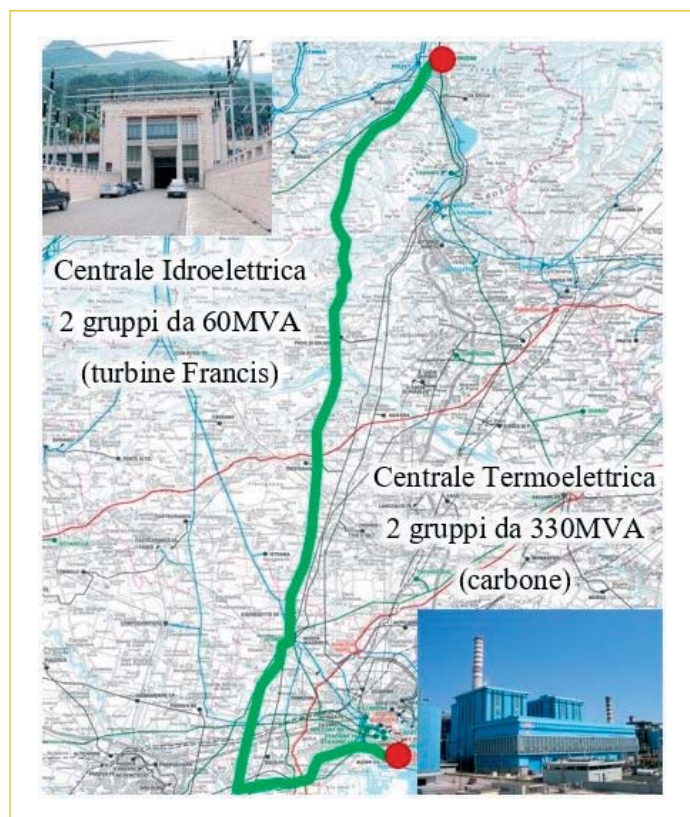


Figura 1 Area geografica e centrali elettriche coinvolte dalla prova di riaccensione

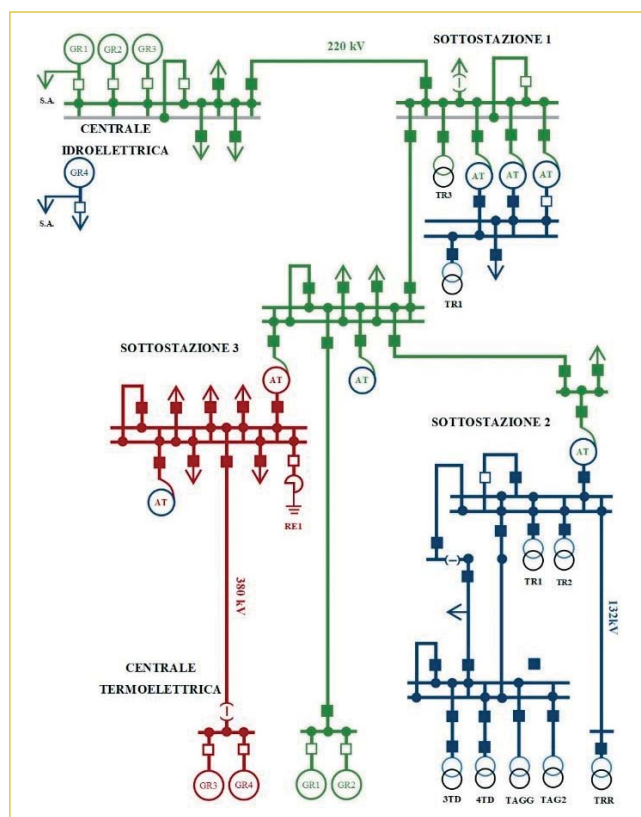


Figura 2 Schema semplificato della direttrice di riaccensione

quenza e potenza rappresentate in **figura 4**:

1. Alle 7:00 la centrale termoelettrica si è portata a lavorare a regime ridotto, uscendo dal sistema di programmazione automatica dei piani di produzione. La stazione è stata scollegata dal sistema elettrico nazionale (simulazione Blackout) portandosi in una condizione di rifiuto del carico, garantendo al contempo l'alimentazione dei propri servizi ausiliari.
2. Alle 8:00 l'alimentazione esterna dei servizi ausiliari è stata resa indisponibile in tutte le cabine primarie. In queste condizioni, le stazioni hanno eseguito tutte le manovre necessarie a isolare la direttrice di ripartenza da blackout dal resto della rete elettrica nazionale.
3. Alle 8:45 sono stati fermati tutti i gruppi di produzione della centrale idroelettrica; sia le sbarre che i sistemi ausiliari di centrale sono stati scollegati dalla rete di trasmissione nazionale, per simulare una ripartenza in condizioni di blackout totale.
4. La quarta fase è iniziata, nello stato di blackout, con l'avvio di due gruppi della centrale idroelettrica mediante una turbina Francis da 300 kW (**figura 3**) riservata all'alimentazione di emergenza dei sistemi ausiliari. Una volta raggiunta la velocità nominale, con la chiusura

dell'interruttore del primo gruppo (in lancio tensione) è stato possibile eseguire con successo l'energizzazione della direttrice di ripartenza. Dopodiché è stato possibile chiudere l'interruttore del secondo gruppo mediante controllo di parallelo. Per consentire successivamente alla centrale termoelettrica di immettere produzione in rete (carico antimotorizzazione) all'atto del suo parallelo con la rete in isola, sono stati connessi gradatamente alla direttrice di riaccensione circa 40 MW di carichi distribuiti. La quarta fase si chiude con il parallelo tra centrale termoelettrica e la direttrice di riaccensione.

5. La prova si è infine conclusa con il parallelo tra la direttrice di riaccensione e il resto della rete di trasmissione nazionale.

Regolazione primaria e secondaria di frequenza

Controllo di frequenza durante la riaccensione

Le escursioni di frequenza in un sistema elettrico dovrebbero essere il più contenute possibile, per garantire il corretto funzionamento delle unità di generazione, dei carichi connessi e di tutti gli elementi di rete. Frequenza e potenza attiva sono infatti grandezze strettamente collega-

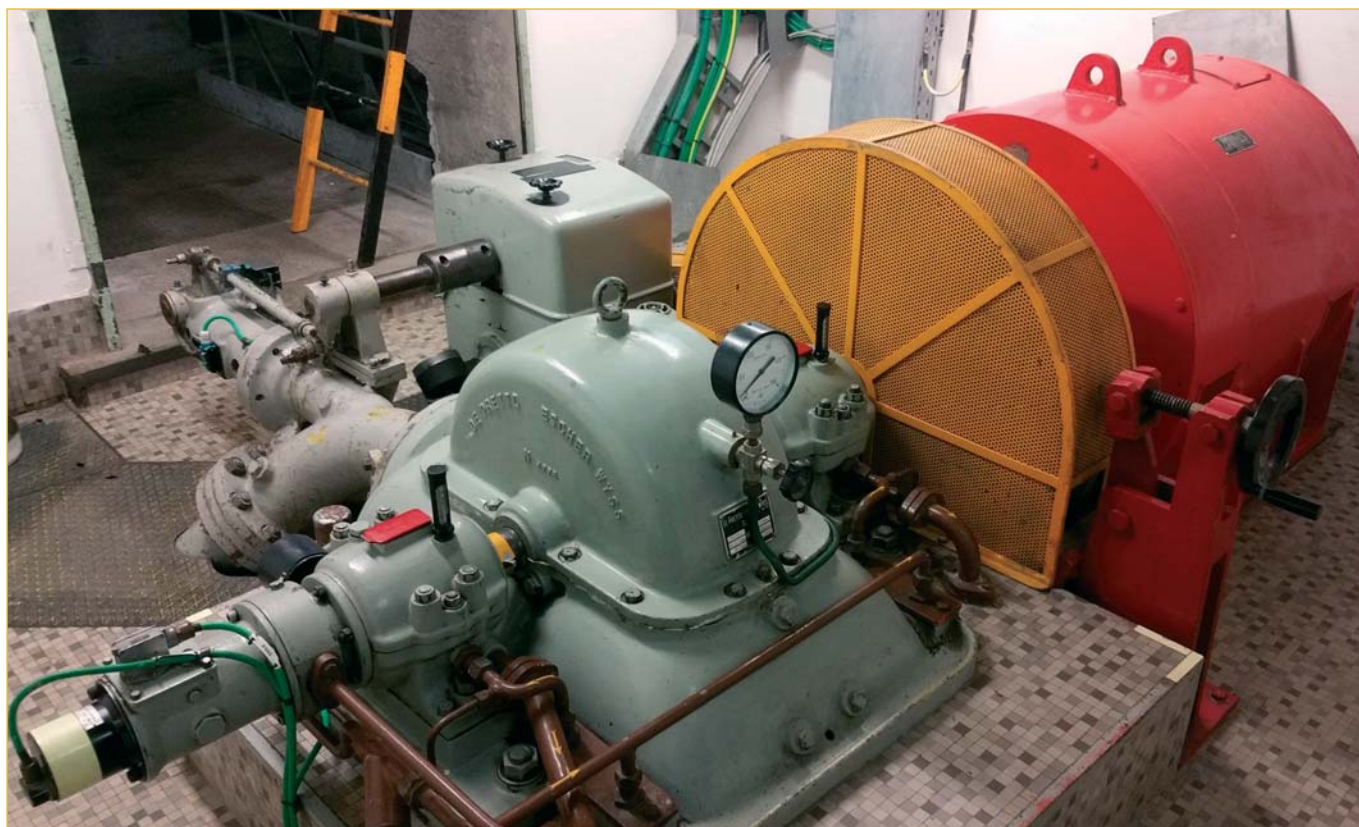


Figura 3 Gruppo di emergenza riservato alla rialimentazione dei servizi ausiliari all'interno della centrale idroelettrica

