

L'Energia

gennaio/aprile 2016
numero 1/2 - volume 93

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

Elettrica

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



Fonte: Edison Energy Solutions Spa

-  **Il nucleare a cinque anni dal disastro di Fukushima**
-  **Una retrospettiva sui certificati verdi per l'incentivazione delle rinnovabili**
-  **L'accordo sul clima della Conferenza COP21 di Parigi**

AEIT



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

Per la campagna di iscrizioni 2016 il Programma "ASSOCIA UN AMICO" offre i seguenti premi:

10 EURO

per ogni Nuovo Socio Individuale presentato

3 EURO

per ogni Nuovo Socio Giovane presentato

L'importo massimo che un socio proponente può cumulare è pari alla propria quota sociale per l'anno 2016

REGOLE DEL PROGRAMMA

1. L'iniziativa è riservata ai Soci Individuali AEIT in regola con il pagamento della quota 2015.
2. Il modulo di iscrizione anno 2016 del Nuovo Socio Presentato, debitamente compilato e comprensivo del pagamento della quota annuale, deve portare anche il nome, cognome e numero di matricola del Socio Proponente.
3. I moduli di iscrizione di Nuovi Soci Presentati che dovessero pervenire senza i dati del Socio Proponente non daranno luogo a premi.
4. Ciascun Socio Proponente può cumulare al massimo un premio pari alla propria quota annuale 2016.
5. I Soci Proponenti saranno informati dei premi cumulati con la campagna di iscrizioni 2017 nel mese di novembre 2016.
6. Il premio cumulato da ciascun Socio Proponente sarà utilizzabile per pagare la propria quota annuale AEIT 2017.
7. I premi cumulati dai Soci durante l'anno 2016 non sono convertibili in denaro contante e scadranno il 28 febbraio 2017.

AEIT
2016

Capri, 5/7
Ottobre 2016

Convegno Annuale INTERNAZIONALE



Lo sviluppo sostenibile nel Mediterraneo: reti di energia e reti di informazione del futuro

in collaborazione con



SEZIONE di NAPOLI

SEZIONE di BENEVENTO



L'area del Mediterraneo pur se in continua crescita non dispone, nel suo insieme e nelle singole nazioni, di energia e di servizi corrispondenti alle necessità e alle aspettative di sviluppo e non ne disporrà nel futuro senza l'attuazione di importanti investimenti. Indiscutibilmente nei prossimi anni sarà necessario un grande impegno del Mondo Industriale e delle Università capace di proporre attività di ricerca e sviluppo finalizzate e coordinate. Particolare attenzione sarà per questo richiesta nel futuro all'analisi dell'area del Mediterraneo nella quale si sta determinando la tendenza delle popolazioni a concentrarsi in Mega-Città, su aree metropolitane di grandi dimensioni, e nello stesso tempo si afferma sempre più la tendenza a far evolvere le stesse città esistenti in nuove città sempre più intelligenti. Si prospetta anche un nuovo tipo di integrazione tra cittadini, pubblica amministrazione e impresa che assume sempre più particolare importanza. È d'altronde riconosciuto da tutti che un sistema così ampio e complesso non avrà un futuro se non all'interno di una programmazione e gestione ottimale del sistema delle nazioni e del sistema nazioni-città. Ne discende anche la necessità di individuare e realizzare connessioni materiali e immateriali avanzate, di studiare nuove tecnologie, di analizzare le diverse fonti energetiche utilizzabili convenientemente. Nell'ambito del suo ruolo istituzionale di promozione della ricerca e sviluppo nei settori dell'energia, delle telecomunicazioni, dell'informazione, dell'automazione e dell'elettronica, la AEIT promuove il suo convegno annuale con l'intento di rendere permanen-

te la trattazione dei temi che interessano lo sviluppo socio-economico e tecnologico dell'area del Mediterraneo. È una necessità, ma anche un auspicio di quanti, italiani e stranieri, hanno collaborato attivamente al successo del convegno internazionale del 2015.

Inoltre e soprattutto, obiettivo fondamentale che l'AEIT persegue è quello di definire una sede permanente nella quale il mondo internazionale già presente a Napoli nel 2015 attraverso la Lega Araba e i rappresentanti di molti paesi che insistono sull'area del Mediterraneo possano incontrarsi con il mondo industriale e quello universitario per creare opportune collaborazioni. Particolare attenzione sarà pertanto data alle piccole e medie imprese alle quali si richiede la presenza al Convegno e interventi portatori di esperienza e aspettative. Oltre alle tematiche di interesse economico e sociale, trattate da autorevoli esponenti del mondo istituzionale internazionale, saranno svolte sessioni tecniche aperte a tutti per ricevere i contributi che certamente saranno estremamente utili. Una commissione internazionale assegnerà premi per gli interventi e le memorie più interessanti. Tutti concordano che il mercato dei paesi del Mediterraneo si prospetta di grande interesse e tale può divenire anche quello dell'Europa Orientale: non a caso la prossima Expo avrà luogo in Kazakistan sul tema dell'energia e per tale esposizione l'AEIT intende promuovere opportune iniziative.

Scadenza
Presentazione Abstract
15 maggio 2016

www.aeit.it/man/CA2016

Uno sguardo alle nostre pubblicazioni

AEIT (Mensile)

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

L'ENERGIA ELETTRICA (Bimestrale)

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

ABBONAMENTI ANNO 2016

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

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

Tiratura 1000 copie

L'Energia Elettrica

Volume 93 Numero 1-2 gennaio/aprile 2016

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*
- A. Borriello - *Acquirente Unico*
- P.G. Bottini - *Enipower*
- R. Caldon - *GUSEE*
- A. Clerici - *AEIT*
- L. Colla - *Prysmian*
- B. Cova - *CESI*
- M. Delfanti - *Politecnico di Milano*
- E. Fassina - *AEIT*
- E. Fumagalli - *Edison*
- R. Lama - *ENEL*
- S. Libratti - *ENEL Italia*
- F. Luiso - *AEEGSI*
- G. Noviello - *HFV*
- S. Pugliese - *A2A*
- M. Rebolini - *Terna Rete Italia*
- E. Roggero - *Gruppo IREN*
- F. Zanellini - *ANIE*

Redazione CEI
Raffaella Martinuzzi
martinuzzi@ceiweb.it

Progetto Grafico e Copertina Antonella Dodi

Impaginazione Angela Magnano

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

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

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

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

I diritti di riproduzione anche parziale sono riservati

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

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



Associato all'USPI Unione Stampa Periodica Italiana

in questo numero

articoli

- **Una retrospettiva sul sistema di incentivazione dei certificati verdi** 11
Mario Cirillo, Federico Luiso, Stefano Rossi
- **Il nucleare a cinque anni dal disastro di Fukushima** 21
Alessandro Clerici
- **Analisi della bolletta elettrica di un'abitazione con impianto fotovoltaico e nuove triffe domestiche** 35
Simone Maggiore, Massimo Gallanti
- **Accordo di Parigi sul clima: una frattura col passato, ma di quale portata?** 51
Donatella Bobbio
- **Strategie e scenari di aggregazione delle risorse distribuite nel mercato elettrico** 57
Salvatore Favuzza, Mariano Giuseppe Ippolito, Fabio Massaro, Eleonora Riva Sanseverino, Enrico Telaretti
- **Brochure Cigré # 639: cavi versus elettrodotti blindati** 67
Roberto Benato



Fonte: Edison Energy Solutions

rubriche

mercato e normativa

- **Dal mondo dell'energia elettrica** 4
aggiornamento gennaio - marzo 2016

INSERZIONISTI



assodel

Assodel

III di copertina
e pag. 80



Prysmian Group IV di copertina

Dal mondo dell'

NOTIZIE GENNAIO-MARZO 2016

MERCATO ELETTRICO - NORMATIVA



27/01/2016 - Sorgente-Rizziconi.

L'elettrodotto a 380 kV di Terna al via il prossimo giugno. Si è conclusa con esito parzialmente positivo la procedura di verifica di ottemperanza della prescrizione A9 del decreto 943 del 29 luglio 2009 relativa all'elettrodotto a 380 kV in doppia terna Sorgente-Rizziconi. Lo annuncia il Ministero dell'Ambiente, che con la determinazione DVAdec-2016-0000017 del 26 gennaio 2016 precisa che il parere positivo si riferisce alla progettazione di fattibilità da parte di Terna, "rimanendo ancora da ottemperare la realizzazione dei progetti esecutivi e delle opere che includano le prescrizioni indicate dalle Arpa regionali". La prescrizione A9 riguarda "interventi di mitigazione con opere di rinaturalizzazione e ingegneria naturalistica". Terna conta di avviare l'elettrodotto Sorgente-Rizziconi entro il prossimo 30 giugno 2016.

01/02/2016 - Mettere a punto uno strumento che consenta agli operatori del trasporto elettrico (Tso) di operare all'interno di un sistema europeo coordinato, nel quale le strategie regionali convergono per assicurare il miglior uso possibile delle infrastrutture. È stato questo l'obiettivo del progetto Umbrella, condotto dal 1 gennaio 2012 al 31 dicembre 2015 da nove Tso dell'Europa centrale e centro-orientale e di cui è stato presentato la settimana scorsa a Bruxelles il rapporto finale.

01/02/2016 - Idro Trento, le concessioni che andranno a gara. È stato pubblicato sul supplemento gare della Gazzetta Ufficiale Ue del 30 gennaio un avviso della Provincia autonoma di Trento con l'elenco delle 16 concessioni di grande derivazione d'acqua a scopo idroelettrico in scadenza entro il 31 dicembre 2020 e quindi da rimettere a gara. Le concessioni sono state identificate da una delibera del 30 dicembre 2015, nello stesso giorno della già segnalata legge che ha sospeso le procedure per l'indi-

zione delle gare per la riassegnazione in attesa che il governo definisca le modalità.

Le concessioni in questione sono: Ala, Avio-Pra da Stua, Caoria, Riva-Ponale, Boazzo-Cimego-Storo, Predazzo, Malga Mare-Careser, Cogolo, San Silvestro, Val Noana, Grigno-Costa Brunella, Carzano, Nembia-Santa Massenza, Torbole, Bussolengo-Chievo e Schener Moline.

04/02/2016 - Al via in Lombardia incentivi ad accumuli per fotovoltaico e a ricarica per veicoli elettrici. Un delibera con due nuovi incentivi: per sistemi di accumulo per impianti fotovoltaici fino a 20 kW e per punti di ricarica privati per veicoli elettrici. È stata pubblicata oggi la deliberazione 4769 del 28 gennaio 2016 della Regione Lombardia che definisce due nuove misure di incentivazione per la diffusione dei sistemi di accumulo e della ricarica privata per veicoli elettrici. Primi casi in Italia di incentivo pubblico per questa tipologia di interventi. Ecco allora come verranno destinati i 4.130.686,82 disponibili presso Infrastrutture Lombarde SpA: 1.130.686,82 € per incrementare del 30% il contributo ai beneficiari del bando "Edifici a emissioni zero" di cui al d.d.g. 10652/2010; 2.000.000 € per l'acquisto e all'installazione di sistemi di accumulo di energia elettrica prodotta da impianti solari fotovoltaici; 1.000.000 € per l'acquisto e all'installazione di sistemi di ricarica domestica per veicoli elettrici. Il secondo e terzo bando, per un totale di 3 milioni di € di fondi, sono a sportello, con accesso in ordine cronologico fino a esaurimento delle risorse.

15/02/2016 - Sovracanoni idro, il Min. Ambiente sancisce l'aumento. Il Min. Ambiente sancisce l'aumento dei sovracanoni dovuti ai Comuni dei Bacini imbriferi montani dai piccoli impianti idroelettrici (sopra i 220 kW). Un decreto ministeriale datato 20 gennaio pubblicato in Gazzetta ufficiale ha infatti recepito la norma del Collegato ambientale alla Stabilità 2016 che innalza da 22,90 a 30,43 €/kW il valore a carico dei concessionari per il periodo 2 febbraio 2016 - 31 dicembre 2017. Provvedimento definito "totalmente indiscriminato e ingiustificato" da

Assoelettrica e AssoRinnovabili, che hanno già annunciato battaglia legale.

15/02/2016 - Tutela, ok alla salvaguardia con aste di clienti per chi non sceglie il libero. La Commissione Industria del Senato ha approvato giovedì due emendamenti identici al Ddl concorrenza che prevedono l'introduzione di un servizio di salvaguardia per i clienti elettrici che dopo la cancellazione delle tutele di prezzo non avranno scelto un fornitore sul mercato libero. Tale servizio sarà svolto da operatori selezionati con aste per aree territoriali.

16/02/2016 - Trenta SpA, specializzata nella vendita di gas naturale e energia elettrica per conto del gruppo Dolomiti energia, si sdoppia. La società verrà interessata da un "rebranding", in pratica sarà affiancata da un nuovo marchio e da una nuova SpA, operativa dal 1 aprile. I circa 700.000 clienti per i prodotti energetici - di cui i due terzi in provincia, moltissimi basati nel capoluogo - verranno divisi fra coloro che hanno scelto le tariffe del mercato libero (destinati alla nuova sigla) e gli altri rimasti nel "servizio a maggior tutela", per il quale i valori sono fissati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

19/02/2016 - Il Tar del Lazio ha diffidato i ministeri dello Sviluppo economico e dell'Ambiente a concludere entro 120 giorni il procedimento di definizione delle nuove linee guida per i Titoli di efficienza energetica, anche detti Certificati Bianchi. È quanto si legge in una sentenza pubblicata oggi in cui il tribunale accoglie un ricorso dell'associazione di produttori di elettrodomestici Confindustria Ceced, che ad aprile 2015 aveva presentato un'istanza in tal senso rimasta senza risposta.

03/03/2016 - Canone Rai in bolletta, "niente distacco luce per chi non paga. Agenzia Entrate recupererà sanzioni e interessi". La bozza del decreto ancora in fase di preparazione nonostante dovesse essere varato entro il 15 febbraio.

energia elettrica

04/03/2016 - È stato pubblicato sulla *Gazzetta Ufficiale* n. 51 del 2 marzo 2016 il DM 16 febbraio 2016 "Aggiornamento della disciplina per l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili". Tra 90 giorni, dunque, entrerà in vigore il cosiddetto Conto Termico 2.0. Il nuovo Conto Termico, che sostituisce il DM 28 dicembre 2012, dovrebbe rilanciare l'incentivo al momento sottoutilizzato per interventi, nei settori pubblico e privato, di efficienza energetica e rinnovabili termiche. È stato previsto nella legge di conversione dello Sblocca Italia (Legge 164/2014) e avrebbe dovuto essere adottato entro il 31 dicembre 2014.

04/03/2016 - Il decreto per ridurre la componente A2 della bolletta in applicazione del DL Fare, con il gettito della Robin Tax. Ci sono voluti quasi tre anni, durante i quali la Robin Tax è stata anche dichiarata incostituzionale. Ma alla fine il Ministero dell'Economia ha firmato il decreto che stabilisce le modalità per destinare parte del gettito della Robin Tax stessa alla riduzione della componente A2 (copertura oneri decommissioning nucleare) della bolletta elettrica. Il provvedimento, appena pubblicato in *Gazzetta Ufficiale*, applica quanto previsto dal DL "Fare" del governo Letta che, appunto, ampliava l'ambito di applicazione della Robin Tax destinando parte del gettito aggiuntivo alla riduzione della componente A2 della bolletta (componente che negli anni passati era andata a finanziare proprio il Ministero dell'Economia).

10/03/2016 - Con Dpcm del 25 febbraio pubblicato sulla *Gazzetta Ufficiale* dell'8 marzo 2016 il presidente del Consiglio, Matteo Renzi, ha conferito al sottosegretario alla Presidenza, Claudio De Vincenti, la delega a "esercitare i compiti relativi alle autorità amministrative indipendenti".

11/03/2016 - Smart city, al via il programma del Mise. Il ministro dello Sviluppo Economico Federica Guidi ha firmato ieri l'Atto di Indirizzo in materia di Smart City, con una dotazione ini-

ziale di 65 milioni di euro. Il programma, si legge in una nota, mira a rafforzare la dotazione infrastrutturale delle città, attraverso reti intelligenti interconnesse con le infrastrutture di banda larga, e a potenziare la capacità dell'industria di rispondere ai fabbisogni di servizi innovativi espressi dalle smart city, grazie a quartieri-pilota in cui verranno sperimentate soluzioni non ancora presenti sul mercato.

22/03/2016 - Taglia-bollette, ecco il DM per rivedere il regime speciale ferrovie. Individuate le modalità per la determinazione dei consumi rilevanti. Operative dal 2016. Con decreto del ministro dello Sviluppo Economico 22 dicembre 2015 sono state definite le modalità di determinazione dei consumi rilevanti ai quali applicare il regime tariffario speciale a favore di RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA, in attuazione dell'articolo 29 della legge n. 116/2014, di conversione del DL Competitività n. 91/2014.

23/03/2016 - Bollette: novità per migliorare le letture. Dal "tavolo maxi bollette" che si è svolto al Mise emergono alcune proposte d'intervento per stimolare le autoletture, aumentare la trasparenza in favore dei consumatori e introdurre obblighi di rateizzazione in caso di maxi-conguagli derivanti da ritardi non imputabili al cliente.

24/03/2016 - È stato pubblicato sulla *Gazzetta Ufficiale* n.69 del 23 marzo il decreto 18 febbraio 2016 con l'assegnazione delle deleghe al sottosegretario allo Sviluppo Economico, Antonio Gentile. A Gentile, come già segnalato, è stata attribuita la delega alle smart city - "in raccordo" con il viceministro Bellanova (con delega all'energia) e il sottosegretario Giacomelli (con delega alle comunicazioni) - oltre a quelle su upstream, Pmi, artigianato e responsabilità sociale delle imprese, promozione della concorrenza e sistema cooperativo.

25/03/2016 - Canone Rai. L'Agenzia delle Entrate ha pubblicato il modello necessario per certificare di non possedere la televisione o per segnalare

che chi paga la bolletta non è la stessa persona che deve pagare il canone.

25/03/2016 - Il Piano termovalorizzatori predisposto dal Min.ambiente in attuazione dell'articolo 35 dello Sblocca Italia, dopo la lunga mediazione con le istituzioni locali che ha portato all'ok in Conferenza Stato-Regioni, potrebbe trovare un nuovo ostacolo sul suo percorso. È stata infatti pubblicata sulla *Gazzetta Ufficiale* di ieri (n. 70) la comunicazione di una richiesta di referendum popolare depositata in Cassazione, che intende abrogare proprio l'art. 35 del decreto legge 12 settembre 2014 n. 133, per le parti che definiscono tempi, modalità e attuazione del piano termovalorizzatori redatto dal ministero dell'Ambiente.

29/03/2016 - Certificati verdi, avviso agli operatori del Gse. Le scadenze del conguaglio 2015 e del ritiro 2013, 2014 e 2015, l'aggiornamento della "procedura applicativa" per l'eolico e l'allegato tecnico per gli incentivi post-CV. Il Gse ha reso noto sul suo sito web ai titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili incentivati con Certificati Verdi che il termine per poter inviare al Gestore, esclusivamente attraverso il "portale Ecv", la documentazione relativa alla richiesta di conguaglio dell'anno 2015 è fissato al 31 maggio 2016.

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA IDRICO



08/01/2016 - Pompe di calore: la tariffa D1 in vigore dal 1 luglio 2014 per i clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento nell'abitazione di residenza viene prorogata per tutto il 2016. Essa prevede che il prezzo di ogni kWh consumato sia costante, quindi non dipendente dai consumi totali.

14/01/2016 - Delibera 13/2016/R/eel. "Prime disposizioni per l'adeguamento della struttura

delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali per i clienti connessi in alta e altissima tensione”.

Stabilito che le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema applicabili per le utenze connesse in alta e altissima tensione dal 1 gennaio 2016 hanno struttura trinomica (€cent/punto di prelievo per anno; €cent/kW; €cent/kWh).

14/01/2016 - Delibera 9/2016/Rds. “Rimborso delle spese sostenute per lo svolgimento delle attività del piano annuale di realizzazione 2014 dell'accordo di programma con il Ministero dello Sviluppo Economico e rettifica della deliberazione dell'Autorità 642/2015/Rds”.
Riguarda la soc. ENEA.

21/01/2016 - Delibera 15/2016/A. “Aggiornamento per l'anno 2016 del Piano triennale per la prevenzione della corruzione 2015-2017”.

21/01/2016 - Delibera 17/2016/R/com. “Disposizioni sul contenuto minimo delle risposte motivate ai reclami dei clienti, in tema di fatturazione di importi anomali per l'energia elettrica e il gas”. Più difficili i distacchi per le bollette “anomale”. L'Autorità ha reso più difficile il distacco (sospensione della fornitura) quando risulti assente, incompleta o insufficiente la risposta ad un reclamo del cliente. In sostanza, con le nuove regole viene rafforzato l'obbligo dei fornitori di energia di produrre risposte più complete e trasparenti agli stessi reclami. La nuova disciplina delle bollette scatterà dal 1 luglio prossimo e prevede che, in caso di reclamo o richiesta rettifica entro 10 giorni dalla scadenza da parte del cliente, per una bolletta di importo superiore a 50 € e di incompleta o mancata risposta del fornitore, non si potrà procedere alla sospensione della fornitura. Inoltre, il modulo standard per il reclamo dovrà essere a disposizione direttamente sulla home page del sito internet dell'operatore che, per ridurre i tempi della pratica, per la risposta dovrà in via preferenziale utilizzare l'indirizzo e-mail, se indicato nel reclamo, ed avrà tempo 40 giorni, altrimenti scatterà l'indennizzo automatico (a partire da 20 €).

21/01/2016 - Delibera 21/2016/R/eel. “Approvazione delle modifiche apportate da Terna al contratto con i soggetti che si avvalgono delle misure di cui al comma 6, dell'articolo 32, della legge 23 luglio 2009, n. 99/09 - interconnector”.
La deliberazione approva lo schema aggiornato

del contratto tra Terna e i soggetti finanziatori degli interconnector ai sensi della deliberazione 666/2015/R/eel.

29/01/2016 - Delibera 29/2016/R/efr. “Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2015, ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi e del valore degli incentivi a essi sostitutivi”.
Il prezzo è pari a 51,69 €/MWh.

29/01/2016 - Delibera 25/2016/Rd “Approvazione del consuntivo delle attività del progetto “Progettazione e sperimentazione su larga scala di un sistema decentralizzato per la gestione negoziata tra distributore e clienti domestici dell'energia elettrica (Smart Domo Grid)” (SDG) ed erogazione della quota di contribuzione a saldo”.
Il provvedimento approva le verifiche sul conseguimento dei risultati finali e l'ammissibilità delle spese sostenute per la realizzazione del progetto “Progettazione e sperimentazione su larga scala di un sistema decentralizzato per la gestione negoziata tra distributore e clienti domestici dell'energia elettrica (Smart Domo Grid)” (SDG) - ammesso al finanziamento con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 16 febbraio 2010 - e dispone l'erogazione della relativa quota a saldo. Riconosciuto, a rimborso delle spese sostenute dagli Assegnatari per le attività del progetto SDG, un contributo pari a 841.207,50 €.

18/01/2016 - Fonti rinnovabili. La revisione della normativa sui certificati verdi e le nuove incentivazioni che ne prenderanno il posto rischiano di far esplodere la tariffa A3 nel 2016 oltre i 14 miliardi. Lo scrive l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico nel parere sul decreto ministeriale che prevede le nuove modalità di incentivazione della produzione da fonti rinnovabili diverse da solare e fotovoltaico, parere pubblicato oggi sul sito dell'Authority.
Scrive il Regolatore al Ministero dello Sviluppo Economico che a causa della tempistica prevista per il superamento del sistema basato sui certificati verdi ci sarà una sovrapposizione degli incentivi che rischia di far esplodere le bollette. Secondo l'Autorità ci si attende “che, nel 2016, il costo totale imputabile ai certificati verdi (derivante dalla fine del meccanismo dei certificati verdi e dalle nuove tariffe incentivanti che ne prenderanno il posto) subisca un rilevante aumento rispetto al 2015 e che, in particolare, sia superiore a 5 miliardi di euro.

Tale aumento, combinato con le variazioni attese su altri strumenti incentivanti, porta a ritenere che gli oneri derivanti dal pagamento degli incentivi a valere sul conto A3 nel 2016 potranno superare abbondantemente i 14 miliardi di euro (a fronte di circa 12,5 miliardi di euro attesi per il 2015)”. Per questo l'Autorità suggerisce di “valutare l'introduzione, nello schema di decreto, di apposite misure finalizzate a rendere sostenibile tale rilevante incremento di oneri, allocandone una parte anche agli anni successivi al 2016”. Ciò si chiede un rinvio e scaglionamento dei primi pagamenti in modo da rinviarli oltre il 2016.

27/01/2016 - Una Authority delle reti? Energia, acqua, ambiente e trasporti insieme. Si fanno insistenti i rumors sulla nascita di una super Authority delle reti o meglio un'Authority reti, energia e ambiente che metterebbe insieme le competenze su elettricità, gas, acqua, rifiuti e trasporti. Secondo indiscrezioni è quanto potrebbe prevedere il testo dello schema di D.Lgs sui servizi pubblici locali, attuativo della legge Madia sulla riforma della Pubblica Amministrazione. Se l'operazione trovasse conferma si profilerebbe l'accorpamento delle attuali AEEGSI e Autorità Trasporti con le incertezze che ne conseguirebbero sul destino dei collegi. Il provvedimento è stato approvato la scorsa settimana dal Cdm, all'interno di un primo pacchetto di provvedimenti attuativi della Madia tra cui anche quelli per il riordino delle partecipate e della disciplina in materia di conferenza di servizi.

04/02/2016 - Delibera 41/2016/E/eel. “Avvio di procedimento per l'accertamento, ai sensi dell'articolo 1, comma 511, della legge 208/2015, della sussistenza di una riduzione non inferiore al 10% del prezzo complessivo della fornitura di energia elettrica, su istanze di parte”.

Con la presente deliberazione si avvia un procedimento volto a compiere gli accertamenti preliminari funzionali all'eventuale operatività del sistema, previsto dall'art.1, comma 511, della legge 208/2015, volto a consentire, alle parti di contratti pubblici relativi a forniture di energia stipulati da un soggetto aggregatore, di riconduzione a equità o rivedere il prezzo, con particolare riferimento all'istanza presentata dalla società Gala SpA, relativamente alla fornitura di energia elettrica erogata in forza della convenzione EE12 con Consip SpA.

11/02/2016 - Delibera 47/2016/rds. “Approvazione del consuntivo delle attività del progetto

"sviluppo di un sistema innovativo di produzione di energia elettrica alimentato da rifiuti degli allevamenti avicoli" (Energavi) ed erogazione della quota di contribuzione a saldo".

Il provvedimento approva le verifiche sul conseguimento dei risultati finali e l'ammissibilità delle spese sostenute per la realizzazione del progetto "Sviluppo di un sistema innovativo di produzione di energia elettrica alimentato da rifiuti degli allevamenti avicoli" (Energavi) - ammesso al finanziamento con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 16 febbraio 2010 - e dispone l'erogazione della relativa quota a saldo.

11/02/2016 - Delibera 49/2016/R/eel. "Determinazione degli importi da erogare ai sensi dell'articolo 36 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità ARG/elt 199/11, relativa alla promozione delle aggregazioni di imprese distributrici di energia elettrica nel periodo 2012-2015".
Ne fruiscono 3 imprese per un totale di circa 600 mila euro.

18/02/2016 - Delibera 56/2016/rds. "Trasmissione al Ministero dello Sviluppo Economico delle graduatorie delle proposte di progetto presentate nell'ambito del bando di gara di cui al decreto dello stesso Ministero 30 giugno 2014".
Riguarda numerosi progetti di ricerca relativi al sistema elettrico.

25/02/2016 - Delibera 73/2016/R/eel. "Modificazioni e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità 111/06, 166/2013/R/com, 258/2015/R/com e 487/2015/R/eel, funzionali alla sottoscrizione e risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto, nonché all'introduzione di disposizioni in materia di switching dei clienti aventi diritto al servizio di salvaguardia".

25/02/2016 - Documento di consultazione 75/2016/R/eel. "Riforma delle tutele di prezzo nel mercato retail dell'energia elettrica e del gas naturale: tutela simile al mercato libero di energia elettrica per clienti finali domestici e piccole imprese".

Con questo documento l'Autorità illustra ulteriori orientamenti, in relazione al solo settore dell'energia elettrica, in merito al percorso di superamento dell'attuale servizio di Maggior tutela per i clienti domestici e per le piccole imprese, affinché alla data del 1 gennaio 2018 la soppressione della Maggior tutela consista esclusivamente nella cessazione della tutela di prezzo e non nella cancellazione del diritto dei clienti di

vedersi assicurata la continuità del servizio.
Termine invio osservazioni 30.03.2016.

04/03/2016 - Delibera 78/2016/A. "Avvio di procedimento per il riassetto organizzativo della Struttura dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, a seguito dell'emanazione dello schema di D.lgs. Servizi Pubblici Locali".

Mandato al Direttore del Dipartimento per il Coordinamento, gli Affari Giuridici e Istituzionali di predisporre, sentiti il Direttore del Dipartimento per la Regolazione e il Direttore della Direzione Affari Generali e Risorse, una o più proposte articolate di modifica della Struttura organizzativa dell'Autorità, da presentare al Collegio, secondo i criteri e le linee guida di cui sopra, entro il 30 marzo 2016.

08/03/2016 - Delibera 87/2016/R/eel. "Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, ai sensi del Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102".

L'Autorità vara le attese specifiche tecniche per gli smart meter elettrici di seconda generazione. E alla fine decide per una soluzione in "due tempi", che parte dalla tecnologia Plc di Enel senza però chiudere la porta a eventuali nuovi sviluppi tecnologici. Con la possibilità, quindi, di includere in un secondo momento anche la soluzione wireless "NB-IoT" di Telecom. Più nel dettaglio, la delibera 87/2016 stabilisce che i misuratori 2G (versione 2.0) siano dotati di due canali di comunicazione: il primo verso il "sistema elettrico" - chain 1 - che potrà utilizzare la Power line carrier in banda A, la tecnologia di comunicazione RF 169 o altre tecnologie Tlc; il secondo verso i dispositivi utente - chain 2 - che dovrà poter sfruttare almeno la Plc in banda C. Per tutte le soluzioni di comunicazione l'Autorità vincola all'utilizzo di protocolli standard che saranno definiti dal Comitato Elettrotecnico Italiano per garantire l'intercambiabilità in occasione dei passaggi di concessione tra le imprese distributrici.