te: sia le unità generatrici rotanti che i carichi presentano una dipendenza della potenza prodotta o assorbita in funzione della frequenza di rete, a causa di una stretta correlazione con la velocità meccanica [18-25]. La regolazione di frequenza/velocità di un'unità produttiva può essere considerata suddivisa in tre diverse tipologie. La regolazione di frequenza primaria assicura a seguito di un disturbo (perdita di produzione, aumento/diminuzione del carico) una variazione della potenza generata in contrasto con la variazione di potenza determinata dal disturbo al massimo in 30 s, senza però ripristinare la frequenza nominale (errore statico di frequenza).

Lo scopo della regolazione secondaria è quello di riportare la frequenza di un sistema al suo valore nominale, ripristinando il margine di produzione asservito alla regolazione primaria garantendo lo scambio prefissato con le altre reti. Questo tipo di regolazione agisce dopo un disturbo sul varia-giri delle unità di produzione modificando i livelli di potenza attiva erogata, con tempistiche d'intervento di alcuni minuti [19-21]. Durante le fasi di ripristino successive a un blackout, la funzione di regolazione secondaria tele-gestita dall'operatore di sistema a livello nazionale non è applicabile poiché il sistema non è più presumibilmente integro e la centrale coinvolta nelle manovre di ripristino è parte di un'isola elettrica autonoma. Per questo motivo, le centrali elettriche in grado di effettuare il "black-start" ed in generale tutte le centrali termoelettriche e idroelettriche di taglia superiore a 10 MW in accordo con l'Allegato A15 al Codice di Rete

devono implementare un regolatore Integrato Locale di Frequenza (ILF). Il suo scopo è quello di agire localmente sul livello di produzione di un'unità produttiva, riportando automaticamente l'errore tra la frequenza nominale e quella reale al di sotto di un valore prestabilito.

Lo scopo della regolazione terziaria è infine quello di ripristinare il margine di produzione asservito alle regolazioni.

Sviluppo del modello

Il lavoro di costruzione del modello risulta più semplice se effettuato in due stadi. Inizialmente si ottiene un modello semplificato di ogni impianto di generazione preso singolarmente. Il passo successivo consiste nell'unire in un modello completo i sistemi di regolazione delle singole centrali precedentemente costruiti. Così facendo è possibile simulare la reale interazione tra i controlli di frequenza di tutte le unità produttive partecipanti alla riaccensione, tenendo in considerazione gli istanti di entrata in servizio dei gruppi rotanti e dei relativi controlli di frequenza primari e ILF nonché gli interventi manuali dell'operatore sui regolatori di velocità [26-31].

Modello di regolazione di un singolo impianto

In merito all'impianto idroelettrico, si è osservato che i sistemi di regolazione di frequenza sono intervenuti ripartendo equamente la potenza richiesta tra i gruppi in funzione. Ciò ha consentito di introdurre in prima approssimazione una semplificazione in quanto si è potuto fare ricorso al modello di una singola macchina di

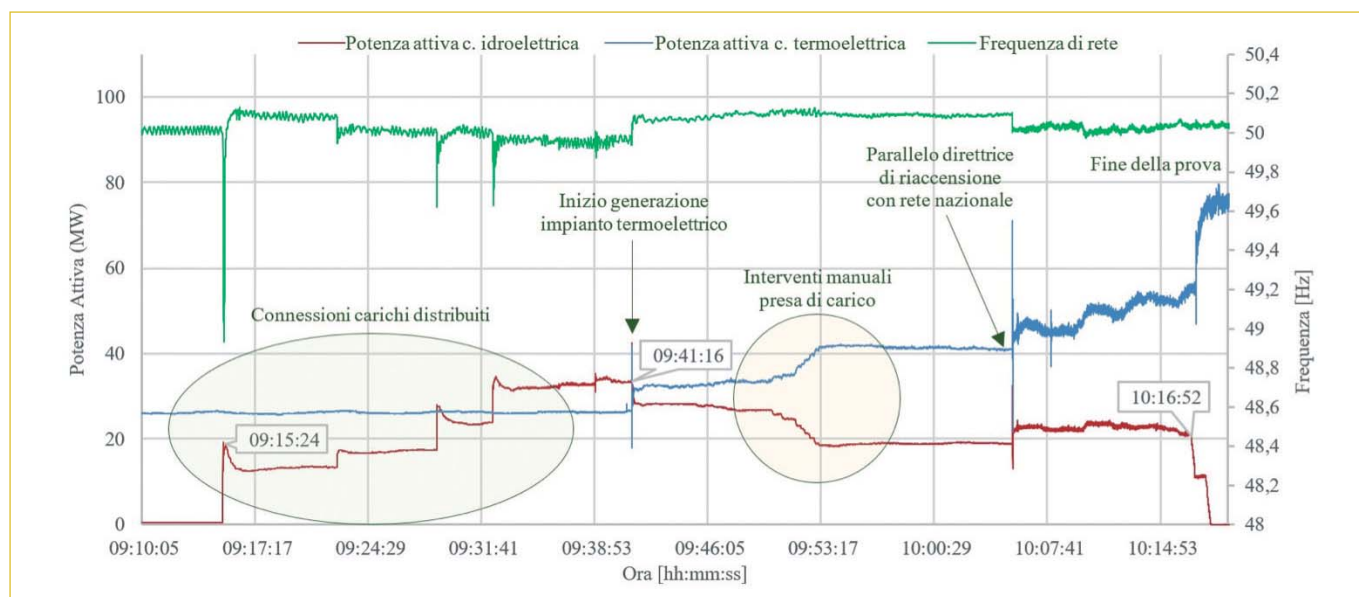


Figura 4
Frequenza di rete e flussi di potenza misurati durante la prova di riaccensione (dagli andamenti si identificano le diverse fasi del test)

dimensioni doppie, anziché considerare la presenza di due gruppi distinti (nel modello finale si è invece preferito rappresentare ciascun singolo gruppo). La regolazione di frequenza è stata quindi modellizzata con un classico controllo ad anello in retroazione. Come disturbo, è stato inserito l'andamento della potenza attiva fornita in rete, registrata durante la prova presso la centrale idroelettrica. La regolazione di frequenza primaria e ILF costituiscono due controlli in retroazione funzionanti in parallelo. La modellizzazione della funzione di regolazione primaria è stata fatta a partire dai valori estratti dagli schemi tecnici di centrale. Nella modellizzazione della funzione dell'ILF si è tenuto conto della banda morta (stabilita tra 49,9 e 50,1 Hz), in cui il regolatore arresta la sua azione di integrazione dell'errore di frequenza e del ritardo introdotto dal sistema di controllo del distributore.

Modello finale

Dopo aver costruito il modello della singola centrale idroelettrica, si è seguito lo stesso procedimento per l'unità termoelettrica. È interessante osservare come la struttura del modello funzioni molto bene per entrambe le centrali, come conseguenza del buon coordinamento tra gli omologhi sistemi di regolazione della frequenza. I sistemi di regolazione delle due unità produttive sono stati inseriti in un unico più grande modello, per osservarne le interazioni. È stato quindi necessario suddividere i contributi dei singoli gruppi di generazione, dotando il modello di un sistema di comando per gestire la connessione differita dei gruppi coinvolti.

Un'ulteriore differenza tra il modello finale e quello della singola centrale consiste nel bisogno di far variare l'inerzia totale del sistema in funzione del numero di elementi rotanti istantaneamente connessi.

Il modello finale include gli schemi a blocchi dei sistemi di regolazione di frequenza delle due centrali partecipanti alla prova, un sottosistema dedicato alla rappresentazione dell'inerzia rotante complessivamente connessa alla direttrice di riaccensione, un sottosistema in cui sono inserite tutte le logiche di comando per temporizzare la connessione dei gruppi e un ultimo blocco con rappresentati tutti gli interventi manuali di presa di carico eseguiti dagli operatori della centrale termoelettrica. I risultati della simulazione mostrano un netto miglioramento rispetto ai risultati dei modelli precedenti, dovuto sia all'introduzione della variazione dinamica dell'inerzia rotante sia al differente contributo dei due sistemi di regolazione interfacciati.

Descrizione dettagliata

La panoramica completa del modello finale è rappresentata in **figura 5**. Tutte le funzioni principali sono state raggruppate in sottosistemi separati, al fine di mantenere ogni contributo visibile. Il sottosistema TF1 comprende tutti gli interventi manuali di presa di produzione eseguiti dagli operatori dell'impianto termoelettrico. Nel blocco TF1 ci sono otto blocchi sorgente, che rappresentano ciascun intervento sotto forma di gradini o rampe di produzione. Anche se incluso nel sottosistema TF1, un blocco costante rap-

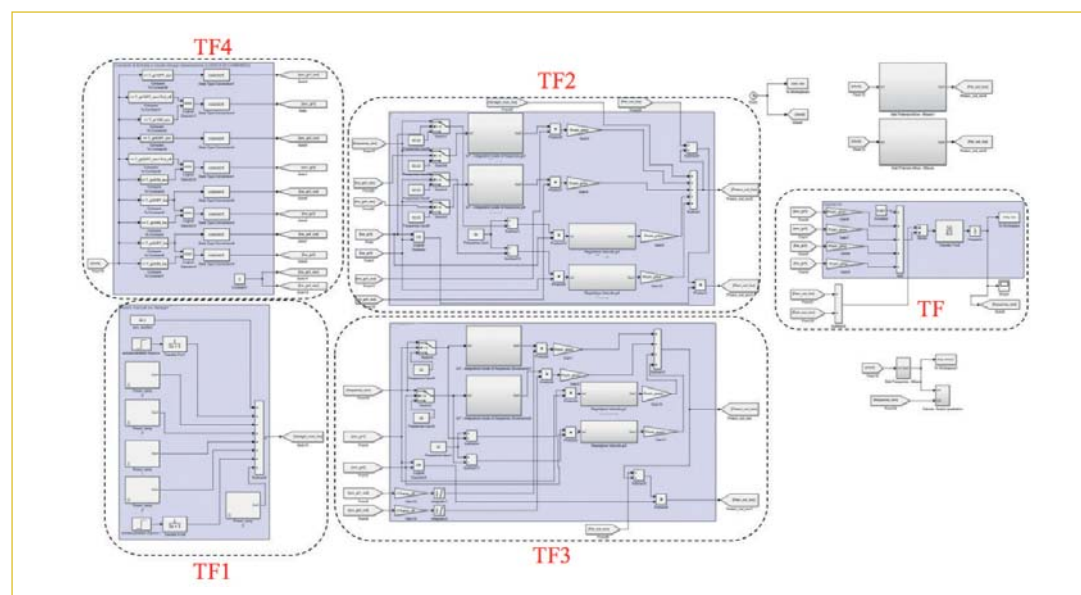


Figura 5
Schema a blocchi del modello finale in MATLAB/Simulink (del test)

presenta l'assorbimento di potenza dei sistemi ausiliari della centrale termoelettrica. Questo blocco è fondamentale poiché, per la durata del test, questo impianto non è stato fermato, ma mantenuto in condizione di rifiuto del carico. I due sottosistemi centrali TF2 e TF3 rappresentano il vero e proprio cuore del modello. Il primo descrive il controllo in retroazione della centrale termoelettrica, mentre il secondo quello dell'idroelettrica. I sistemi di regolazione delle due centrali sono simili: le uniche differenze sostanziali sono dovute alla diversa taratura dei regolatori e ai blocchi che rappresentano la dinamica dei componenti meccanici di regolazione. All'interno di ciascun sottosistema, ci sono due

blocchi che simulano la regolazione primaria di ciascun gruppo e due blocchi che eseguono la regolazione ILF.

Nel sottosistema TF4 sono inserite tutte le logiche di comando che determinano l'entrata e uscita di ogni gruppo dal parallelo. Ogni impianto produttivo ha partecipato al test con due dei suoi gruppi di generazione che sono stati collegati e scollegati dalla rete in istanti diversi. Dalle misurazioni compiute da Terna Rete Italia e dalla relazione tecnica della prova di riaccensione, si sono ricavate le tempistiche esatte di manovra da includere come dati di input in TF4. Il sottosistema TF5 rappre-

Figura 6
Confronto tra andamenti di potenza attiva simulata e misurata, erogata da a) centrale idroelettrica e b) centrale termoelettrica

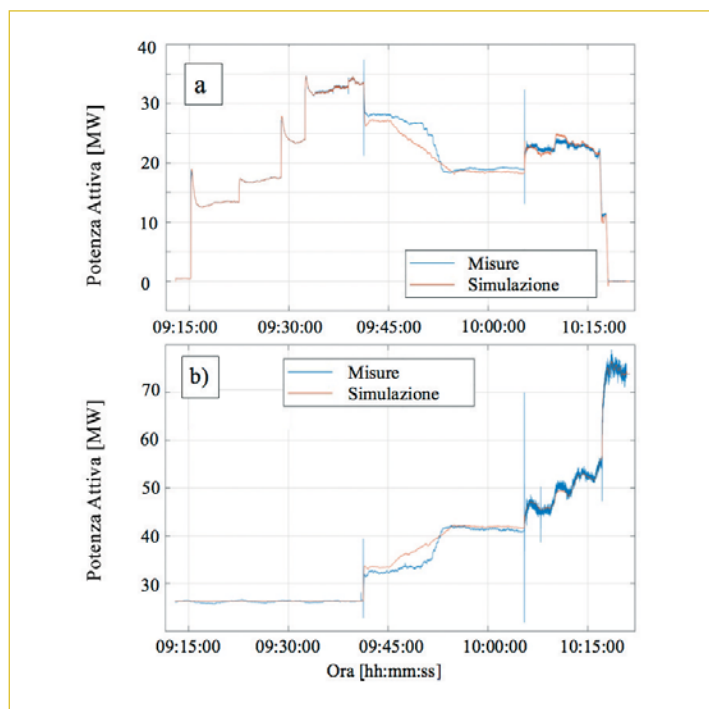
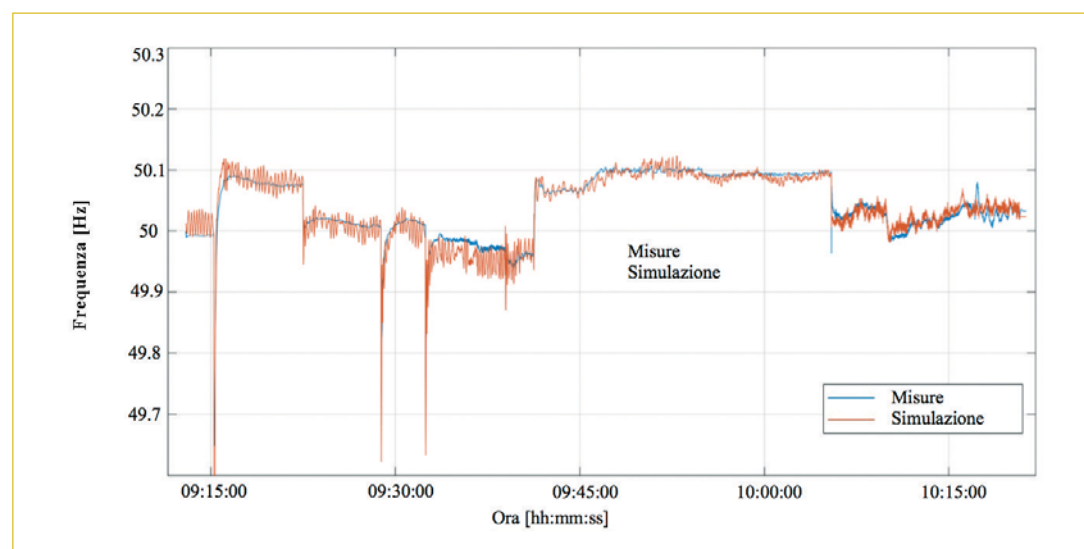


Figura 7
Confronto degli andamenti simulate della frequenza di rete con le misure effettuate durante la prova di riaccensione



senta l'inerzia rotante totale del sistema, ricevendo i valori della potenza meccanica in uscita dai sottosistemi TF2 e TF3, insieme ai valori di potenza attiva erogata dalle centrali nella rete. Questi ultimi dati provengono dalle misurazioni effettuate durante la prova. I blocchi rimanenti esterni ai sottosistemi descritti, sono delle funzioni di monitoraggio e analisi dei risultati per verificare la corrispondenza dei risultati della simulazione con i dati di misura reali. Le grandezze monitorate più interessanti dal punto di vista analitico sono la frequenza di rete, la potenza attiva fornita dalla centrale idroelettrica e quella fornita dalla centrale termoelettrica (come già mostrato in **figura 4**).