09/03/2016 - Oneri di sistema. Le bollette dell'energia elettrica saranno più care nel 2016. Gli incentivi che sostituiranno i certificati verdi faranno esplodere la tariffa A3 "abbondantemente" oltre i 14 miliardi, come era prevedibile. È il parere dell'Autorità per l'energia sul decreto ministeriale che prevede nuove modalità di incentivazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, diverse

dal fotovoltaico. L'Autorità scrive che una sovrapposizione di incentivi rischia di far esplodere le bollette. Nel 2016, il costo totale imputabile ai certificati verdi - derivante dalla fine del meccanismo dei certificati verdi e dalle nuove tariffe incentivanti che ne prenderanno il posto - subirà un rilevante aumento rispetto al 2015 e sarà superiore a 5 miliardi di euro.

10/03/2016 - Delibera 90/2016/E/eel. "Decisione del reclamo presentato dalla società Euroline 3 Srl nei confronti di Enel Distribuzione SpA".
Riguarda la cessione di un impianto di rete realizzato dal produttore.

10/03/2016 - Delibera 100/2016/R/com. "Disposizioni relative alla emissione della fattura di chiusura per cessazione della fornitura di energia elettrica o gas naturale".

In tema di fatturazione di chiusura sono indicati gli obblighi sui venditori relativamente a: termine di emissione della fattura, procedure per l'utilizzo dell'autolettura e indennizzi in capo al venditore.

In tema di obblighi di rilevazione dei dati di misura funzionali alla cessazione della fornitura sono disciplinate le attività che il distributore dovrà portare a termine in caso di autolettura e nei casi di cessazione della fornitura, e indicati gli indennizzi in capo al distributore.

La delibera prevede inoltre l'avvio di un monitoraggio verso i venditori volto anche a valutare la possibile modifica della struttura e del livello degli indennizzi di cui sopra. Oltre a tali dati verranno acquisite informazioni da parte di tutti i distributori al fine di verificare l'efficienza nella messa a disposizione dei dati di misura funzionali alla cessazione della fornitura. Si intende prevedere che i dati, comunicati sia dai venditori che dai distributori, si riferiranno alle cessazioni della fornitura e ai dati di misura messi a disposizione dal distributore a partire dal 2015. Si prevede che la delibera trovi applicazione per le cessazioni di fornitura successive al 31 maggio 2016 (ciò comporta che le nuove disposizioni trovino applicazioni per gli switching che avranno decorrenza dal 1 luglio 2016 e per le altre cessazioni di fornitura, incluse quelle per voltura, a partire dal 1 giugno 2016).

Le tabelle 1 e 2 allegate alla delibera riportano gli schemi di sintesi degli indennizzi relativi alla misura e alla fatturazione di chiusura nel settore elettrico e del gas naturale.

10/03/2016 - Delibera 102/2016/R/com. "Regolazione della voltura nel settore gas e mo-

difiche all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 398/2014/R/eel".

Il provvedimento definisce le disposizioni funzionali all'acquisizione della titolarità di un punto di riconsegna attivo da parte di un cliente finale (volutura). Viene, inoltre, modificata la definizione di voltura vigente per il settore elettrico.

14/03/2016 - Delibera 105/2016/A. "Nomina del Comitato di gestione della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali".

Nominati: prof. avv. Francesco Vetrò (presidente); dott. Marco Camilletti e ing. Roberto Moneta (componenti). Stabilito che gli incarichi del Presidente e dei Componenti del Comitato di gestione della Cassa abbiano durata triennale, a decorrere dalla data di insediamento.

17/03/2016 - Delibera 108/2016/A. "Adozione delle policy di alto livello per la gestione della sicurezza delle informazioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico".

Adottati i principi fondamentali per la gestione della sicurezza delle informazioni e dei dati ricevuti, trattati e gestiti dall'Autorità, quali individuati nel documento "Politiche di sicurezza dei dati e delle informazioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico" di cui all'allegato A alla delibera.

17/03/2016 - Delibera 118/2016/R/efr. "Modifiche alla deliberazione dell'Autorità ARG/eit 104/11, in materia di trasparenza dei contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili".

24/03/2016 - Delibera 137/2016/R/com. "Integrazione del Testo integrato unbundling contabile (TIUC) con le disposizioni in materia di obblighi di separazione contabile (unbundling) per il settore idrico".

Il provvedimento definisce gli obblighi di separazione contabile posti a carico dei gestori del Sistema Informativo Integrato, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, e i relativi obblighi di comunicazione, anche mediante l'individuazione delle modalità per l'articolazione della separazione contabile a livello di Ambito Territoriale Ottimale. Il provvedimento integra il TIUC.

30/03/2016 - Delibera 138/2016/R/eel. "Avvio di procedimento per la determinazione delle componenti tariffarie relative agli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche, ai sensi della legge 21/2016".

Il provvedimento avvia il procedimento per la determinazione delle componenti tariffarie relative agli oneri generali del sistema elettrico per gli utenti non domestici.

30/03/2016 - Delibera 139/2016/R/com. "Aggiornamento, dal 1 aprile 2016, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Disposizioni, con efficacia differita, relative a componenti tariffarie di cui alla RTTG".

30/03/2016 - Delibera 140/2016/R/eel. "Aggiornamento, per il trimestre 1 aprile 30 giugno 2016, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela e modifiche al TIV".

Commento alle delibere n. 139 e 140.

Dopo i ribassi già registrati per i primi tre mesi dell'anno, dal prossimo 1 aprile in forte riduzione le bollette dell'energia. Per la famiglia-tipo1 la bolletta dell'elettricità registrerà infatti un calo del -5,0%, mentre per la bolletta gas la diminuzione sarà ancor più consistente, con un -9,8% (solo in parte attesa per la stagionalità estiva). Nel dettaglio, il ribasso per l'energia elettrica riflette sostanzialmente il forte calo dei costi di approvvigionamento complessivo della 'materia energia' sostenuti dall'Acquirente Unico, in parte già determinati e in parte stimati, che determina il -5,0% sulla variazione complessiva della spesa per il cliente tipo (all'interno della componente 'approvvigionamento' si registra la significativa riduzione dei costi di acquisto dell'energia elettrica, -5,6%, e un lieve calo dei costi di perequazione, -0,1%, solo in minima parte controbilanciati da un leggero incremento dei costi di dispacciamento, +0,7%). Rimangono invariati complessivamente i costi per la copertura degli oneri di sistema³ e le tariffe di trasmissione, distribuzione e misura.

MERCATO ELETTRICO IMPRESE



12/01/2016 - Energia, corsa a chiudere le centrali termoelettriche italiane. Oltre 60 sono ormai ferme e inutili. Alcune saranno smontate e portate all'estero, altre riconvertite in attività diverse. Altre infine solo dismesse. Un costo che grava sulle utility, da Enel a Iren, da A2A a Eon che stanno cercando di minimizzare l'impatto sui loro bilanci.

20/01/2016 - Si avvicina la realizzazione di una nuova interconnessione Italia-Austria con l'elettrodotto interrato attraverso Passo Resia. La Giunta provinciale di Bolzano ha approvato la stipula di un accordo aggiuntivo con Terna, il gestore della rete elettrica nazionale. L'opera consiste nella realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV totalmente in cavo interrato sul versante altoatesino e quindi a ridotto impatto ambientale. Partendo dall'Austria, attraverso Passo Resia si conetterà con la val Venosta. La nuova infrastruttura sarà realizzata da Terna in osservanza degli obblighi di legge sulla realizzazione di infrastrutture di interconnessione con l'estero che permette alle imprese "energivore" di importare energia a prezzi ridotti, in linea con quelli europei, per un periodo di 12-15 anni.

25/01/2016 - Il rimbalzo dei consumi di energia. Il 2015 sarà ricordato non solo per il crollo del prezzo del greggio, ma anche per il bel rimbalzo dei consumi energetici in Italia. La richiesta di petrolio è aumentata di ben 2 milioni di tonnellate rispetto all'anno precedente (per un guadagno percentuale del 3,6%), interrompendo una sequenza di cali che andava avanti da 13 anni; la domanda di elettricità è salita dell'1,5% a 315,2 TWh, dal minimo dell'ultimo decennio registrato proprio nel 2014; quella di gas del 9% a 67 miliardi di metri cubi, con una dinamica simile a quella dei consumi elettrici, cioè risalendo dal fondo.

28/01/2016 - Enel: presentato il nuovo logo. Il logo esprime la nuova filosofia del gruppo Open Power su cui fa perno la strategia e che punta ad aprire l'accesso dell'energia a più persone, a nuove tecnologie, a nuovi utilizzi e a più partnership. Al processo creativo del logo, presentato insieme al restyling del sito, hanno collaborato 100 persone nei Paesi dove è presente Enel e consulenti internazionali (in particolare, l'agenzia Wolff Onlins).

28/01/2016 - Sorgenia alle banche: congelare piano rimborso. La società vuole rivedere il piano concordato a fine 2014. Atteso progressivo miglioramento della redditività. L'amministratore delegato di Sorgenia, Gianfilippo Mancini, ha incontrato oggi a Milano i rappresentanti delle banche creditrici per definire uno stand still del piano di ristrutturazione del debito di 1,8 miliardi costruito a luglio del 2014 con le banche creditrici. Lo annuncia un comunicato della società.

04/02/2016 - Cavo Sorgente-Rizziconi, nuovo sequestro. Nuovo intoppo per l'elettrodotto Sorgente-Rizziconi. Dopo il sostegno n. 40, a fine gennaio la Procura della Repubblica di Messina ha notificato a Terna il sequestro del palo n. 45, a quanto si apprende dal consueto aggiornamento sulla realizzazione del cavo. Il gestore, si legge, "in collaborazione con le autorità preposte, sta mettendo in atto tutte le azioni opportune per rispettare i tempi di entrata in esercizio dell'opera, prevista per giugno 2016".

10/02/2016 - Terna: al via iter collegamento elettrico Italia-Francia. Il Ministero dello Sviluppo Economico ha avviato oggi il procedimento autorizzativo della variante localizzativa al collegamento elettrico Italia-Francia (meglio noto come "Piemonte-Savoia"). Lo ha reso noto Terna, precisando che con i suoi 26 km di cavi interrati in corrente continua, l'opera è un progetto unico al mondo per le soluzioni ingegneristiche, tecnologiche e ambientali. Prevede la realizzazione di 190 km di linea (95 km in Italia e 95 km in Francia) per collegare le stazioni elettriche di Piossasco (Italia) e Grand'Île (Francia).

10/02/2016 - Il closing dell'acquisizione del 51% di Linea Group da parte di A2A slitta a fine aprile con la sottoscrizione del contratto atteso a fine febbraio rispetto al ruolino di marcia del 31 gennaio a causa di alcuni problemi che sono insorti legati al debito di Aem Cremona verso Lgh e alla definizione del piano industriale congiunto.

19/02/2016 - Il ricambio dei contatori Enel e quei dubbi di Telecom. Entro giugno arriveranno le specifiche tecniche da parte dell'Authority, poi si procederà con le installazioni di 32 milioni di apparecchi. Il nodo sarà sulla misurazione dei consumi. Il gruppo telefonico vuole giocare un ruolo nella partita.

22/02/2016 - Geotermia: Enel annuncia una produzione record. Enel Green Power annuncia che nel 2015 è stato raggiunto il record di produzione geotermica: 5.820 GWh (nel 2014 erano stati 5.548 GWh), frutto dell'attività di 34 centrali, di cui 16 in provincia di Pisa.

02/03/2016 - Trenta diventa Dolomiti Energia dal 1 aprile 2016.

07/03/2016 - Utility: intesa A2A-Lgh. Nella notizia di venerdì 4 marzo è arrivata l'attesa firma

dell'accordo tra A2A e Lgh. Alla fine il nodo del debito da 32 mln € di Aem Cremona ha portato a un taglio del prezzo per il 51% di Linea Group: non più 125,5 ma 113 milioni di euro. L'importo, spiega una nota, sarà versato per il 58% in contanti e per il 42% in azioni. Il closing dovrà avvenire entro i prossimi 90 giorni subordinatamente all'avveramento di alcune condizioni tra le quali l'ottenimento del nulla osta Antitrust.

07/03/2016 - Elettrodotto tra Italia e Svizzera: rallenta la pratica di Terna. È apparsa sul sito del Ministero dell'Ambiente una nota riguardante il progetto "Interconnector Italia-Svizzera 380 kV" che non convince gli ambientalisti. In questi giorni scade la proroga che era stata concessa alla società Terna per modificare e ampliare alcune parti dello studio sull'elettrodotto e il ministero ha accolto la richiesta di sospendere ancora per alcuni mesi il procedimento di valutazione dell'impatto ambientale.

09/03/2016 - Enel avvia pre-qualifica per la fibra ottica. Pubblicato avviso sulla Gazzetta Ue per costituire un elenco di imprese potenziali appaltatrici (anche per le gare già in corso). Enel seleziona le imprese potenziali appaltatrici per la posa della fibra ottica. Anche se dall'azienda si fa sapere che l'operazione serve non solo per il prossimo avvio dell'operazione banda ultralarga ma anche per le gare già in corso da parte di Infratel.

17/03/2016 - Tirreno Power, piano in arrivo. Entro la fine di aprile Tirreno Power presenterà il piano industriale per la ripartenza della centrale termoelettrica di Vado Ligure. L'annuncio è arrivato nel corso di un vertice in prefettura. L'azienda inoltre si è anche impegnata a fornire tutti i particolari sulla sostenibilità economico-finanziaria del piano industriale e quindi avere certezze sulla sua effettiva realizzazione. La centrale è sotto sequestro da due anni per violazioni all'Aia.

22/03/2016 - A2A, con Smart City 10 milioni di margini tra cinque anni. Un piano a quattro-cinque anni che a regime produrrà margini di 10 milioni e un obiettivo: disegnare la città del futuro, rivoluzionandola grazie al digitale con servizi all'avanguardia che spaziano dalla sanità al risparmio energetico per arrivare a mobilità, sicurezza e risparmio energetico. A2A ha annunciato ieri a Brescia la nascita di A2A Smart City, la società con cui punta "ad assumere un ruolo

strategico - ha sottolineato l'amministratore delegato Valerio Camerano - nel futuro delle città grazie ai nostri asset tecnologici e ad una piattaforma capillare e integrata, a partire dalle nostre cinque reti (gas, acqua, elettricità, calore e illuminazione pubblica, ndr)".

22/03/2016 - Dolomiti Energia verso un'alleanza con Agsm di Verona. Con il piano di consolidamento in corso di predisposizione, Dolomiti Energia Spa (De) guarda a sud, oltre confine Il progetto è quello di una grande alleanza tra multiutility.

24/03/2016 - Enel Open Fiber (Eof), il nuovo veicolo attraverso il quale il gruppo elettrico poserà la fibra ottica nel Paese, investirà 2,5 miliardi per cablare 224 città nelle aree A e B. Nell'arco di 2-3 anni dovrebbe raggiungere un Ebitda, a un livello considerato stabile e sostenibile, pari a 250 milioni di euro. E questo a prescindere dal fatto che la società continui a operare solo nelle aree A e B (le prime 250 città nei piani dovranno essere coperte in due anni) oppure che estenda il suo raggio di azione alle aree cosiddette a fallimento di mercato, C e D.

31/03/2016 - A2A rinuncia alle dighe in Serbia. La scadenza era fissata il 29 febbraio, un mese fa. Ma A2A non l'ha rispettata. E pare non aver più interesse per la centrale idroelettrica di Brodarevo, nel sud della Serbia. Impianto da 59 MW.

COMBUSTIBILI E FONTI RINNOVABILI



20/01/2016 - Danimarca. Qui l'anno scorso l'eolico ha prodotto il 42% dell'energia richiesta dal Paese. Un record mondiale, che Copenaghen ha bissato dopo il precedente del 2014 (39,1%). Per 1.460 delle 8.760 h totali del 2015 la Danimarca si è alimentata solo con il vento. Per 24 h consecutive, il 2 settembre, le centrali elettriche tradizionali sono rimaste spente. Tutto ciò grazie alle consistenti connessioni con i Paesi contigui che hanno consentito i necessari scambi di produzione.

22/01/2016 - Rinnovabili in Italia: nel 2015 calano di 11,6 TWh. Oggi al 35% della domanda elettrica. Oltre 11 miliardi di kWh in meno sono stati generati dalle fonti rinnovabili nel 2015,

soprattutto per la forte diminuzione dell'idroelettrico. Cresce il fotovoltaico (+13%); oggi copre il 7,8% della domanda elettrica nazionale, che aumenta dell'1,5% sul 2014, dopo quattro anni di decrescita. In termini assoluti la produzione elettrica da fonti rinnovabili nel 2015 cala di circa 11,6 TWh rispetto al 2014 (-9,6% circa), passando da 120,8 a 109,1 TWh.

01/02/2016 - Il Gse ha pubblicato la terza edizione della "Relazione biennale dell'Italia sui progressi realizzati nella promozione e nell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" nella quale vengono illustrati i risultati raggiunti nel conseguimento degli obiettivi fissati dalla direttiva 2009/28/CE.

Come già anticipato nel Rapporto Statistico pubblicato lo scorso dicembre, a fine 2014 il 17,1% dei consumi finali di energia è stato soddisfatto da fonti rinnovabili, superando così il target assegnato all'Italia dalla direttiva Ue al 2020 (17%) e avvicinandosi a quello individuato dalla Sen (19-20%). In particolare, il settore in cui il contributo delle Fer risulta più importante è risultato quello dell'elettricità (33,4%), seguito da quello del riscaldamento/raffreddamento (18,9%) e trasporti (4,5%).

02/02/2018 - Cosa bisogna sapere dei controlli del GSE sugli impianti a rinnovabili incentivati. Controlli GSE 2016: cosa sono, chi può essere controllato e cosa avere a disposizione per evitare spiacevoli comunicazioni da parte dell'ente che eroga gli incentivi agli impianti a fonti rinnovabili e a quelli fotovoltaici in conto energia. QualEnergia di oggi pubblica una relazione in merito.

04/02/2016 - Il fabbisogno della componente A3 a copertura degli incentivi alle rinnovabili toccherà il proprio picco storico nel 2016 a 14,4 miliardi di euro sostanzialmente per l'effetto dei certificati verdi. Ma già dal secondo semestre dell'anno è atteso un trend in calo, che porterà il valore a 11,9 miliardi nel 2017 e a 11,7 mld nel 2018. È quanto emerge dallo studio "Speciale energia rinnovabile" pubblicato dal Gse. L'analisi specifica peraltro di non tener conto delle incentivazioni previste per le bioenergie dalla recente legge di Stabilità, il cui peso è stato quantificato in circa 100 milioni € annui dallo stesso Gestore.

05/02/2016 - Asfalto fotovoltaico, la Francia lo stenderà su 1000 km di strade. La Francia mette in atto un progetto energetico di grandi

dimensioni: pavimentare 1000 km di strade con pannelli in asfalto fotovoltaico Wattway, con la posa della prima lastra entro la fine dell'anno. Saranno necessari tra i 200 e i 300 milioni di euro e verranno recuperati attraverso un aumento delle tasse sul carburante, che in Francia sta attraversando un momento di ribasso. Le lastre Wattway, prodotte dalla società Colas, nascondano le celle fotovoltaiche di silicio policristallino in un substrato che le protegge dalle sollecitazioni stradali. Facili da installare, sono dotate di caratteristiche antiscivolo e sono in grado di resistere al peso di qualsiasi mezzo. L'azienda garantisce 20 anni di perfetto funzionamento.

10/02/2016 - L'eolico supera l'idroelettrico e diventa la terza principale fonte di produzione di energia nell'Unione europea, con il 15,6% della capacità installata. I dati arrivano dall'ultimo rapporto della European Wind Energy Association (Ewea), secondo cui attualmente il vento potrebbe produrre 315 TWh e coprire l'11,4% del consumo di elettricità dell'Ue.

L'anno scorso sono stati installati 12,8 GW di nuova capacità di eolico, il 44% di tutti i nuovi impianti di energia, di cui 9.766 MW onshore e 3.034 MW offshore, registrando una crescita complessiva del 6,3% rispetto al 2014.

L'installato complessivo ha quindi raggiunto quota 141,6 GW (di cui 11 GW offshore), pari al 15,6% del totale. La produzione è di 315 TWh (produttività media annua circa 2.200 h). L'installato complessivo ha quindi raggiunto quota 141,6 GW (di cui 11 GW offshore), pari al 15,6% del totale. La produzione è di 315 TWh,

16/02/2016 - A Londra l'impianto fotovoltaico galleggiante più grande d'Europa. Viene realizzato presso il serbatoio Regina Elisabetta II, a Walton-on-Thames, nella parte occidentale della città. L'impianto da 6,3 MW di potenza di picco una volta completato si estenderà su un'area equivalente a otto campi di calcio, permettendo di produrre una quantità di elettricità pulita pari al fabbisogno annuo di 1.800 famiglie inglesi.

21/03/2016 - Consumi elettrici: cresce la quota del termoelettrico e cala quella delle rinnovabili. Continua a diminuire la produzione idroelettrica, non compensata dalle altre fonti rinnovabili. Nei primi due mesi dell'anno, nonostante il leggero calo della domanda di elettricità scende anche la percentuale coperta dalle rinnovabili: è del 29,5%; mentre nel primo bimestre 2015 era del 31,3% e in quello del 2014 del 33,4%.

30/03/2016 - Rinnovabili, quanto si è investito in Italia nel 2015? Gli investimenti in fonti rinnovabili in Italia nel 2015 hanno fatto registrare una diminuzione del 21% rispetto al 2014, lontano dal picco fatto registrare nel 2011, a meno di un miliardo di dollari. Il dato è stato diffuso la scorsa settimana all'interno della decima edizione del rapporto "Global trends in renewable energy investment", messo a punto dal Programma delle Nazioni Unite per l'ambiente e Bloomberg New Energy Finance. Un dato contestato tuttavia dalla società di consulenza italiana Elemens, che in un tweet ha sottolineato come nel 2015 gli investimenti in fonti "verdi" abbiano raggiunto gli 1,8 miliardi di euro nel nostro Paese.

AMBIENTE



17/03/2016 - Sorpresa, frena il CO₂. Emissioni stazionarie ma Pil globale in crescita. Merito delle rinnovabili, anche se molto resta da fare. Un colpo di freno all'effetto serra. L'accordo di Parigi, a dicembre, per un contenimento globale delle emissioni di anidride carbonica era soprattutto un gettare il cuore oltre l'ostacolo: pochi gli strumenti concreti messi in campo. Adesso,

però, si scopre che il mondo si sta già muovendo da solo nella direzione necessaria a fermare il riscaldamento globale: nel 2015, per il secondo anno di fila, le emissioni di CO₂ legate all'energia (i due terzi del totale) sono rimaste ferme al record raggiunto nel 2013. Non se lo aspettava nessuno.

23/03/2016 - Inquinamento. L'Organizzazione mondiale della sanità presenta un nuovo rapporto globale sull'impatto dell'inquinamento ambientale sulla salute. Si stima che, nel mondo, 12,6 milioni di morti siano attribuibili all'inquinamento ambientale. Secondo il nuovo rapporto dell'Organizzazione mondiale della sanità, una morte su 4 nel mondo è determinata da fattori di rischio ambientale legati al luogo in cui si vive o si lavora. In Europa, nel 2012, l'esposizione a fattori di rischio ambientale è costata la vita a 1,4 milioni di persone.

E. Fassina

Una retrospettiva sul sistema di incentivazione dei certificati verdi

Mario Cirillo REF-E Federico Luiso¹ AEEGSI Stefano Rossi RSE

Con il 2015 si è chiuso, dopo 15 anni, il sistema di incentivi alla produzione da fonte rinnovabile tramite i certificati verdi. Alcune considerazioni ex post in merito all'evoluzione del "mercato" dei certificati verdi e sull'impatto economico che ha avuto sul prezzo dell'energia elettrica.

Descrizione ed evoluzione del sistema dei certificati verdi

L'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 ha istituito un sistema di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili basato sul seguente principio:

- chi immette in rete energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999, ottiene un "titolo", denominato certificato verde, ogni 100 MWh di energia prodotta;
- chi immette in rete energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti non rinnovabili è obbligato, a partire dal 2002, ad immettere in rete una quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, o ad acquistare un equivalente numero di certificati verdi.

L'obiettivo del legislatore era quello di incentivare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile attraverso un sistema che funzionasse in base a dinamiche di mercato, in cui i detentori dei certificati verdi costituissero l'offerta

e i produttori soggetti all'obbligo costituissero la domanda.

Il sistema di incentivazione si caratterizzava, inoltre, per il fatto che il certificato verde era disgiunto dal kWh prodotto; quindi il ricavo derivante dalla vendita del certificato verde si sommava al ricavo derivante dalla vendita dell'energia elettrica, secondo lo schema riportato nella **figura 1**.

Il sistema si fondava quindi sul virtuoso principio di minimizzare il costo dell'incentivo affidando ad un meccanismo concorrenziale la fissazione dell'incentivo stesso.

Tuttavia, se il sistema si fosse basato solo sul confronto domanda-offerta, il mercato dei certificati verdi avrebbe prodotto un prezzo:

- prossimo allo zero, in caso di domanda minore dell'offerta, perché il produttore da fonte rinnovabile non avrebbe avuto la scelta di non "produrre" il certificato per prezzi sotto un dato prezzo;
- prossimo all'entità della sanzione prevista per gli inadempienti all'obbligo, in caso di domanda maggiore dell'offerta.

Pertanto, il legislatore, per far sì che si sviluppasse un mercato che producesse prezzi adeguati ad incentivare lo sviluppo di produzione

¹ Il contributo è espresso a titolo personale e non coinvolge l'ente di appartenenza.

da fonti rinnovabili, doveva necessariamente introdurre ulteriori regole.

Ed infatti, il decreto stabiliva anche:

- una quota d'obbligo² - inizialmente posta pari al 2% - modulabile annualmente dall'allora Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato;
- che il Gestore della rete di trasmissione nazionale (nel seguito GRTN) mettesse in vendita ad un prezzo amministrato i certificati verdi di sua proprietà, associati all'energia elettrica da fonti rinnovabili acquistata ai sensi del provvedimento del Comitato Interministeriale dei Prezzi n. 6/92 (di seguito: CIP 6/92).

La variabilità della quota d'obbligo e il "venditore di ultima istanza" a prezzo amministrato risultavano due strumenti fondamentali per il funzionamento del sistema di incentivazione dei certificati verdi.

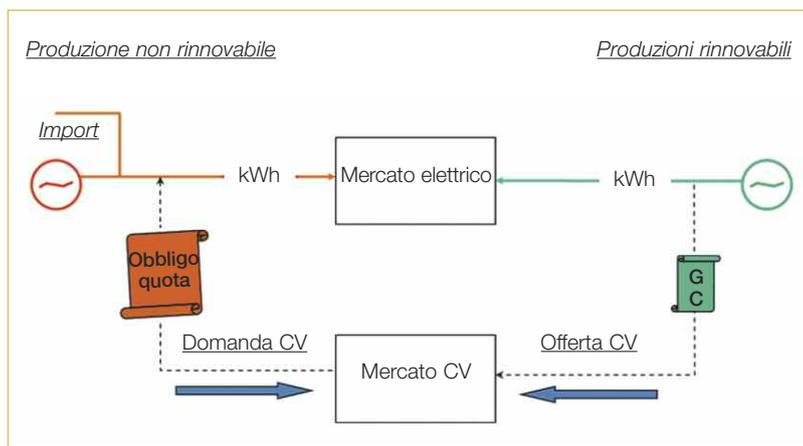


Figura 1 Schema dell'incentivazione di energia da fonti rinnovabili tramite i certificati verdi.

$$P_{CV} = \frac{(C_{CIP6} - R_{CIP6})}{E_{CIP6}}$$

Costi sostenuti dal GRTN per l'acquisto dell'energia CIP6 "incentivata" → C_{CIP6}

Ricavi derivanti dalla vendita dell'energia CIP6 "incentivata" → R_{CIP6}

Energia CIP6 "incentivata", cioè pagata con le componenti di costo evitato + componente incentivante (prima 8 anni di convenzione) → E_{CIP6}

Figura 2 Prezzo di vendita dei certificati verdi del GRTN.

Infatti, variando la quota d'obbligo, la pubblica amministrazione era in grado di variare la domanda dei certificati verdi e in tal modo si assicurava la possibilità di mantenerla superiore all'offerta (almeno fintantoché si intendeva mantenere l'incentivo alla produzione da fonti rinnovabili), evitando così che il prezzo del certificato verde si azzerasse.

In tale scenario, con la domanda sempre superiore all'offerta di mercato e con il "venditore di ultima istanza" a prezzo amministrato, il prezzo del certificato verde tendeva (senza superarlo) al prezzo di vendita dei certificati verdi nella titolarità del GRTN.

È evidente che un sistema siffatto era solo apparentemente "di mercato", in quanto i parametri amministrati (quota d'obbligo e prezzo di riferimento) erano variabili essenziali per il suo corretto funzionamento.

L'incentivo all'energia elettrica rinnovabile non era altro che il prezzo amministrato a cui erano messi in vendita i certificati verdi del GRTN, leggermente scontato.

Nello schema iniziale, il prezzo di vendita dei certificati verdi del GRTN veniva determinato facendo riferimento al costo medio di acquisto, da parte del medesimo GRTN, dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili incentivata ai sensi del CIP 6/92 (quindi con l'esclusione della produzione da impianti da fonti assimilate), al netto dei ricavi derivanti dalla cessione dell'energia stessa, secondo la formula riportata nella figura 2.

Il sistema di incentivazione ha registrato subito un buon successo, tantoché, già dal 2006, il numero di certificati verdi offerti in vendita sul "mercato"³ ha superato il numero dei certificati verdi richiesti in acquisto, nonostante l'incremento della quota d'obbligo di 0,35 punti percentuali all'anno previsto dalla legge⁴.

Quindi, per evitare che l'eccesso di offerta facesse scendere il valore del certificato verde a valori prossimi allo zero, il Governo ha apportato un'altra modifica al meccanismo, prevedendo l'obbligo di acquisto, dal parte del GRTN, dei certificati verdi risultati in eccesso rispetto alla domanda che avevano terminato il periodo di validità⁵.

Il prezzo di acquisto dei certificati verdi da parte del GRTN era posto, inizialmente, uguale al

² La quota d'obbligo è la quota della produzione da fonti non rinnovabili prodotta in un dato anno che costituisce la quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete nell'anno successivo, ovvero la quantità equivalente di certificati verdi da acquistare.

³ Tra il 2002 e il 2005 l'energia elettrica sottesa ai certificati verdi è passata da 927 GWh a 4.400 GWh (Fonte: GSE).

⁴ Cfr. il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, articolo 4, comma 1.

⁵ Cfr. il Decreto del Ministro delle attività produttive 24 ottobre 2005, articolo 8.

prezzo di riferimento dei certificati verdi messi in vendita dallo stesso GRTN.

A partire dal 2008, il legislatore ha rimosso la correlazione del prezzo dei certificati verdi del GRTN con il CIP 6/92⁶ e ha differenziato il prezzo dei certificati verdi messi in vendita dal GRTN – nel frattempo diventato Gestore dei Servizi Elettrici (nel seguito: GSE) – dal prezzo amministrato dei certificati verdi in eccesso che il GSE era tenuto ad acquistare⁷.