Risultati

Il confronto tra l'andamento della frequenza di rete simulato e quello misurato è mostrato in **figura 7**. Con la sovrapposizione dei due diagrammi è subito dimostrata l'efficacia del modello Simulink finale. Oltre all'andamento della frequenza di rete, la simulazione fornisce anche il livello di potenza attiva erogata da ogni impianto di generazione (**figura 6**). Questo secondo (e non meno importante) risultato conferma come le unità di generazione connesse si dividano tra loro la totalità della potenza attiva richiesta dai carichi. Similmente alla frequenza, anche il confronto tra le curve di potenza attiva erogata da simulazioni e misure presentano un errore trascurabile. Solo intorno alle ore 9:45 si nota una sostanziale discrepanza, orario in cui gli operatori della centrale termoelettrica hanno agito manualmente sul regolatore, comandando una presa di carico. Nella simulazione questo evento è rappresentato da una rampa di poten-

za mentre, nella realtà, questi comandi sono stati impartiti con tempistiche del tutto arbitrarie. L'approssimazione è tuttavia consentita dal momento che al termine della presa di carico, gli andamenti di potenza attiva delle simulazioni e delle misure tornano a coincidere.

Gli autori hanno eseguito molti altri confronti tra simulazioni e misure reali (qui non riportati per brevità), sempre riscontrando un'ottima corrispondenza tra i valori. Questi strumenti hanno permesso di studiare approfonditamente i valori di input e output di ciascun sottosistema del modello. È stato possibile osservare non solo le dinamiche delle singole unità, ma anche i contributi separati dei sistemi di controllo della regolazione primaria e ILF di ogni gruppo di generazione.

Considerazioni sui risultati

Da un'analisi dei risultati della sezione precedente, si sono tratte le seguenti considerazioni.

Risonanze di condotta

Osservando l'andamento della frequenza di rete, si nota l'assenza di alcuni disturbi presenti invece nelle misure. Questo è dovuto a un'approssimazione semplificativa nella costruzione del modello della centrale idroelettrica. Tali disturbi nascono dalle onde di pressione che creano delle risonanze all'interno delle condotte forzate e dei pozzi piezometrici. Questa ipotesi è stata confermata mediante misure con sonde di pressione installate alla base delle condotte forzate (**figura 8**): il valore di pressione, idealmente costante, presenta due disturbi sinusoidali sovrapposti con periodi rispettivamente di 15 s e

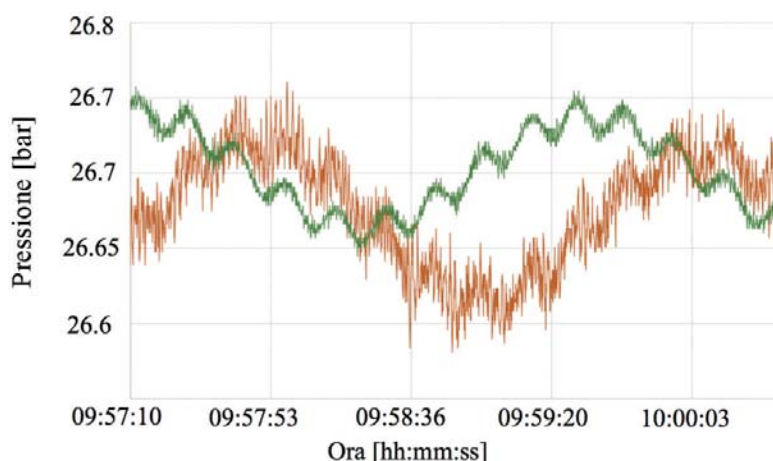


Figura 8
Pressioni misurate alla base delle condotte forzate della centrale idroelettrica

150 s ($f = 0,07-0,007$ Hz). I disturbi di tipo sinusoidale sulla reale frequenza di rete sono la diretta conseguenza di questo fenomeno, sebbene non costituiscano un problema per la stabilità del sistema [32-34].

Prontezza di regolazione dell'ILF

Il modello di regolatore ILF ha mostrato una discrepanza tra la funzione di trasferimento teorico di integratore puro e quella realmente implementata, come evidenziato dal diagramma di Bode in figura 9. Secondo la teoria dei controlli automatici, la funzione di trasferimento per rappresentare un regolatore ILF è descritta da (1).

$$G_{ILF}(s) = \frac{K_I}{s} G_v(s) G_d(s) \quad (1)$$

Teoricamente, la costante integrale K_I dev'essere tarata per far rientrare la frequenza di taglio dell'ILF intorno a 10^{-2} rad/s (figura 9).

La costante K_I identificata, risente di una serie di affinamenti operati in centrale per garantire l'opportuna reattività del gruppo interfacciato con un sistema fisico reale; pertanto si è riscontrata una frequenza di taglio del regolatore prossima a 10^{-1} rad/s. Il reale valore di K_I è stato ricavato in due modi: a partire dagli schemi di progetto del regolatore di centrale e con un metodo computazionale iterativo, con cui si è trovata la migliore corrispondenza tra misure e simulazione variando la costante K_I . La risposta dell'ILF reale è decisamente più reattiva rispetto

alla risposta teorica (figura 10) [35, 36]. In ogni caso, nonostante questa reattività non sia causa d'instabilità, non è da escludere la presenza di fenomeni di *overshoot* o *undershoot* durante i transitori di frequenza successivi a una presa o una perdita di parte del carico di sistema. La figura 11 mostra una situazione ipotetica in assenza del regolatore ILF: gli scostamenti di frequenza dal valore nominale sarebbero tali da non rendere possibile la riconnessione tra la direttrice di ripartenza funzionante in isola di carico e il resto della rete di trasmissione nazionale (eccessivo scorrimento tra le reti). La presenza dell'ILF si dimostra essenziale poiché rende possibile la sincronizzazione della rete in isola con il resto della rete nazionale mediante la chiusura dell'interruttore che consente la connessione tra le due reti.

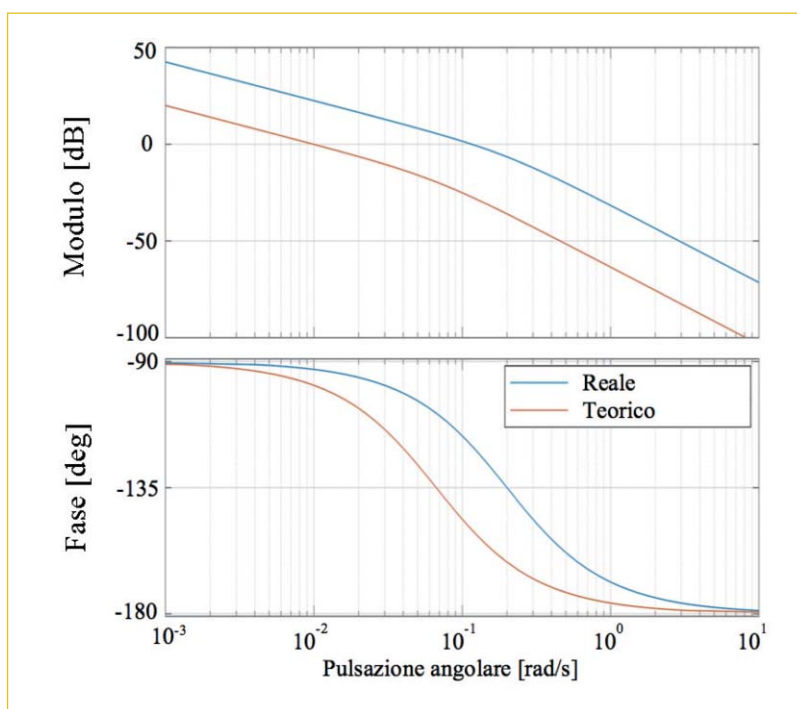
Statismo elevato

Il grado di statismo della centrale termica è risultato superiore a quanto riportato in letteratura [18] per punti di funzionamento tipici (potenza generata prossima a quella nominale) ma coerente con il punto di funzionamento a minimo carico.