In pratica:

- il prezzo a cui il GSE metteva in vendita i certificati verdi (P_V) rappresentava il prezzo di riferimento per chi doveva acquistare;
- il prezzo a cui il GSE era tenuto ad acquistare i certificati verdi (P_A) rappresentava il prezzo di riferimento per chi vendeva.

Pertanto, chi vendeva i certificati verdi, avendo come alternativa al mercato il prezzo di acquisto del GSE, presentava sul mercato offerte di vendita ad un prezzo maggiore di P_A .

Chi doveva acquistare i certificati verdi, avendo come alternativa al mercato il prezzo di vendita del GSE, presentava sul mercato offerte di acquisto ad un prezzo minore di P_V .

A condizione che P_A risultasse minore di P_V , i due riferimenti amministrati costituivano, rispettivamente, il prezzo minimo e il prezzo massimo del mercato dei certificati verdi.

La quota d'obbligo è stata successivamente incrementata di 0,75 punti percentuali ogni anno nel periodo 2007-2012⁸. L'incremento della quota d'obbligo, però, è sempre stato inferiore alla crescita dell'offerta dei certificati verdi, che, a partire dal 2006, è sempre risultata maggiore della domanda.

Nel 2011, il legislatore, con la decisione di abrogare il sistema di incentivazione dei certificati verdi, ha disposto un progressivo annullamento della quota d'obbligo, secondo una regola di riduzione lineare a partire dal 2013 fino ad azzerarsi nel 2015⁹.

La **figura 3** riporta l'andamento complessivo

della quota d'obbligo nel periodo di vigenza del sistema incentivante.

Altri elementi caratteristici del sistema incentivante previsto originariamente dal decreto legislativo n. 79/99 erano:

1. periodo di diritto all'emissione dei certificati verdi: 8 anni;
2. taglia del certificato verde: 100 MWh;
3. validità del certificato verde: 1 anno (il certificato verde relativo ad un dato anno poteva essere utilizzato per adempiere all'obbligo solo per il medesimo anno);
4. incentivo indifferenziato per fonte di produzione dell'energia.

Le modifiche legislative e regolamentari susseguites nel corso degli anni hanno riguardato tutti gli elementi caratteristici sopra elencati.

Infatti: il periodo di diritto all'emissione dei certificati verdi è stato portato prima a 12 anni¹⁰ e poi a 15 anni¹¹; la taglia del certificato è stata ridotta prima a 50 MWh e poi a 1 MWh¹², così da consentire anche agli impianti più piccoli di ottenere i certificati verdi; la validità del certificato verde è stata portata da 1 a 3 anni¹³; infi-

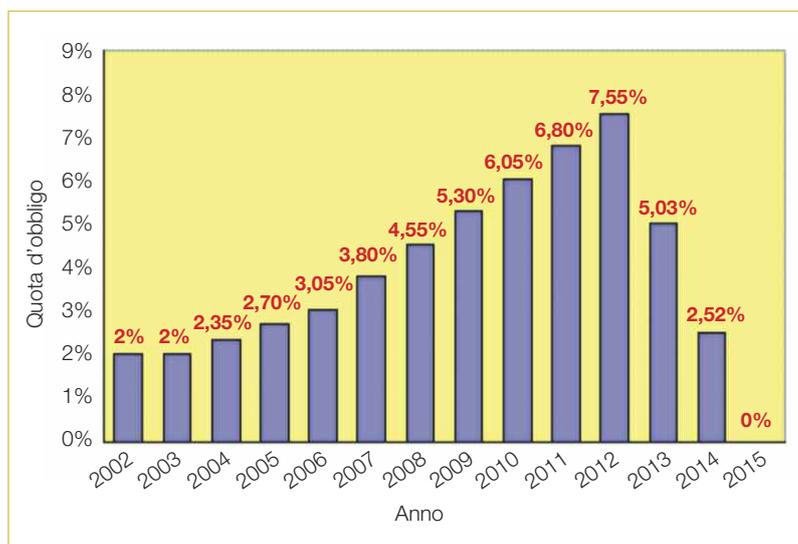


Figura 3 Andamento della quota d'obbligo.

⁶ Ai sensi dell'articolo 2, comma 148, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, a partire dal 2008, i certificati verdi emessi dal GSE "sono collocati sul mercato a un prezzo, riferito al MWh elettrico, pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione in 180 euro per MWh, e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno a decorrere dal 2008".

⁷ Cfr. la legge 24 dicembre 2007, n. 244, articolo 2, commi 148 e 149.

⁸ Cfr. la legge 24 dicembre 2007, n. 244, articolo 2, comma 146.

⁹ Cfr. il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, articolo 25, comma 3.

¹⁰ Cfr. il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, articolo 267, comma 4, lettera d).

¹¹ Cfr. la legge 24 dicembre 2007, n. 244, articolo 2, comma 144.

¹² Cfr. la legge 24 dicembre 2007, n. 244, articolo 2, comma 146.

¹³ Cfr. il decreto legislativo 29 dicembre 2003, articolo 20, comma 7.

FONTE	CV per MWh
Eolica	1,0
Eolica <i>offshore</i>	1,1*
Geotermica	0,9
Moto ondoso e maremotrice	1,8
Idraulica	1,0
Biomasse e biogas da filiera corta	1,8
Altre biomasse	1,1**
Altri biogas	0,8

* Valore successivamente portato a 1,5 dalla legge n. 99 del 23 luglio 2009
 ** Valore successivamente portato a 1,3 dalla legge n. 99 del 23 luglio 2009

Figura 4 Numero di certificati verdi per MWh in funzione della fonte di produzione.

ne, la quantità di certificati verdi erogati per kWh è stata differenziata per fonte di produzione¹⁴, come riportato nella **figura 4**.

La chiusura del sistema dei certificati verdi

Il decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011 ha stabilito una serie di disposizioni, con entrata in vigore scalata nel tempo, finalizzate a porre termine al sistema di incentivi alla produzione da fonte rinnovabile tramite i certificati verdi.

A partire dal 1 gennaio 2013, i nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile non hanno più diritto all'emissione di certificati verdi, ma possono accedere ad altri sistemi di incentivazione disponibili¹⁵. Con tale disposizione è stata fermata l'emissione di certificati verdi da nuovi impianti alimentati da fonte rinnovabile.

Per i titolari degli impianti esistenti, che si trovavano ancora nel periodo di diritto a percepire il certificato verde, il decreto legislativo n. 28/2011 ha previsto la possibilità di vendere i certificati verdi in proprio possesso:

- a. attraverso il sistema di mercato, prolungando la presenza di una quota d'obbligo decrescente nel triennio 2013-2015;
- b. attraverso l'acquisto obbligato da parte del GSE, a prezzo amministrato, dei certificati verdi in eccesso rispetto alla domanda prodotta

mediante il mantenimento della quota d'obbligo.

A partire dal 2016, il diritto a ricevere il certificato verde è convertito, per il residuo periodo di incentivazione, in un incentivo sulla produzione netta del tipo *feed-in-premium*¹⁶. Il valore dell'incentivo è fissato in via amministrata dal Decreto del Ministro dello sviluppo economico del 6 luglio 2012 (articolo 19).

Il costo del sistema dei certificati verdi

Lo schema di incentivi tramite i certificati verdi, per come è stato disegnato, pone l'onere di incentivazione – in prima battuta – in capo ai soggetti obbligati all'acquisto del certificato, vale a dire i produttori (e gli importatori) di energia elettrica da fonte non rinnovabile.

A sua volta, il produttore di energia non rinnovabile, trovandosi a dover sostenere un costo aggiuntivo per produrre energia elettrica, recupera tale costo all'interno del prezzo offerto sul mercato per la vendita dell'energia elettrica, come accade per tutti i costi variabili di produzione del kWh. Infatti, ad ogni kWh da fonte non rinnovabile prodotto e immesso in rete corrisponde un costo per l'acquisto dei certificati verdi necessari ad adempiere all'obbligo imposto per legge.

È evidente, quindi, che il costo dell'incentivo ricade, in definitiva, sul consumatore, il quale si trova a pagare un prezzo dell'energia maggiore, per la presenza della quota di prezzo legata alla copertura dell'onere di acquisto dei certificati verdi.

Anche il costo degli altri incentivi alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile ricade sui consumatori, ma ciò avviene attraverso la specifica componente tariffaria denominata A3, secondo il seguente meccanismo: il GSE comunica all'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI) il gettito economico, in euro, necessario a coprire il costo netto degli incentivi amministrati da erogare, e l'AEEGSI determina una componente tariffaria, in euro/kWh, a carico dei consumatori, tale da coprire esattamente, tramite un sistema di acconto-comguaglio, il gettito calcolato dal GSE.

¹⁴ Cfr. la legge 24 dicembre 2007, n. 244, articolo 2, comma 147 e la legge 27 dicembre 2006, n. 296, articolo 1, comma 382 e seguenti.

¹⁵ Cfr. il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, articolo 24 e seguenti.

¹⁶ Incentivo corrisposto sull'energia elettrica prodotta, indipendentemente dal fatto che poi tale energia sia immessa in rete oppure auto-consumata. Il *feed-in-premium* è un incentivo puro che non comprende la valorizzazione commerciale dell'energia elettrica (vendita o auto-consumo).

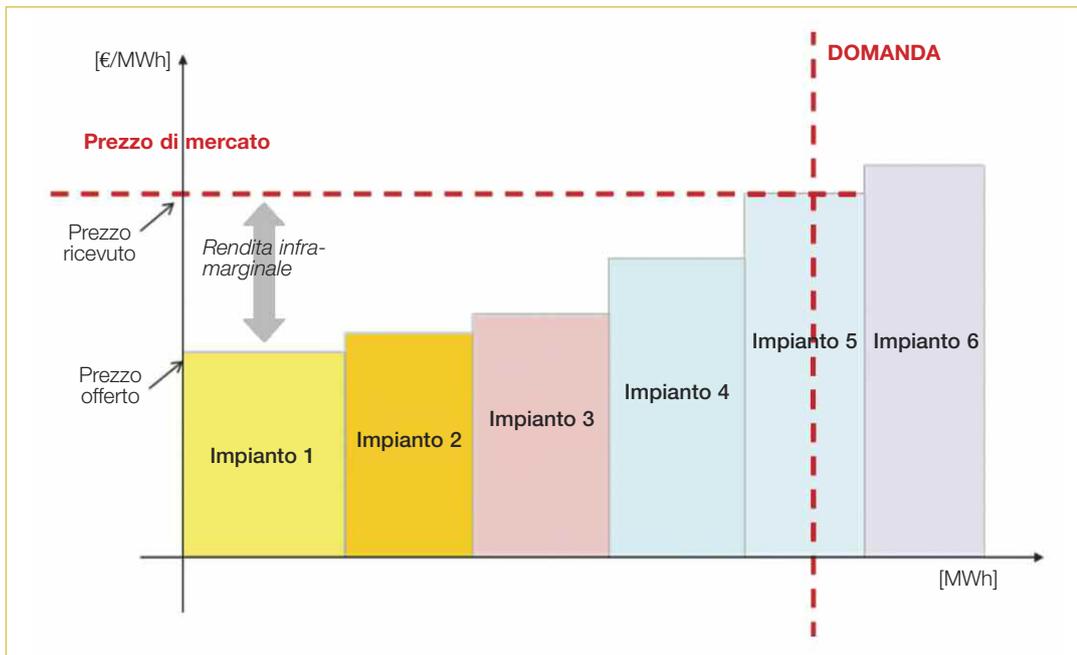


Figura 5 Formazione del prezzo sul mercato spot nazionale dell'energia elettrica.

Il consumatore, quindi, paga:

- il costo per i certificati verdi indirettamente all'interno del prezzo di acquisto dell'energia elettrica;
- il costo degli altri incentivi amministrati erogati dal GSE direttamente nelle componenti addizionali alle tariffe di rete denominate "oneri generali di sistema".

Per calcolare l'impatto economico del sistema dei certificati verdi sul prezzo dell'energia elettrica si deve tener conto, innanzitutto, che il mercato spot dell'energia elettrica in Italia funziona in base al *System Marginal Price*, vale a dire secondo la regola per cui il prezzo di mercato che si forma, ora per ora, in base all'incrocio tra domanda e offerta, viene corrisposto a tutta l'energia elettrica spacciata. Ciò significa che gli impianti di produzione diversi dall'impianto marginale (cioè l'ultimo impianto chiamato a produrre per soddisfare la domanda) ricevono un prezzo maggiore del prezzo offerto. La differenza tra il prezzo ricevuto e il prezzo offerto è indicata come "rendita infra-marginale", secondo quanto schematizzato nella **figura 5**.

Il secondo elemento da tenere in considerazione sono le esenzioni dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi.

Infatti, esaminando la produzione di energia elettrica spacciata ora per ora, si rileva che non tutta l'energia elettrica è soggetta all'obbligo di acquisto dei certificati verdi. Nello specifico, è esente dall'obbligo l'energia elettrica:

- a. prodotta da fonte rinnovabile;

- b. importata da fonte rinnovabile;
- c. prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
- d. sotto la franchigia pari a 100 GWh/anno¹⁷.

Nell'ipotesi che l'impianto marginale sia soggetto all'obbligo di acquisto dei certificati verdi¹⁸, ne discende che la maggiorazione di prezzo riflessa nell'offerta di tale impianto viene percepita sia dagli altri impianti di produzione soggetti all'obbligo, ma anche dagli impianti esenti.

La **figura 6** illustra graficamente l'effetto di incremento della rendita infra-marginale – dovuto alla traslazione sul prezzo all'ingrosso dell'onere legato all'acquisto dei certificati verdi (*mark-up*) – a vantaggio degli impianti esenti dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi.

Analizzando i dati storici relativi al mercato elettrico e al mercato dei certificati verdi è possibile stimare l'onere complessivo pagato dai consumatori attraverso il *mark-up* applicato dai soggetti obbligati e riflesso sui prezzi dell'energia all'ingrosso.

Tale onere può essere visto come somma di due componenti: una prima a copertura del costo sostenuto per l'acquisto dei certificati verdi da parte dei soggetti obbligati, e una seconda componente che si configura come una rendita

¹⁷ Cfr. il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, articolo 11.

¹⁸ Ipotesi vera nella maggioranza delle ore, considerato che gli impianti di cogenerazione e quelli alimentati da fonte rinnovabile presentano tipicamente offerte di vendita a prezzo pari a zero.

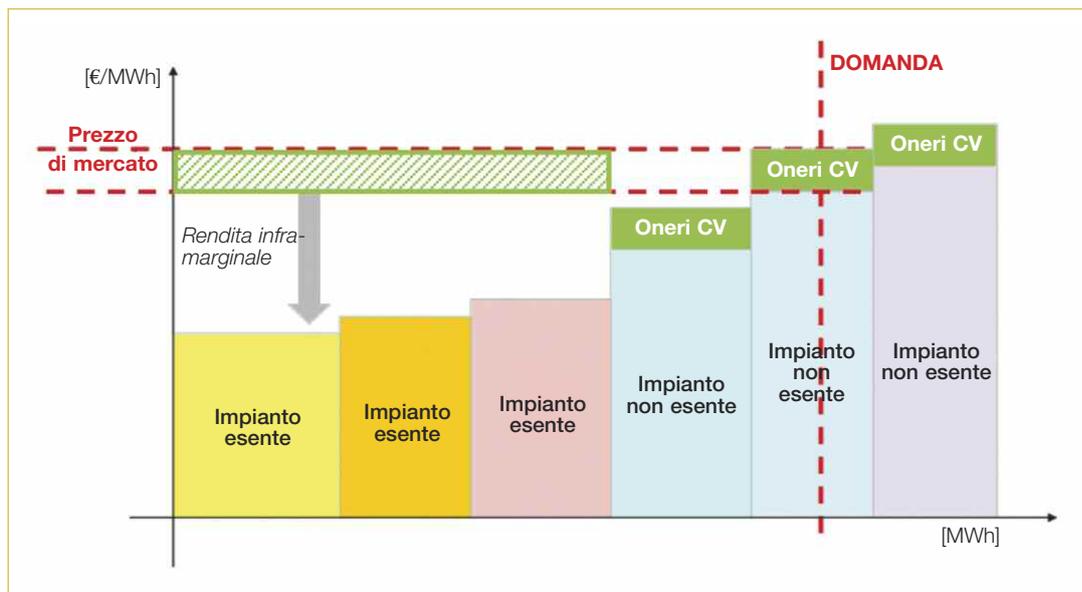


Figura 6
Rendita infra-marginale in presenza del costo per il certificato verde.

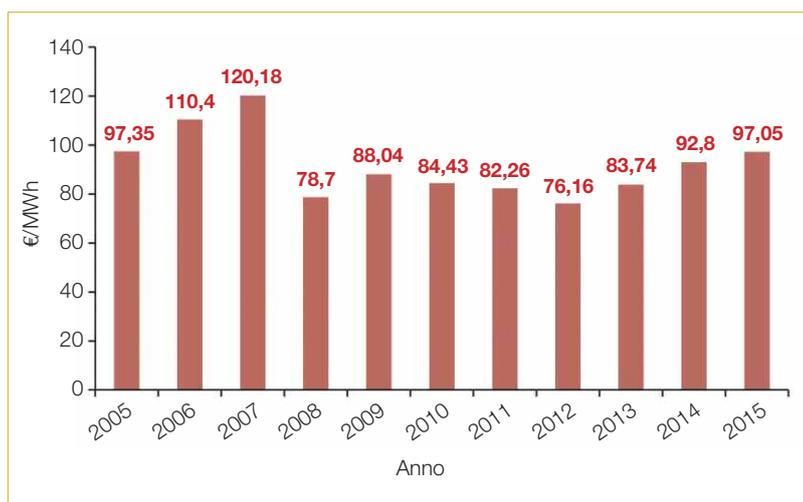


Figura 7 Andamento del prezzo medio del certificato verde [€/MWh].

elargita, attraverso l'applicazione del *System Marginal Price*, all'energia elettrica non soggetta all'obbligo.

Per quantificare l'impatto dei certificati verdi sul prezzo dell'energia elettrica, è stato stimato in primo luogo il *mark-up* unitario [€/MWh] medio annuo sulle offerte di vendita dell'energia elettrica soggetta all'obbligo sul mercato elettrico in ciascun anno. Poiché il meccanismo dei certificati verdi è abbastanza complesso dal punto di vista dell'attribuzione temporale dei costi, con dinamiche che non si chiudono nell'anno di riferimento dell'energia soggetta ad obbligo¹⁹, per il

calcolo del *mark-up* è stata formulata un'ipotesi di lavoro che tiene conto dello sfasamento temporale fra l'anno della produzione di energia elettrica soggetta ad obbligo e l'anno di acquisto dei certificati verdi per adempiere a tale obbligo. In particolare, si è ipotizzato che gli operatori recuperino, nell'anno Y, il costo dei certificati verdi relativi alla produzione da fonte non rinnovabile dell'anno Y-1. In questa ipotesi, il *mark-up* sul prezzo dell'energia venduta è pari alla quota d'obbligo dell'anno Y-1 per il prezzo del certificato verde che si forma nell'anno Y²⁰.

Per il prezzo del certificato verde si è adottata l'ipotesi semplificativa di un prezzo medio risultante dalla piattaforma di borsa gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), senza distinzione di anno di riferimento dei certificati, come riportato nel grafico di **figura 7**.

La **tabella 1** riporta il valore del *mark-up* medio annuo stimato nell'ipotesi sopra descritta a partire dal 2005, primo anno completo per cui è attiva la borsa elettrica.

La quota di energia annua soggetta all'obbligo di acquisto dei certificati verdi è stata ricavata a partire dai dati storici pubblicati dal GRTN/GSE nei bollettini annuali sull'incentivazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

La **tabella 2** riporta il dato totale differenziato tra energia prodotta e energia importata, oltre al valore percentuale della quota soggetta ad obbligo rispetto ai volumi complessivamente scam-

¹⁹ Il certificato verde ha durata triennale e i soggetti all'obbligo hanno tempo fino al 31 marzo dell'anno Y + 2 per adempiere all'obbligo relativo all'anno Y.

²⁰ Per tener conto del fatto che l'energia elettrica soggetta all'obbligo non è costante tra un anno e l'altro, il *mark-up* è stato moltiplicato per il rapporto tra l'energia soggetta all'obbligo nell'anno Y - 1 e l'energia soggetta all'obbligo nell'anno Y.

Tabella 1 Mark-up [€/MWh] sulle offerte a mercato a compensazione dei costi di acquisto dei certificati verdi

Anno	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Mark-up [€/MWh]	1,91	3,41	3,76	2,99	4,87	4,65	4,30	5,40	7,74	5,29	2,28

Tabella 2 Volumi di energia [GWh] soggetti all'obbligo in ciascun anno analizzato

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Energia soggetta (produzione)	183.005	187.479	184.952	184.089	152.991	147.229	170.481	153.776	126.234	108.550	117.190
Energia soggetta (importazione)	36.099	4.031	1.802	2.856	719	612	473	10.182	7.618	9.601	9.684
Totale	219.104	191.510	186.754	186.945	153.710	147.841	170.954	163.958	133.852	118.151	126.875
% dei volumi di borsa	68%	58%	57%	55%	49%	46%	55%	55%	46%	42%	44%

Tabella 3 Volumi [GWh] complessivi scambiati sul mercato del giorno prima - (Fonte: GME)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Spot	202.960	196.554	221.395	232.503	213.129	199.419	180.355	178.604	207.033	185.836	194.675
OTC	120.225	133.235	108.553	104.458	100.296	119.142	131.139	120.065	82.120	96.161	92.457
Totale MGP	323.185	329.790	329.949	336.961	313.425	318.562	311.494	298.669	289.154	281.997	287.132

biati sul mercato del giorno prima (incluse sia le vendite spot che bilaterali).

Per stimare l'impatto del *mark-up* dovuto all'acquisto di certificati verdi sull'intero mercato elettrico, si è fatto riferimento ai volumi complessivamente scambiati in borsa, escludendo la quota di energia soggetta a scambi bilaterali (OTC). Questa scelta è giustificata dal fatto che i volumi scambiati OTC vengono conteggiati nella risoluzione del mercato elettrico per determinare gli scambi fisici, ma economicamente non vengono regolati al prezzo di mercato, poiché la compravendita si è conclusa al di fuori del meccanismo spot. Pertanto, non è detto che l'offerta sottesa ai volumi OTC percepisca l'extra-rendita dovuta al *mark-up* per certificati verdi.

Se da un lato, infatti, è presumibile che i produttori che vendono attraverso contratti bilaterali volumi di energia elettrica soggetta all'obbligo abbiano incluso nel prezzo di vendita il costo dei certificati verdi, dall'altro, i bilaterali che sottendono energia non soggetta all'obbligo po-

trebbero essere stati scambiati ad un prezzo più basso, non dovendo recuperare il costo dei certificati verdi.

Pertanto, in via prudenziale, si è ipotizzato che gli extra-oneri pagati dai consumatori sull'energia non soggetta ad obbligo siano riconducibili solo alle vendite spot effettuate sul mercato.

La **tabella 3** mostra i volumi annui complessivamente scambiati sul mercato del giorno prima, con indicazione delle quote spot e OTC.

Ipotizzando che l'energia soggetta ad obbligo di acquisto di certificati verdi sia equamente ripartita fra le vendite spot e quelle OTC (si considera la percentuale di tabella 2), è possibile a questo punto stimare gli oneri complessivi per acquisto dei certificati verdi pagati dai consumatori nel prezzo del mercato spot, con evidenza dell'extra-rendita percepita sui volumi non soggetti all'obbligo.

Moltiplicando il *mark-up* in €/MWh di tabella 1 per l'energia elettrica venduta sul mercato da impianti di produzione soggetti all'obbligo del

certificato verde, si ottiene l'ammontare (in euro) degli oneri pagati dai consumatori a copertura dei costi di acquisto dei certificati verdi, vale a dire l'onere effettivo di incentivazione.

Moltiplicando lo stesso *mark-up* per l'energia elettrica venduta sul mercato da impianti non soggetti all'obbligo, si ottiene l'ammontare (in euro) degli oneri pagati dai consumatori come extra-rendita.

La **tabella 4** riporta, anno per anno, gli oneri complessivamente pagati dai consumatori sul mercato spot dovuti al *mark up* per i certificati verdi, con indicazione della quota corrispondente ai costi effettivi dei certificati verdi e l'extra-onere percepito sull'offerta non soggetta ad obbligo.

Il calcolo è svolto sotto l'ipotesi, quasi sempre verificata, che a fissare il prezzo marginale sia un'offerta relativa ad un impianto soggetto all'obbligo dei certificati verdi, considerando quindi sempre presente il *mark-up* nel prezzo di equilibrio.

Nonostante l'ipotesi cautelativa sulle transazioni OTC, l'onere aggiuntivo non destinato alla copertura dei costi effettivi per l'acquisto di certificati verdi supera i 4,5 miliardi di euro, ed è quasi equivalente all'onere "proprio" sostenuto per far fronte ai costi effettivi di acquisto dei

certificati verdi, pari a 4,75 miliardi di euro.

È bene precisare che il suddetto onere non corrisponde all'onere assoluto del meccanismo di incentivazione dei certificati verdi, in quanto in esso non è compreso l'onere di acquisto dei certificati verdi venduti al GSE, compensato attraverso la componente tariffaria A3.

Analisi di *sensitivity*

In considerazione della discrezionalità utilizzata dagli operatori per il recupero, tra un anno e l'altro, del costo di acquisto dei certificati verdi, si è proceduto ad effettuare il calcolo dell'*extra-rendita* utilizzando l'ipotesi, alternativa alla precedente, che gli operatori abbiano considerato l'insorgere del costo di acquisto dei certificati verdi contestualmente alla produzione di energia non rinnovabile, e che, quindi, il *mark-up* dell'offerta di vendita sia determinato, senza sfasamento temporale, come la quota d'obbligo dell'anno Y moltiplicata per il prezzo medio annuo del certificato verde registrato nel medesimo anno Y.

Le **tabelle 5 e 6** riportano i risultati ottenuti, in termini di *mark-up* e di oneri pagati dai consumatori, in questa ipotesi alternativa.

Tabella 4 Oneri [M€] pagati dai consumatori sul mercato spot

ANNO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TOTALE
Oneri CV	263	389	471	386	509	431	426	529	742	412	196	4.753
Extra-onere	125	281	361	309	529	497	350	435	861	571	247	4.567
Totale	388	670	832	695	1.038	928	776	964	1.603	983	443	9.440

Tabella 5 Mark-up [€/MWh] sulle offerte a mercato a compensazione dei costi di acquisto dei certificati verdi

ANNO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Mark-up [€/MWh]	2,63	3,37	4,57	3,58	4,67	5,11	5,59	5,75	4,21	2,34	0,00

Tabella 6 Oneri [M€] pagati dai consumatori sul mercato spot

ANNO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TOTALE
Oneri CV	362	384	572	462	488	473	554	564	404	182	0	4.445
Extra-onere	172	278	439	371	507	546	455	463	468	253	0	3.952
Totale	534	662	1.011	833	995	1.019	1.009	1.027	872	435	0	8.397

Come si può notare, il valore dell'extra-rendita risulta minore di circa 0,6 miliardi di euro rispetto all'ipotesi base di calcolare il *mark-up* senza sfasamento annuale, dovuto alla circostanza per cui, negli anni in cui si sono verificati maggiori volumi di energia soggetta all'obbligo, si è registrato un prezzo medio del certificato verde più alto.

Nella **figura 8** si riportano i valori annui degli oneri pagati dai consumatori, con l'indicazione della percentuale di extra-onere rispetto all'onere strettamente necessario a coprire i costi dei certificati verdi.

Come si può notare, in ciascun anno i consumatori hanno sempre sostenuto un extra-onere variabile dal 50% al 140% in più di quello strettamente necessario ad incentivare i nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

In ultima analisi si è confrontato l'onere sostenuto per la sola energia soggetta all'obbligo con l'extra-onere, includendo nel calcolo anche l'energia venduta attraverso contratti bilaterali. Il

costo totale di acquisto dei certificati verdi da parte dei produttori è dato dal prodotto tra energia soggetta all'obbligo e il *mark-up* stimato; in questo calcolo si considerano anche i volumi venduti mediante contratti bilaterali perché, seppur regolati ad un prezzo al di fuori del mercato organizzato, si ipotizza che il costo dei CV sia comunque girato ai consumatori. L'extra-onere pagato dai consumatori è invece pari a quello stimato sulle vendite spot, poiché si ipotizza che i bilaterali non soggetti all'obbligo non applichino nessun *mark-up*.

Il risultato, riportato nel grafico di **figura 9**, mostra come i consumatori abbiano pagato il 54% in più di quanto avrebbero pagato se fossero stati trasferiti nel prezzo dell'energia elettrica solo i costi effettivi necessari a incentivare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Se, invece, si ipotizzasse un *mark-up* anche sul prezzo dell'energia elettrica non soggetta all'obbligo venduta OTC, la suddetta percentuale salirebbe al 98%, corrispondente ad un extra-onere assoluto di circa 7 miliardi di euro.

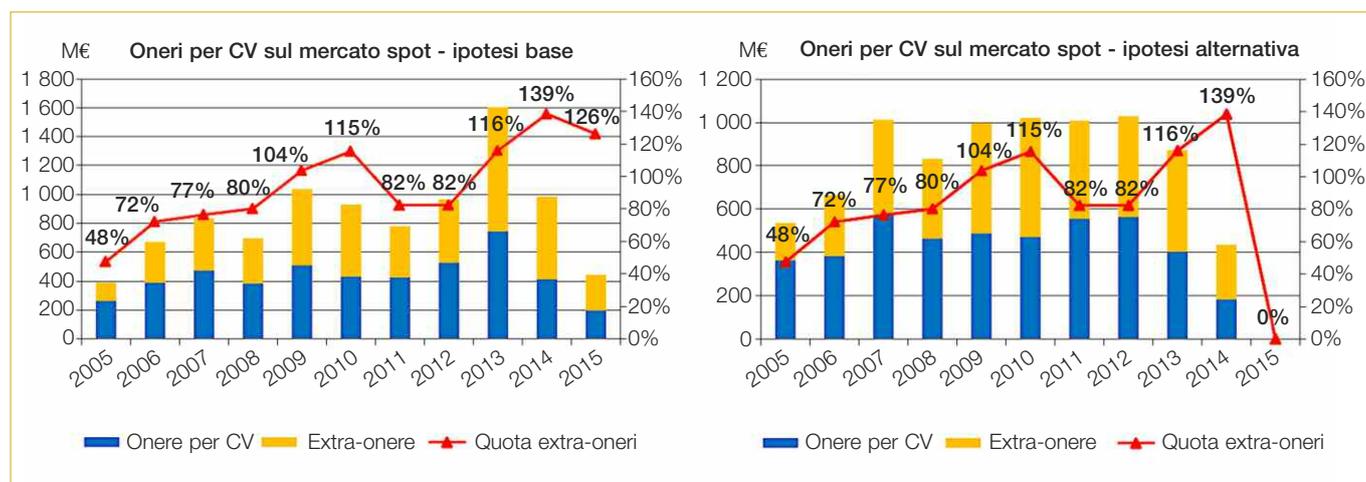


Figura 8 Oneri per CV pagati dai consumatori nelle due ipotesi di mark-up.