Comportamento dei carichi di tipo distribuito

Un'interessante considerazione è fatta a partire dall'andamento del carico sotteso ai trasformatori di distribuzione durante i primi secondi successivi alla connessione con la direttrice di riaccensione. La potenza attiva assorbita sale in-

Figura 9
Diagramma di Bode del regolatore ILF con valori di taratura teorici e reali



fatti fino ad arrivare al 120% del suo valore a regime (figura 12). In alcuni casi può addirittura arrivare fino al 170 %. Questo fenomeno ben conosciuto dal gestore della rete nazionale, si verifica in conseguenza alla rialimentazione dei carichi in quanto negli istanti iniziali il fattore di contemporaneità aumenta. Tale assorbimento va tenuto in considerazione nelle simulazioni in

quanto incide nel transitorio di sottofrequenza.

Negli istanti successivi, inoltre, la potenza prelevata dalla rete scende ulteriormente, per effetto della Generazione Distribuita che si riconnette automaticamente alla rete stessa. Questo fenomeno deve essere attentamente valutato in sede di progetto di una prova di riaccensione: la potenza assorbita dai trasformatori di distribu-

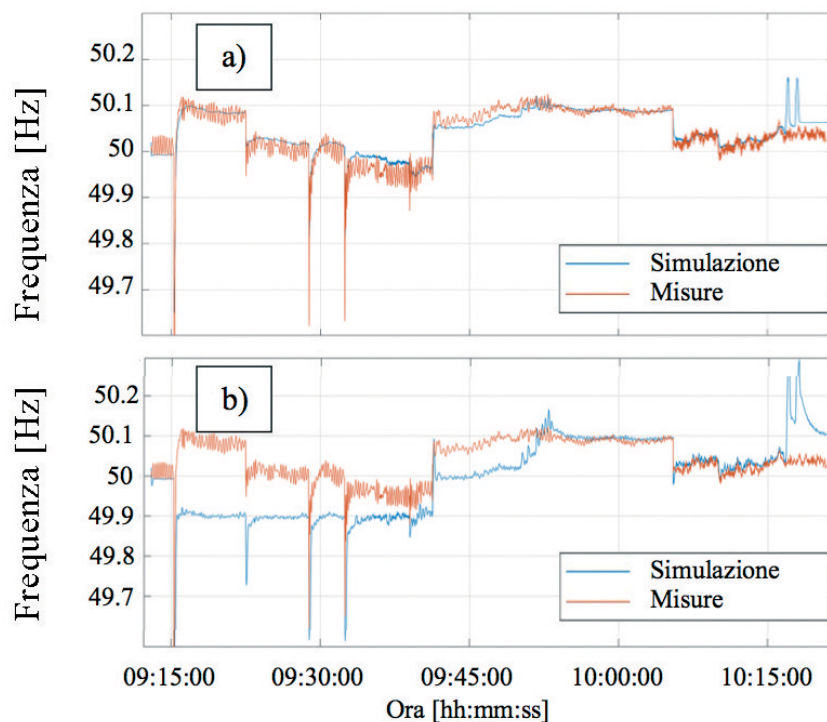


Figura 10
Confronto tra andamenti misurati e simulati implementando a) il regolatore di frequenza reale e b) un regolatore tarato secondo i valori teorici derivati dalla letteratura

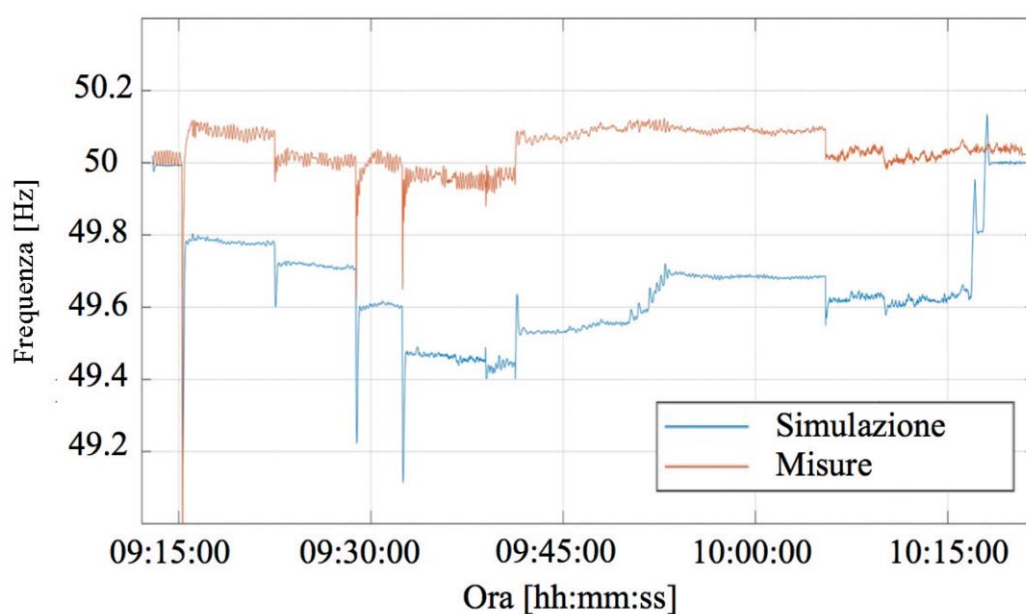


Figura 11
Andamento della frequenza di rete in assenza del regolatore ILF

zione, invece di stabilizzarsi dopo il primo picco di assorbimento iniziale, continua a decrescere in modo non lineare. Le unità di generazione distribuita, infatti, cominciano a erogare in rete non appena le condizioni di tensione e frequenza tornano ai valori nominali, senza la necessità di un consenso da parte dell'operatore di sistema. Il livello di difficoltà in sede di progettazione della sequenza di riaccensione aumenta ulteriormente se si pensa che talune fonti primarie della generazione distribuita (es. fotovoltaico) seguono eventi meteo che presentano valori differenti durante le varie ore del giorno.

Per questo motivo è fondamentale che l'operatore di sistema sia a conoscenza della quantità esatta di potenza erogabile dalla generazione distribuita, per studiare una procedura di riaccensione che non porti a eccessi di potenza di generazione, così da poter riavviare le centrali termiche principali e implementare correttamente le procedure di ripristino [37-40]. Tale tematica è, nella letteratura internazionale, denominata "osservabilità" ed implica una conoscenza della generazione distribuita sia in fase di programmazione dell'esercizio del sistema che in tempo reale.

Conclusioni

L'articolo ha descritto il processo di progettazione, realizzazione e validazione di un tool di simulazione in ambiente Matlab (utilizzato ampiamente anche per altri modelli di rete [41-50]) finalizzato allo studio dei transitori elettromeccanici associati alle prove di riaccensione; tale strumento si affianca ad altri, estremamente sofisticati, di cui Terna già oggi dispone in ambiente RME ed EMT.

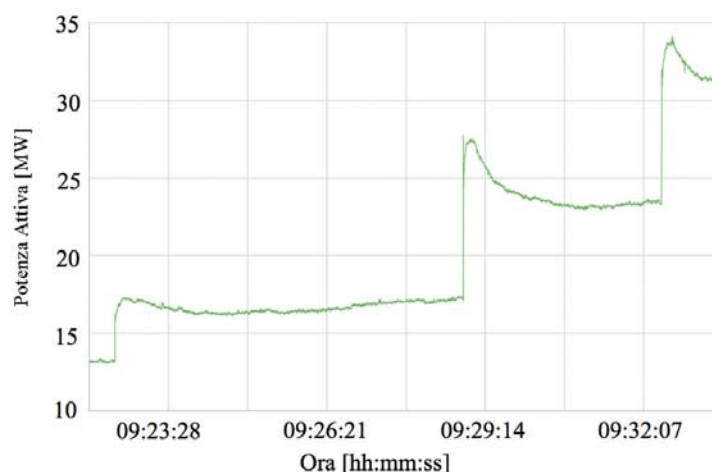
Il valore aggiunto del tool risiede potenzialmente nella possibilità di realizzare e validare rapidamente i modelli dinamici che poi confluiranno, eventualmente, nel simulatore di rete.

La corrispondenza tra il modello Simulink e le misure è estremamente promettente pur trascurandosi le risonanze delle condotte forzate della centrale idroelettrica. Le principali conclusioni apprese dal modello Simulink sulla prova di riaccensione sono:

- L'approccio utilizzato per l'elaborazione del modello della direttrice è apparso adeguato;
- Il modello della direttrice è risultato sufficientemente accurato;
- La presenza di fenomeni di overshoot o undershoot dovuti a onde di pressione nella condotta forzata non è trascurabile a priori anche se è emerso come questo fenomeno nel caso specifico non sia stato causa d'instabilità e neppure abbia inficiato i risultati.