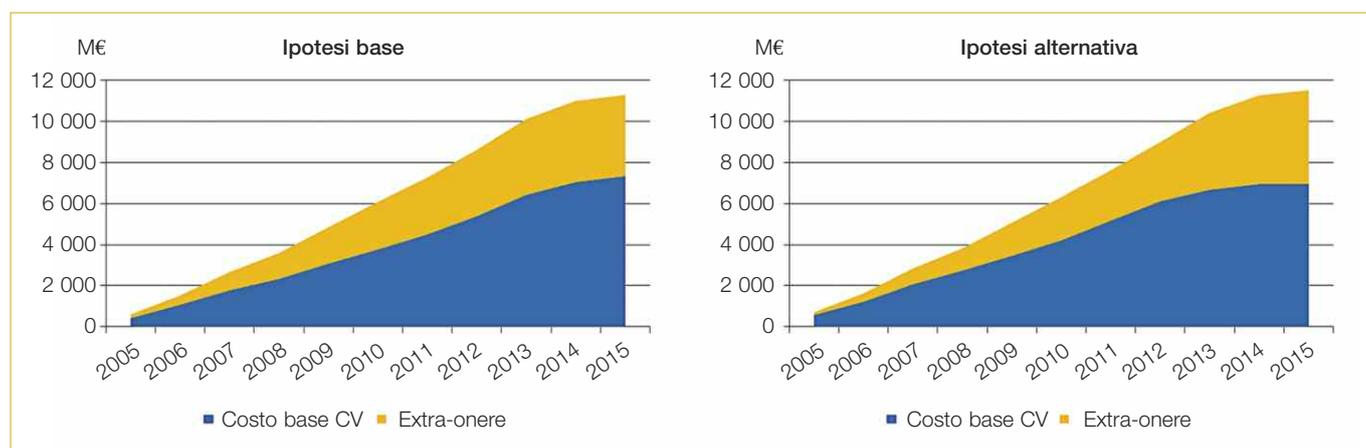


Figura 9 Extra-onere complessivo sostenuto dai consumatori per CV nelle due ipotesi di mark-up.

L'extra-onere è definitivamente venuto meno a partire dal 2016, in quanto, sulla base delle regole di chiusura definite dal DM del 6 luglio 2012, il GSE recupera attraverso il gettito tariffario solo l'ammontare economico destinato a coprire i costi di incentivazione, garantendo così un esborso "equo" a carico del consumatore.

Conclusioni

Il sistema sviluppato in Italia per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile attraverso i certificati verdi, nato nel 1999 con l'obiettivo di definire il livello dell'incentivo attraverso un meccanismo di mercato, si è rivelato, nel tempo, molto complesso e costoso.

La volontà di far nascere un confronto concorrenziale si è scontrata con l'esigenza di mantenere il prezzo del certificato verde a livelli minimi tali da favorire lo sviluppo di nuovi impianti di produzione da fonte rinnovabile, e ciò ha portato ad un incremento del numero e della complessità delle disposizioni amministrative di contorno fino al punto di "costringere" le dinamiche concorrenziali entro vincoli amministrativi stringenti, tali da allontanare il sistema

dei certificati verdi dalla sua auspicata natura di "mercato".

Al contempo, la mancata armonizzazione tra il modello di mercato dell'energia elettrica a pronti, individuato a partire dal 2004, e le regole del sistema dei certificati verdi – nello specifico, la formazione del prezzo di mercato in base al criterio del *System Marginal Price* – ha comportato un rilevante aumento dei costi a carico dei consumatori.

Analizzando i dati del mercato dell'energia elettrica nel periodo 2005-2015, è emerso come dei circa 9 miliardi di euro pagati dai consumatori come incremento del prezzo dell'energia elettrica dovuto al trasferimento del costo del certificato verde nelle offerte di borsa, circa la metà (4,5 miliardi di euro) non sono stati destinati all'erogazione di incentivi per lo sviluppo di nuova generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Se si fosse tenuto conto della distorsione indotta dalla combinazione del sistema dei certificati verdi con il meccanismo di formazione del prezzo di mercato, per esempio anticipando l'applicazione delle regole di transizione definite dal decreto legislativo n. 28/2011, i consumatori di energia elettrica avrebbero potuto risparmiare tale extra-costi, o almeno parte di esso.

Destinazione del Cinque per mille

C'È UN MODO DI CONTRIBUIRE E SOSTENERE TUTTE LE ATTIVITÀ DELL'AEIT CHE NON COSTA NULLA: DEVOLVERE IL 5 PER MILLE DELLA PROPRIA DICHIARAZIONE DEI REDDITI.

COME FARE

1. COMPILA LA SCHEDA ALLEGATA AL MOD. CU, OPPURE IL MODELLO 730 O IL MODELLO UNICO.

2. FIRMA NEL RIQUADRO INDICATO COME "SOSTEGNO DEL VOLONTARIATO E DELLE ALTRE ORGANIZZAZIONI NON LUCRATIVE (...)" E DELLE ASSOCIAZIONI E FONDAZIONI RICONOSCIUTE CHE OPERANO NEI SETTORI DI CUI ALL'ART. 10, COMMA 1 D.LGS N. 460/1997" (PRIMO RIQUADRO) SEGUENDO ATTENTAMENTE LE ISTRUZIONI

3. INDICA NEL RIQUADRO IL CODICE FISCALE DI AEIT: **01950140150**

AEIT RIFERIRÀ DELL'IMPIEGO DEI FONDI RICEVUTI CON IL 5 PER MILLE ATTRAVERSO LE PROPRIE RIVISTE E IL SITO INTERNET.

Il nucleare a cinque anni dal disastro di Fukushima

Alessandro Clerici *Presidente Onorario WEC Italia*

L'articolo riporta i dati principali relativi al settore nucleare mondiale al 10 marzo 2011, il giorno prima dell'incidente di Fukushima, e li confronta con la situazione all'11 marzo 2016. Una panoramica della situazione nei principali Paesi e alcune considerazioni sul possibile futuro del nucleare.

Introduzione

Occorre osservare che al 10 marzo 2010 la situazione relativa al nucleare a livello internazionale era ben diversa da quella odierna. In particolare:

- l'effetto di Chernobyl (1986) non era più al centro dell'opinione pubblica, che si concentrava sul cimitero finale delle scorie, sul costo del nucleare e sull'effetto NIMBY;
- le riserve di uranio erano stimate superiori a 150 anni per i consumi dei reattori in servizio; si prevedeva inoltre l'avvento commerciale dei reattori di IV generazione nel 2030-2040 con consumi ridotti di 80 volte a pari produzione di energia elettrica rispetto ai reattori di III generazione in costruzione;
- un "rinascimento nucleare" era in atto spinto da:
 1. volatilità e crescita dei prezzi dei combustibili fossili,
 2. preoccupazioni ambientali per le emissioni di CO₂ e loro penalizzazione,
 3. sicurezza degli approvvigionamenti,
 con **ben 158 reattori pianificati e 323 proposti in 47 Paesi** (da *World Nuclear Association*);
- i primi 2 Paesi per centrali nucleari in funzione, Stati Uniti e Francia, avevano prodotto nel 2010 il 45% della totale energia elettrica dall'atomo pari a 2,620 TWh (circa il 13% dei globali TWh prodotti da tutte le fonti).

L'articolo si prefigge di ricordare i dati a livello globale al 10/03/2011 per quanto riguarda i reattori in servizio ed in costruzione, di riassumere gli eventi immediatamente dopo Fukushima e di considerare dopo 5 anni i dati dei reattori in funzione ed in costruzione all'11/3/2016 con alcune analisi sia generali e sia relative ai principali Paesi per quanto riguarda la situazione del nucleare. Ciò sulla base di pubblicazioni e informazioni della IAEA (*International Atomic Energy Authority*), di scambi di informazioni con vari comitati nucleari nazionali e di colloqui personali in occasione di convegni internazionali e di riunioni di lavoro.

La situazione mondiale al 10/03/2011 [1]

La **tabella 1** riporta la situazione mondiale suddivisa per continenti.

A livello generale, si può notare:

- 442 reattori in funzione in 30 Paesi per ~375 GW (8,2% del parco elettrico mondiale);
- 65 reattori in costruzione in 16 Paesi (27 in Cina ed 11 in Russia) per ~63 GW; a parte 2 reattori ABWR (*Advanced Boiling Water Reactors*) in Giappone, tutti gli altri sono reattori della filiera PWR (*Pressurized Water Reactors*);
- in molti Paesi estensione della vita fino a 50-60 anni per i reattori in funzione (senza emis-

Tabella 1 La situazione mondiale del nucleare al 10 marzo 2011, il giorno prima dell'incidente di Fukushima

REATTORI IN FUNZIONE E IN COSTRUZIONE AL 10 MARZO 2011				
	IN FUNZIONE ¹		IN COSTRUZIONE ²	
	N.	MW	N.	MW
Europa	195	170.016	19	16.941
Nord America	124	114.616	1	1.165
Asia	117	85.750	43	42.819
Sud America	4	2.819	2	1.937
Africa	2	1.800	0	0
Totale	442	375.001	65	62.862

¹ La maggior parte dei reattori in funzione prevedeva un'estensione della vita di circa 20 anni.
² I Paesi con i reattori in costruzione erano: Cina (27), Russia (11), India (5), Sud Corea (5), Giappone (2), Slovacchia (2), Bulgaria (2), Taiwan (2), Ucraina (2), Argentina (1), Brasile (1), Finlandia (1), Francia (1), Iran (1), Pakistan (1) USA (1).
Fonte: Elaborazione dati IAEA.

sioni di CO₂ e costo del kWh molto basso per reattori ammortati: si parlava di circa 20 \$/MWh, inclusi gli accantonamenti per il *decommissioning* e per il deposito finale delle scorie).

Effetti immediati a seguito dell'incidente [1]

Con l'esclusione di Germania e Giappone, l'utilizzo delle centrali nucleari in funzione non è stato praticamente contestato dalla quasi totalità dei Paesi, fatti salvi eventuali interventi per maggiori sicurezze. Le centrali già in costruzione non sono state annullate, ma soggette a verifiche e ritardi.

La realizzazione di nuove centrali nucleari è stata preclusa in Germania, Svizzera, Italia e Venezuela. La **Svizzera** ha rinunciato, oltre a nuove possibili centrali nucleari, anche all'estensione della vita prevista per le 5 centrali esistenti (3.525 MW in totale) e le ultime 2 (le più grosse) usciranno dall'esercizio nel 2024 e 2034.

A parte il Giappone, il più significativo impatto è stato in **Germania** che nel 2010 aveva prodotto il 27,6% dell'elettricità dal nucleare e dove il Governo aveva deciso il prolungamento della vita delle centrali nucleari imponendo ai loro gestori un totale contributo alle rinnovabili di 2,5 miliardi di euro all'anno. Nei giorni seguenti l'incidente di Fukushima il cancelliere Merkel ha ordinato, in occasione delle elezioni in alcune pro-

vincie, di "spegnere" le 7 più vecchie centrali nucleari in funzione (un'altra centrale era già fuori servizio per motivi tecnici). Il governo tedesco ha poi ratificato di chiudere queste 8 centrali definitivamente per totali 8.340 MW e stabilito un programma di uscita tra il 2021 ed il 2022 di tutte le 9 rimanenti per totali 10.700 MW.

In Giappone l'energia nucleare rappresentava il 30% della produzione totale di elettricità prima di Fukushima (54 reattori per 47 GW); i piani erano di arrivare al 41% entro il 2017 e al 50% entro il 2030. Dopo l'incidente e la pratica distruzione delle 4 unità della centrale di Fukushima Daiichi (dichiarate in *decommissioning*) alla fine di ottobre 2011 solo 10 dei 50 reattori rimanenti erano in funzione (40 reattori chiusi per i controlli periodici o nuove ispezioni).

In definitiva, subito dopo Fukushima, i 442 reattori dichiarati in servizio dai singoli Stati (secondo la definizione della IAEA "reattori dichiarati non permanentemente fuori servizio") **sono scesi di 12 unità** (8 tedesche e 4 giapponesi) a 430 reattori.

La IAEA si è subito attivata ed ha presentato, sulla base delle lezioni apprese da Fukushima, i nuovi *safety standards* da applicare universalmente alle centrali; la revisione sistematica e regolare della situazione di sicurezza delle centrali; il rafforzamento della preparazione locale nei singoli Stati ad affrontare emergenze, al limite anche creando una forza di intervento multinazionale; il rafforzamento del ruolo – e l'indipendenza –

Tabella 2 La situazione mondiale del nucleare all'11/03/2016

REATTORI IN FUNZIONE E IN COSTRUZIONE ALL'11/03/2016				
	IN FUNZIONE		IN COSTRUZIONE	
	N.	MW	N.	MW
Europa	185	161.383	16	15.080
Nord America	120	114.015	5	5.633
Asia	130	103.283	43	43.315
Sud America	5	3.516	2	1.270
Africa	2	1.860	0	0
Totale	442	384.057	66	65.298

Fonte: Elaborazione dati IAEA.

delle autorità nucleari locali e la disseminazione delle informazioni in modo trasparente.

Occorre tuttavia notare che la IAEA non ha potere sulle sovranità dei singoli Stati e non può imporre di chiudere od evitare la costruzione di centrali ritenute pericolose per tecnologie, localizzazione e/o procedure operative.

Nei Paesi con pareri negativi sul nucleare, l'incidente di Fukushima è servito (vedi Italia) e servirà come ulteriore esempio per opporvisi. Vi è stato un aumento della mentalità del "non nel mio cortile" a livello generale ed un forte incremento delle opposizioni specie in zone vulnerabili a disastri naturali (terremoti, tsunami, alluvioni, frane, ecc.).

Vi è stato anche un aumento del costo delle centrali nucleari per le maggiori richieste di sicurezza/tempi di permessi più lunghi/costi maggiori delle assicurazioni che hanno reso economicamente svantaggiato il nucleare.

Occorre notare che in Europa, valori della CO₂ bassi (circa 5 €/t CO₂) hanno favorito l'uso del carbone anche rispetto al gas e negli Stati Uniti (dove i circa 3,5 \$/MBTU dello *shale gas* danno un costo di 30 \$/MWh prodotto) si è espanso l'uso del gas per produrre elettricità; a parte le opposizioni ambientali, ciò non rende economico lo sviluppo di centrali nucleari *capital intensive* e con lunghi tempi di realizzazione.

Chi era a favore del nucleare ha sottolineato che si può imparare da Fukushima e ciò in accordo alla storia del nucleare che ha visto un costante miglioramento ed uno sviluppo tecnologico sulla base dell'esperienza acquisita. Tale processo è stato alla base dei fornitori dei reattori di III generazione in costruzione in vari Paesi co-

me Stati Uniti, Francia, Finlandia, Cina, Russia, Corea, Giappone. Questi nuovi reattori prevedono una vita di 60 anni, una disponibilità superiore al 90%, una probabilità 10⁻⁷ di fuga di radiazioni senza effetto all'esterno, un'esposizione molto bassa di radiazioni per gli operatori, una capacità di resistere all'impatto di velivoli di grandi dimensioni.