Il programma realizzato verrà ulteriormente sviluppato ed arricchito di nuovi modelli per consentire ulteriori validazioni in nuove prove di riaccensione. Il nuovo Regolamento Europeo 2017/2196 (Network Code Emergency and Restoration), pone particolare enfasi per quanto riguarda studi, verifiche di conformità e prove di riaccensione, prassi già consolidata in Terna da tempo e migliorata negli anni in termini di accuratezza dei modelli per studi e simulazioni ed in termini di verifica durante i test reali. Va del resto evidenziato che tali simulazioni, sono propedeutiche e complementari, ma non sostitutive delle prove reali, le quali consentono di acquisire numerosi dati sul funzionamento degli impianti e verificare efficacemente la capacità di un sistema di ripartire in tempi rapidi.

Figura 12
Dettaglio della potenza attiva complessivamente assorbita che evidenzia il comportamento del carico distribuito nei primi istanti di rialimentazione



bibliografia

- [1] Koji Yamashita, et al.: Analysis and Control of Major Blackout Events, *Proc. of Power Systems Conference and Exposition*, Seattle, WA, USA, Mar. 15-18, 2009.
- [2] Cigré WG C2.21: *Lessons Learnt from Recent Emergencies and Blackout Incidents*, Technical Brochure # 608, 2015.
- [3] Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE): *Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy*, 2004.
- [4] Terna S.p.a.: Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale, in *Codice di Rete*, 2006.
- [5] Terna S.p.a.: Salvaguardia della sicurezza, in *Codice di Rete*, 2017.
- [6] E.M. Carlini, G. Giannuzzi, R. Zaottini, M. Ciccotelli, G. Matti, M. Salvetti: Ottimizzazione delle strategie di ripristino della rete di trasmissione nazionale, *L'Energia Elettrica*, Vol. 93(3), pp. 59-64, 2016.
- [7] B. Delfino, G.B. Denegri, M. Invernizzi, A. Morini, E. Cima Bonini, R. Marconato e P. Scarpellini: Black-start and Restoration of a part of the Italian HV Network: Modelling and Simulation of Field test, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 11, n. 3, 1996.
- [8] IEEE Power System Restoration Working Group, Special Consideration in Power System Restoration - The Second Working Group Report, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. PWRS-9, no. 1, February 1994, pp. 15-21.
- [9] M. M. Adibi, J. N. Borkoski, and R. J. Kafka: Analytical Tool Requirements for Power System Restoration, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. PWRS-9, no. 3, August 1994, pp. 1582-1591.
- [10] CIGRE Task Force 38.02.02, Modelling and Simulation of Blackstart and Restoration of Electric Power Systems, *Electra*, no. 147, April 1993, pp. 20-42.
- [11] B. Delfino, M. Invernizzi, A. Morini: Knowledge-Based Restoration Guidelines, *IEEE Computer Applications in Power*, vol. CAP-5, no. 3, July 1992, pp. 54-59.
- [12] E. Mariani, F. Mastroianni, and V. Romano: Field Experiences in Reenergization of Electrical Networks from Thermal and Hydro Units, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 4, July 1984, pp. 1707-1713.
- [13] B. Delfino, G.B. Denegri, M. Invernizzi, A. Morini: Enhancing Flexibility of Restoration Guidelines Through an Integrated Simulator KB Approach, *Proc. of the IEEE Stockholm Power Tech*, June 18-22, 1995, paper SPT IC 04-03-0209, pp. 129-134.
- [14] Terna S.p.a.: Prescrizioni tecniche integrative per la connessione al Banco Manovra Interrompibili in *Codice di Rete*, 2012.
- [15] P. Mukhopadhyay, et al.: Black Start Experiences for 400 kV Hydro Power Plant in Western Regional Grid of India, *Proc. of National Power Systems Conference (NPSC)*, Bhubaneswar, India, Dec. 19-21, 2016.
- [16] M. Nagpal, et al.: Lessons Learned from a Regional System Blackout and Restoration in BC Hydro, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1 doi: 10.1109/TPWRD.2017.2768046.
- [17] Terna S.p.a.: Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (nuovo PESSE) in *Codice di Rete*, 2005.
- [18] R. Marconato: *Electric Power Systems vol. 2*, CEI, 2002, ISBN: 9788843200252.
- [19] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), *ENTSO-E Operation Handbook, Appendix1: Load-Frequency Control and Performance [E]*, 2004.
- [20] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), *ENTSO-E Operation Handbook, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C]*, 2009.
- [21] Terna S.p.a.: Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza in *Codice di Rete*, 2008.
- [22] P. Kundur: *Power System Stability and Control*, McGraw Hill, New Delhi, 2008.
- [23] A. J. Wood and B. F. Wollenberg: *Power Generation, Operation and Control*, 3rd ed. Wiley, Hoboken, NJ, USA, 2014, ISBN: 9780471790556.
- [24] J. Machowski, J. Bialek, J. Bumby: *Power System Dynamics: Stability and Control*, 2nd ed., Wiley, Hoboken, NJ, USA, 2008, ISBN: 9780470725580.
- [25] I. J. Nagrath and D. P. Kothari: *Automatic generation and voltage control, in Modern power system analysis*, 4th ed., McGraw Hill, New Delhi, 2011, pp. 320-351 ISBN:9780071077750.
- [26] IEEE Working Group: Hydraulic turbine and control models for system dynamic studies, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 1, pp.167-179, 1992.
- [27] F. deMello, R. Mills, and W. B'Rells: Automatic generation control Part I-Process modeling *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-92, no. 2, pp.710-715, Mar. 1973.
- [28] F. deMello, R. Mills, W. B'Rells: Automatic generation control Part II-Digital control techniques, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-92, no. 2, pp.716-724, Mar. 1973.
- [29] A. Bonfiglio, et al.: Implementation of primary frequency regulation on fully rated wind turbine generators, *Proc. of International Conference on Energy and Environment (CIEM)*, Bucharest, Romania, Oct. 19-20, 2017.
- [30] A. Bonfiglio, et al.: A feedback linearization scheme for the control of synchronous generators, *Electric Powers Components and Systems*, vol. 40, pp. 1842-1869, 2012.
- [31] O. I. Elgerd: *The energy system in steady state - the control problem, in Electric energy system theory: an introduction*, 2nd ed., McGraw Hill, New York, 1983, pp. 310-358, ISBN: 9780070992863.
- [32] L. Chen, et al.: Optimization of Governor Parameters to prevent Frequency Oscillations in Power Systems, *IEEE Trans. Power Syst.*, DOI 10.1109/TPWRS.2017.2778506.
- [33] H. V. Pico, et al.: Analysis of very low frequency oscillations in hydro-dominant power systems using multi-unit modeling, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp.1906-1915, 2012.
- [34] D. Rimorov, I. Kamawa, G. Joos: Quasi-steady-state approach for analysis of frequency oscillations and damping controller design, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no.4, pp.3212-3220, 2016.
- [35] Terna S.p.a.: Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico in *Codice di Rete*, 2004.
- [36] Terna S.p.a.: Piano di difesa del Sistema elettrico in *Codice di Rete*, 2004.
- [37] Lei Yu, et al.: Study on Black Start Strategy of Multi-microgrids with PV and Energy Storage Systems Considering General Situations *Proc. of 6th International Conference on Power Electronics Systems and Applications (PESA)*, Hong Kong, China, Dec. 15-17, 2015.
- [38] Z. Tan, et al.: Microgrid Black-Start After Natural Disaster With Load Restoration Using Spanning Tree Search, *Proc. of Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, USA, July 17-21, 2016.
- [39] C. Zhao, et al.: Design and stability of load-side primary frequency control in power systems *IEEE Trans. Autom. Control*, vol. 59, no. 5, pp. 1177-1189, May 2014.
- [40] Z. Hainan, et al.: Plans, Automatic Establishment and Optimal Selection of Power System Black Start, *Proc. of China International Conference on Electricity Distribution*, Xi'an, China, Aug. 10-13, 2016.
- [41] R. Benato, M. Forzan, M. Marelli, A. Orini, E. Zacccone: Harmonic behaviour of HVDC cables, *Electric Power Systems Research* 89 (2012), pp. 215-222, doi: 10.1016/j.epsr.2012.03.012.
- [42] R. Benato, A. Paolucci: Multiconductor cell analysis of skin effect in Milliken type cables, *Electric Power Systems Research* 90 (2012), pp. 99-106, doi: 10.1016/j.epsr.2012.04.006.
- [43] R. Benato, S. Dambone Sessa, F. Guglielmi: Determination of Steady-State and Faulty Regimes of Overhead Lines by Means of Multiconductor Cell Analysis (MCA). *Energies* 2012, 5, 2771-2793, doi: 10.3390/en5082771.
- [44] R. Benato, S. Dambone Sessa, F. Guglielmi, E. Partal, N. Tleis: Zero sequence behaviour of a double-circuit overhead line, *Electric Power Systems Research* 116, pp. 419-426, doi:10.1016/j.epsr.2014.07.011, 2014.
- [45] Benato, R., Dambone Sessa, S., Guglielmi, F., De Zan, R., Gualano, A., Guizzo, L., Rebolini, M.: Power lines in road/railway infrastructures: A reliable use of synergies [Linee elettriche in infrastrutture stradali/ferroviarie: Un utilizzo affidabile delle sinergie], *L'Energia Elettrica*, Vol. 91(1), pp. 49-62, 2014.
- [46] R. Benato, S. Dambone Sessa, L. Guizzo, M. Rebolini: The synergy of the future: high voltage insulated power cables and railway-highway infrastructures, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 11, Issue 10, pp. 2712-2720, DOI: 10.1049/iet-gtd.2016.2082.
- [47] R. Benato, S. Dambone Sessa, M. Forzan, M. Marelli and D. Pietribiasi: Core laying pitch-long 3D finite element model of an AC three-core armoured submarine cable with a length of 3 meter, *Elec. Power Syst. Research*, 150, pp. 137-143, 2017.
- [48] R. Benato, S. Dambone Sessa: A New Multiconductor Cell Three-Dimension Matrix-Based Analysis Applied to a Three-Core Armoured Cable, *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 33, Issue: 4, pp. 1636-1646, 2018.
- [49] R. Benato, S. Dambone Sessa, M. Poli, C. Quaciari, G. Rinzo: An On-Line Travelling Wave Fault Location Method for Unearthed-Operated High Voltage Overhead Line Grids, *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 33, Issue: 6, pp. 2776-2785, 2018.
- [50] R. Benato, S. Dambone Sessa, M. Forzan: Experimental Validation of 3-Dimension Multiconductor Cell Analysis by a 30 km Long Submarine Three-Core Armoured Cable, *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 33, Issue: 6, pp. 2910-2919, 2018.

Un Anno d'oro per il Comitato Nazionale Italiano CIGRE



CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RESEAUX ELECTRIQUES
INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS

COMITATO NAZIONALE ITALIANO

Nella Sessione Generale di Parigi - di fine - Agosto 2018 nel corso della giornata inaugurale (Figura 1) si è svolta la cerimonia delle consegne degli awards CIGRE: Medal, Fellows e Honorary Members. Il Presidente del CN Italiano l'ing. Massimo Rebolini ha ricevuto la Fellows Award per l'attività svolta per il CIGRE. In figura 2 la foto mentre riceve il premio dal presidente R.Stevens.

In concomitanza con lo svolgimento della Sessione di Parigi è stato inaugurato il nuovo Logo e il nuovo sito della Associazione dando avvio alle novità che si completeranno con il centenario che cadrà nel 2021.

Particolare attenzione è stata data alle risorse del Brand CIGRE e agli Strumenti di Comunicazione suddivisi in tre livelli gerarchici: per coloro che sono nuovi entranti, per colo-

ro che conoscono poco l'associazione - e infine per coloro che vogliono entrare in maggior dettaglio all'interno della associazione. Tutto è reso disponibile in marketingresources.cigre.org.

Anche le pubblicazioni suddivise in: Green Books e Technical Brochures, Reference Papers, Paris Session Papers and Proceedings, Symposia and Colloquia Papers, CIGRE Science & Engineering (CSE) e la rivista bimensile ELECTRA sono reperibili in digitale, per i membri iscritti in forma gratuita, nel sito e-cigre.org entrato in funzione dal 2 Luglio 2017.



Figura 1 Giornata inaugurale Sessione di Parigi



Figura 2 Premiazione del Presidente CN Italia Rebolini da parte del presidente CIGRE R.Stevens

È stato presentato il Piano Strategico di Sviluppo 2018-2028 che si fonda su 4 obiettivi: provvedere ad una informazione chiave per ingegneri ed executives; fornire servizi eccellenti a livello di Ufficio Centrale (con sede a Parigi); Sviluppare nuove tecnologie che abbraccino - tutti i sistemi e livelli di tensione; incrementare la partecipazione e la formazione dei nuovi giovani ingegneri (vale la pena considerare nuove iniziative per la Next Generation dopo quella già avviata dal 2016 su Women in CIGRE).

Le Strategie del CIGRE si focalizzeranno su :

- ▶ Futuro dei Sistemi Elettrici
- ▶ Ambiente e Sostenibilità
- ▶ Il miglior uso dei Sistemi esistenti
- ▶ Fornire una informazione imparziale a tutti gli stakeholders

È stata predisposta una piattaforma denominata KMS per agevolare e condividere le attività complesse (si veda figura 4) che i Comitati di Studio e i Gruppi di lavoro svolgono potendo creare, condividere e discutere file, idee, minute, testi, figure, grafici, modelli e progetti. Sempre tramite questa piattaforma si svolgono le interazioni necessarie alla vita sociale del CIGRE e ai suoi organismi di comando (Consiglio di Amministrazione, Steering Committee, Consiglio tecnico, Iscrizioni ecc.)

Da sottolineare inoltre la suddivisione in aree regionali (Figura 5) del CIGRE che avendo ormai raggiunto la presenza in 98 paesi a livello mondiale avverte la necessità di formare Consigli regionali per approfondire temi e attività peculiari in ciascuna di esse. L'Italia è dal 2011 inserita nel SEERC che da 9 paesi fondatori è arrivata a 16; il SEERC promuove ogni due anni una Conferenza (le prime due si sono svolte nel 2016 in Slovenia e quest'anno a Kiev in Ucraina), la prossima è prevista nel 2020 in Austria.



Figura 3
Pubblicazioni
CIGRE

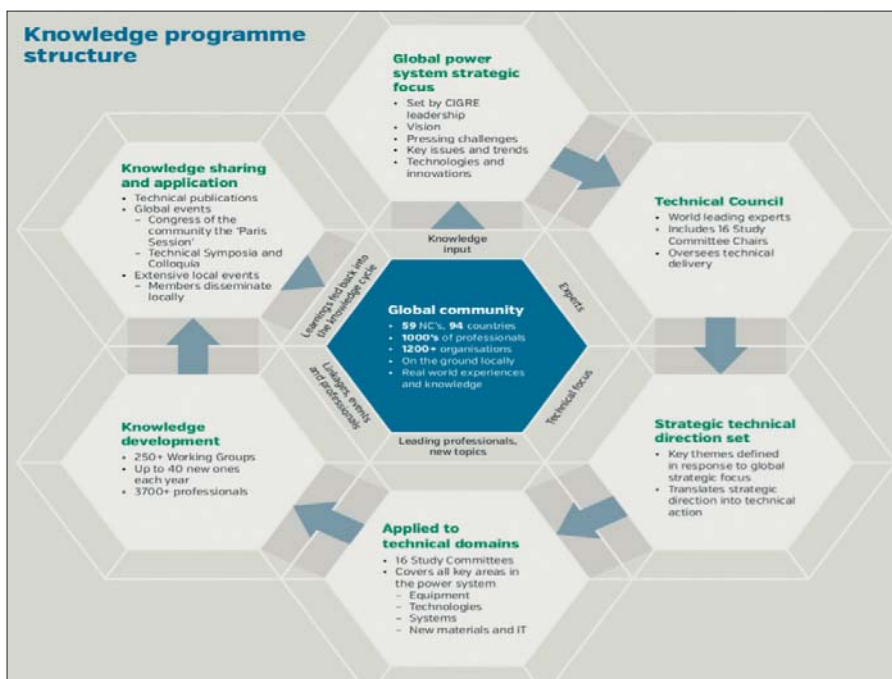


Figura 4 Struttura di lavoro del CIGRE

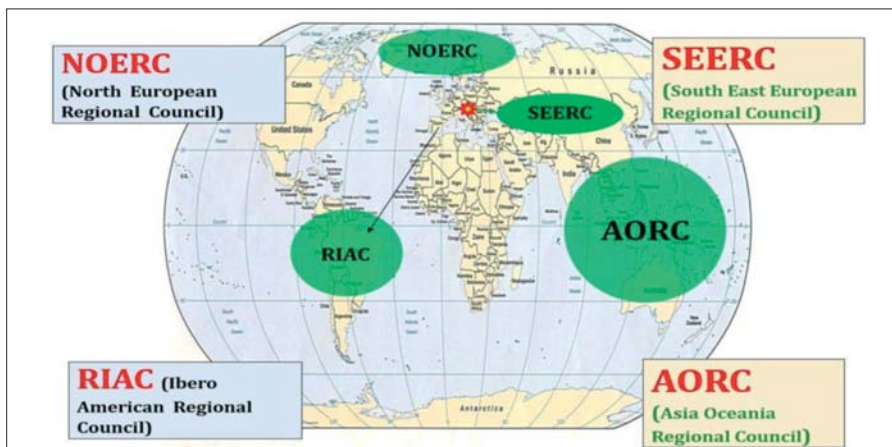


Figura 4 Aree Regionali CIGRE

Smart Driving

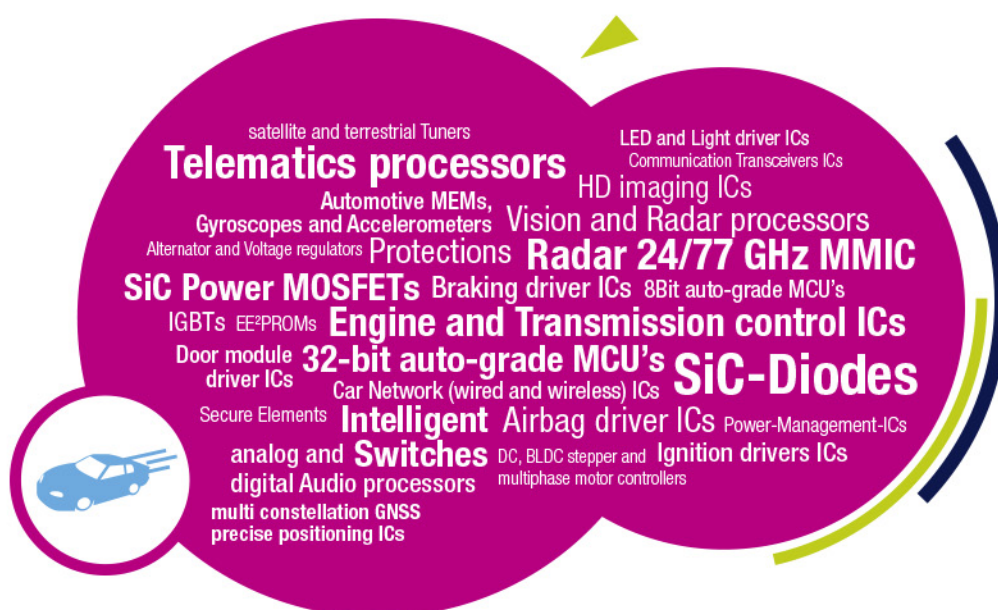


With your ideas and our solutions you decide where the road ends

ST offers a comprehensive set of solutions for all your automotive applications. Whether you are developing products to make driving

safer – radar, machine vision, sensor fusion, precise positioning, vehicle dynamic control
greener – drive train electrification (HEV/EV, 48V), transmission, LED, BLDC motor control
or more connected – navigation, infotainment, telematics, secure & smart gateways, V2X

our experience, deep application knowledge and automotive quality manufacturing enables us to deliver the optimized products and solutions you need.





Overview

High Voltage Direct Current (HVDC) transmission draws an ever increasing interest of TSO in Europe and all over the world.

Major developments in technology make HVDC in many cases more reliable, easy to apply and operate, economically affordable. Wider applications are now possible and many projects are under development, making HVDC an even more interesting business than before also for manufacturers and engineering companies.

The conference will serve as an International forum for the presentation and exchange of technological advances and research results in the broad fields of HVDC Power Systems applications.

The following issues are within the scope of the conference:

- HVDC operational experience;
- Outlook of HVDC projects planned and at design or construction stage;
- Latest (ongoing) and next coming developments in HVDC technology (converter stations, cables, overhead lines);
- Market perspective.

The conference will bring together leading utilities, universities, transmission system operators, consultants, equipment suppliers, and solution providers to help shape the future of power transmission industry.

A Technical Exhibition with Industry attendance will be held.

Registration fees are published on the conference website.

Important Dates

Full Papers submission

Acceptance notification

Final Manuscript and authors' registration:

- March 11, 2019
- March 31, 2019
- April 15, 2019

Secretariat

AEIT Ufficio Centrale

Via M. Macchi 32 • 20124 Milano, Italy

Phone: +39 02 87389965 • E-mail: hvdc2019@aeit.it

Website: <https://convegni.aeit.it/HVDC2019>

Submission of Papers

Authors who intend to submit a paper must first register the title of the contribution and the name of authors in EDAS (www.edas.info/N25529). The working language of the conference is English. Subsequently, within the scheduled deadline, submit the full paper (six pages) as PDF following the IEEE layout requirements by using the template given at the conference web page: <https://convegni.aeit.it/HVDC2019> via EDAS <https://edas.info/N25529>

The full paper should contain a complete description of the proposed technical contribution along with some results, suitably framed in the related state of the art. Each paper will be reviewed in terms of relevance with respect to the scope of the event, originality and quality of the technical content, overall organization and writing style. All Papers accepted will be included in the Conference Proceedings. Conference content will be submitted for inclusion into IEEE Xplore as well as other Abstracting and Indexing (A&I) databases.

Topics of interest include but are not limited to:

- AC network harmonic impedance and HVDC harmonic performance
- Control of HVDC grid converters and offshore wind farms for the provision of ancillary services and grid code compliance
- Flexible Power Flow Control in HVDC grids
- HVDC Cables for high performance transmission lines
- HVDC Grid operation
- Evaluation of offshore HVDC grid configuration options
- HVDC Grid protection
- HVDC grids and offshore wind farms
- HVDC links
- HVDC return sea electrodes for High Power links
- HVDC technology (converter stations, cables, overhead lines)
- HVDC VSC links with OHL: management of fugitive DC faults
- HVDC-VSC systems
- New HVDC Projects implementation/refurbishment
- HVDC transmission systems
- Interaction of HVDC systems with the AC networks
- Market perspective
- Meshed HVDC Schemes: Control Design and Experimental

- Multilevel High Power Converters for Voltage Source HVDC
- Multi-terminal HVDC operation in a weakly interconnected system
- Operating experience of existing HVDC Systems
- Outlook of HVDC projects planned and at design or construction stage
- Power Electronic Devices and Converters
- Research and Development of Multi-terminal Hybrid UHVSC-HVDC

Executive Committee

Roberto Caldon • AEIT, General Co-Chair, Italy
 Stefano Massucco • AEIT, General Co-Chair, Italy

Local Committee

Pietro Antonio Scarpino • AEIT, Italy
 Francesco Grasso • AEIT, Treasurer, Italy

Technical Committee

Silverio Bolognani • University of Padova, Italy
 Paolo Bordignon • RXPE, Italy
 Carlo Cecati • University of L'Aquila, Italy
 Diego Cirio • RSE, Italy
 Pietro Colella • Politecnico di Torino, Publication Chair, Italy
 Alessandro Costabeber • University of Nottingham, UK
 Fabio Crescimbeni • University of Roma 3, Italy
 Antonio Gomez-Exposito • University of Sevilla, Spain
 Oriol Gomis Bellmunt • ETSEIB, Spain
 Giorgio Graditi • ENEA, Italy
 Mats Hyttinen • ABB, Sweden
 Reza Iravani • University of Toronto, Canada
 Jun Liang • Cardiff University, UK
 Stefano Malgarotti • CESI, Italy
 Marco Marelli • Prysmian, Italy
 Carlo Alberto Nucci • University of Bologna, Italy
 Giuseppe Parise • University of Roma, Italy
 Paolo Pelacchi • University of Pisa, Italy
 Angelo Raciti • University of Catania, Italy
 Dirk Van Hertem • KU Leuven, Belgium
 Chiara Vergine • Terna, Italy
 Costas Vournas • National Technical Univ. of Athens, Greece



LA RESPONSABILITÀ DELL'ENERGIA, L'ENERGIA DELLA RESPONSABILITÀ.



Siamo uno dei principali operatori di reti elettriche in Europa con oltre 72mila km di linee ad alta tensione gestite. Ci occupiamo della trasmissione e della gestione dei flussi di energia in tutta Italia, attori centrali della transizione verso un futuro alimentato da energie rinnovabili.

Il rispetto dell'ambiente è per noi una leva strategica. Ecco perché operiamo ogni giorno nel rispetto del territorio e delle comunità in cui operiamo, facendo leva su innovazione, competenze e tecnologie distintive.

Reti e Valori.



www.terna.it

 **Terna**
T E R N A G R O U P



NOTHING *STRANGE*.
THEY JUST HAVE PRY-CAM.

PRY-CAM: BREAKTHROUGH TECHNOLOGY TO PREVENT
ELECTRICAL FAILURES AND UNEXPECTED INTERRUPTIONS
ON MEDIUM AND HIGH VOLTAGE GRIDS.



FOR MORE INFORMATIONS:
INFO.PRYCAM@PRYSMIANGROUP.COM



PRY-CAM

Prysmian
Group