L'effetto più evidente ed importante risulta ora quello relativo a chi si assume i rischi economici (*liabilities*) legati a gravi incidenti tipo Fukushima, e per i valori si rimanda più sotto alle note sul Giappone.

La situazione mondiale del nucleare all'11 marzo 2016

A 5 anni dall'evento di Fukushima, la **tabella 2** riassume la situazione dei reattori nel mondo suddivisa per continenti.

Per i **31 Paesi** che **posseggono centrali nucleari** e ordinati per valori decrescenti della potenza nucleare installata, la **tabella 3** riporta la situazione dichiarata all'11 marzo 2016; la **tabella 4**, per le **16 nazioni** che **hanno reattori dichiarati in costruzione** alla stessa data, riporta il loro numero e la loro potenza.

L'Europa risulta ancora di gran lunga in testa per numero di reattori in funzione (185) e per potenza nucleare installata (161 GW), seguita da Asia (con 130 reattori), che ha superato il Nord America (120 reattori) per numero di reattori ma non per capacità (103 GW rispetto a 114). Occorre però sottolineare che dei "nominali" 43 reattori giapponesi solo 2 sono in fun-

Tabella 3 Reattori dichiarati in funzione all'11/03/2016

PAESE	NUMERO DI REATTORI	CAPACITÀ ELETTRICA TOTALE NETTA
		[MW]
Stati Uniti	99	99.185
Francia	58	63.130
Giappone	43	40.290
Cina	31	26.635
Russia	35	25.443
Corea	25	23.133
Canada	19	13.500
Ucraina	15	13.107
Germania	8	10.799
Svezia	10	9.648
Inghilterra	15	8.883
Spagna	7	7.121
Belgio	7	5.913
India	21	5.308
Taiwan	6	5.052
Repubblica Ceca	6	3.930
Svizzera	5	3.333
Finlandia	4	2.752
Bulgaria	2	1.926
Ungheria	4	1.889
Brasile	2	1.884
Sud Africa	2	1.860
Slovacchia	4	1.814
Argentina	3	1.632
Messico	2	1.440
Romania	2	1.300
Iran	1	915
Pakistan	3	690
Slovenia	1	688
Olanda	1	482
Armenia	1	375
Totale	442	384.057

Fonte: Elaborazione dati IAEA.

Tabella 4 Reattori dichiarati in costruzione all'11/03/2016

PAESE	NUMERO DI REATTORI	CAPACITÀ ELETTRICA TOTALE NETTA
		[MW]
Cina	24	24.128
Russia	8	6.852
Stati Uniti	5	5.633
Emirati Arabi Uniti	4	5.380
Corea	3	4.020
India	6	3.907
Giappone	2	2.650
Taiwan	2	2.600
Bielorussia	2	2.218
Ucraina	2	1.900
Francia	1	1.630
Finlandia	1	1.600
Brasile	1	1.245
Slovacchia	2	880
Pakistan	2	630
Argentina	1	25
Totale	66	65.298

Fonte: Elaborazione dati IAEA.

zione all'11/03/2016, non essendo dichiarati in *decommissioning* gli altri 41 in attesa di essere rimessi in esercizio; tutti i 43 reattori giapponesi figurano quindi nell'elenco come "in funzione" secondo le procedure IAEA. Sud America ed Africa hanno ancora un ruolo marginale nel nucleare.

Praticamente il numero di reattori dichiarati "funzionabili" a livello mondo sono rimasti 442 come al 10/03/2011 ma con una potenza di 384 GW rispetto ai 375 GW; i reattori in costruzione sono saliti a 66 (65,3 GW) da 65 (62,8 GW).

Gli Stati Uniti mantengono una netta supremazia (99 reattori in funzione per 99 GW) rispetto a Francia (58 reattori e 63 GW), Giappone (40 GW e 43 reattori, ma solo 2 effettivamente in funzione) e Cina (31 reattori per 26 GW), Cina che in meno di 4 anni supererà i 55 reattori in esercizio. Occorre notare come l'India, pur con 21

reattori in funzione, abbia una potenza installata di soli 5,3 GW a causa della piccola dimensione (con l'esclusione di un reattore russo da 920 MW) dei suoi reattori HPWR sviluppati localmente e che utilizzano uranio naturale.

Per quanto riguarda **la tecnologia dei 442 reattori in servizio, ben 283** (poco meno dei 2/3) **sono** del tipo **PWR** (*Pressurized Water Reactors*), il 17,5% BWR (*Boiling Water Reactors*), l'11% PHWR (*Pressurized Heavy Water Reactors*), il 3% GCR (*Gas Cooled Reactors*) come pure LWGR (*Light Water Graphite Moderated Reactors*) -3 reattori sono del tipo FBR (*Fast Breeder Reactors*).

L'Asia continua a dominare la scena con circa i 2/3 dei reattori in costruzione (43 su 66 rispetto ai 43 su 65 del 2011) seguita dall'Europa (16 rispetto ai 19 del 2010); il Nord America è a 5 rispetto all'unico in costruzione appena prima di Fukushima e il Sud America a 2 come a marzo 2011.

Per quanto riguarda **la tecnologia dei 66 reattori in costruzione, 56 (85%) sono PWR**, il 6% sono BWR, come pure i PHWR's. Un HTGCR (*High Temperature Gas Cooled Reactor*) per 200 MW e così pure un FBR per 490 MW sono in costruzione.

L'energia elettrica prodotta nel 2014 dal nucleare (non sono ancora disponibili tutti i dati del 2015) **è risultata pari a livello globale a 2.410 TWh** con un calo rispetto ai 2.620 TWh del 2010 (fondamentalmente per i circa 300 TWh in meno dal Giappone ed i 50 dalla Germania non completamente compensati dalla maggior produzione da nuovi entranti e da aumenti di produzione per aumentata disponibilità di reattori in servizio). Il consumo totale di uranio è risultato pari a circa 60.000 t.

Il contributo del nucleare alla totale energia elettrica prodotta è stato pari a circa il 10,5% con una potenza installata pari al 7% della totale da tutte le fonti.

Vale la pena di ricordare che nel 2014 l'idroelettrico ha prodotto 3.900 TWh, l'eolico 730, le biomasse 425, il solare 212 e la geotermia 95 TWh mentre le fonti fossili 15.760 TWh (67% dei totali).

La **tabella 5** riporta per tutte le 31 nazioni con reattori dichiarati in funzione, la percentuale di energia elettrica prodotta dal nucleare nel 2014 e per alcuni Paesi quella nel 2015.

Nel 2014 la Francia è chiaramente ancora in testa con il 76,9% di energia elettrica prodotta dal nucleare, seguita da Slovacchia (56,8%), Ungheria (53,6%), Ucraina (49,4%) e Belgio (47,5%). Occorre notare che nel 2014 il Giappone non ha

Tabella 5 Percentuale di energia elettrica prodotta dal nucleare

PAESE	[%] 2014	[%] 2015
Francia	76,9	76,3
Slovacchia	56,8	55,9
Ungheria	53,6	52,7
Ucraina	49,4	56,5
Belgio	47,5	37,5
Svezia	41,5	ND
Svizzera	37,9	33,5
Slovenia	37,2	38,0
Repubblica Ceca	35,8	ND
Finlandia	34,6	33,7
Bulgaria	33,6	31,3
Armenia	30,7	34,5
Corea	30,4	31,7
Spagna	20,4	20,3
Taiwan	19,8	16,3
Stati Uniti d'America	19,5	19,5
Russia	18,6	18,6
Romania	18,5	17,3
Inghilterra	17,2	ND
Canada	16,8	ND
Germania	15,8	14,1
Sud Africa	6,2	4,7
Messico	5,6	6,8
Pakistan	4,3	ND
Olanda	4,0	ND
Argentina	4,0	4,8
India	3,5	3,5
Brasile	2,9	2,8
Cina	2,4	ND
Iran	1,5	ND
Giappone	0,0	ND

ND = Non Disponibile

Fonte: Elaborazione dati IAEA.

prodotto elettricità dal nucleare rispetto al 30% del 2010. La Germania è scesa ad un 15,8% dal 28% del 2010. Gli Stati Uniti sono stabili intorno al 20% e la Cina pur con i notevoli sviluppi in corso si attesta intorno al 2,5%.

Età dell'attuale parco nucleare ed evoluzione negli ultimi anni

Per quanto riguarda l'età dei reattori in esercizio, il grafico dell'IAEA qui sotto riportato è eloquente e riguarda il numero di reattori in servizio per età calcolata dalla loro connessione alla rete (**figura 1**).

Sono ben evidenti i 2 picchi relativi alle 2 fasi iniziali di grande sviluppo intorno agli anni 1973 e 1983 con picchi di potenza installata in 1 anno pari a 13 GW e 33 GW rispettivamente ed il crol-

lo sotto i 10 GW dal 1990 con valori fino a 0 (nessun reattore entrato in servizio) nel 2008, anno dal quale sembra verificarsi una ripresa (trainata dalla Cina) che ha portato a 10 i reattori collegati in rete per circa 10 GW nel 2015. Dal 2009 al 2015 sono stati collegati alle reti elettriche 36 reattori per circa 25 GW, pari alla potenza installata nel solo 1985.

Occorre notare che 81 reattori hanno oltre 40 anni di vita e ben 270 su 442 più di 30 anni; sebbene siano in esecuzione estensioni della vita fino a 60 anni, appare chiaro il grande mercato che si apre alla *decommissioning* delle centrali nucleari ed ai "cimiteri" delle scorie. Dall'inizio della storia dell'atomo per usi civili, a gennaio 2016 risultavano chiusi permanentemente 110 reattori commerciali e 46 reattori sperimentali/prototipali.

La **tabella 6** riporta dal 2007 al 2015 i dati re-

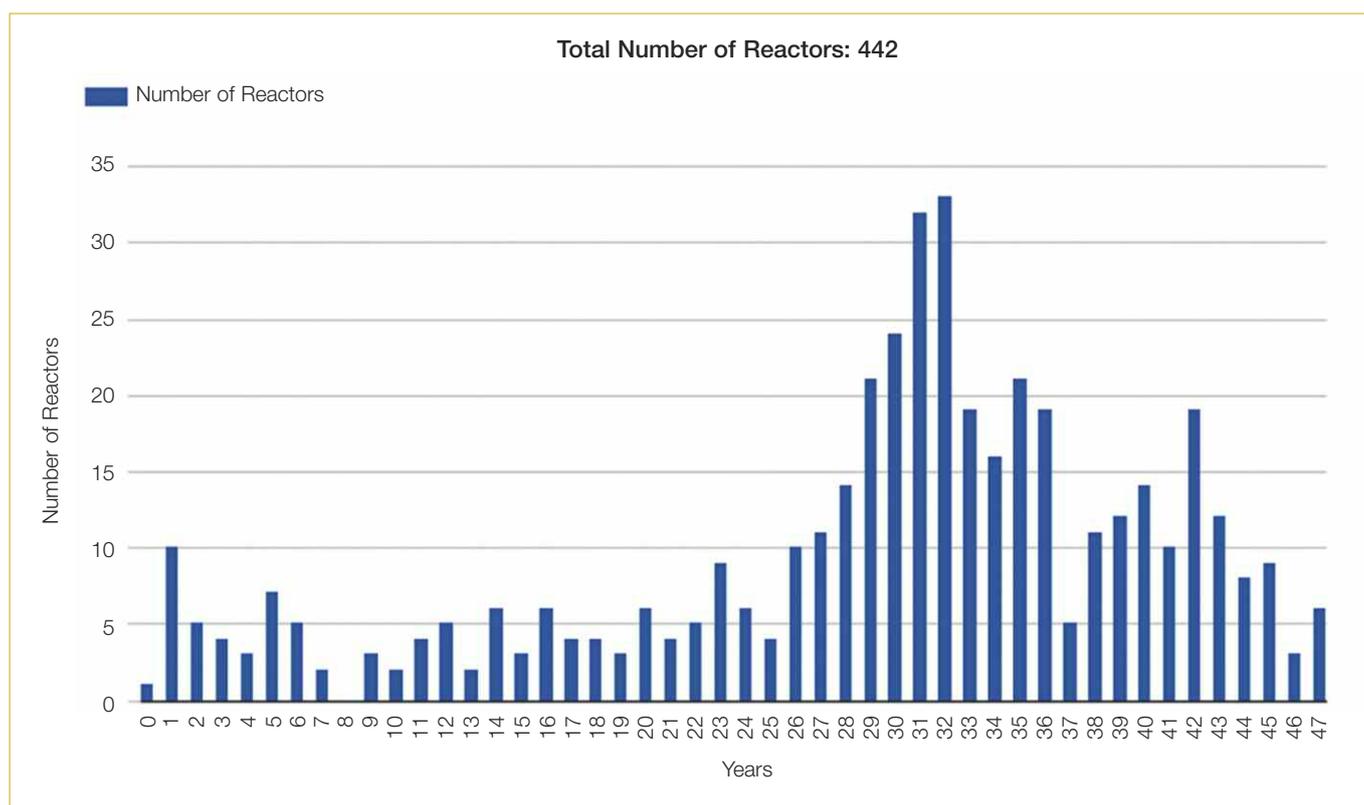


Figura 1 Numero di reattori in servizio all'11/3/2016 per età dalla loro connessione alla rete.

Tabella 6 Inizio costruzioni, connessioni alla rete e chiusure permanenti di reattori dal 2007 al 2015

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Inizio costruzione	8	10	12	15	4	7	10	3	4
Connessione alla rete	3	0	2	5	7	3	4	5	10
Chiusura permanente	1	2	3	1	13	3	6	1	6

Fonte: Elaborazione dati IAEA.

lativi al numero di reattori in diverse fasi della loro vita.

Rispetto alla chiusura permanente di 36 reattori negli ultimi 9 anni, si è assistito alla connessione alla rete di 39 reattori ed all'inizio costruzione di 73. Quello che accadrà per i reattori giapponesi potrà cambiare drasticamente tali numeri, ricordando da sopra che ben 41 di essi sono dichiarati "funzionanti" sebbene non abbiano ottenuto dalle autorità locali l'autorizzazione a ripartire con la produzione di energia elettrica.

Un flash sul nucleare in vari Paesi

Passando in rassegna le principali nazioni coinvolte con programmi nucleari, la situazione ad oggi è come segue, considerando dapprima le 31 nazioni che hanno già reattori in funzione all'11/3/2016.

Stati Uniti: dei circa 25 reattori che avevano chiesto le "autorizzazioni per costruire" secondo le procedure del 2007, solo 4 (AP 1000 Toshiba/Westinghouse) sono in fase di costruzione e in Stati dove non esiste un libero mercato ma un sistema regolatorio che ribalta sulle bollette i costi di nuovi impianti. A parte problemi di opinione pubblica, dati i costi e tempi di realizzazione di nuove centrali, è impensabile una competitività del nucleare in Stati dove vige un mercato elettrico, salvo eventuali incentivi (vedi *feed-in tariff inglese*) o molto forti penalizzazioni della CO₂. 79 dei 99 reattori in servizio hanno ottenuto una estensione della vita per 20 anni (praticamente una vita utile di 60 anni) e altre 11 domande sono in fase di esame. Si parla di considerare la possibilità di ulteriore estensione di 20 anni oltre i 60, fatti savi adeguati controlli e migliorie.

Francia: ha il record (77%) di elettricità prodotta dall'atomo. Il nuovo reattore di Flamanville da 1.600 MW sta cumulando enormi ritardi ed extra costi come il gemello in Finlandia (grave impatto sulla presunta leadership francese nei reattori di III generazione). A fronte di grandi investimenti (si parla di 55 miliardi di €) previsti da EdF nelle centrali nucleari esistenti per migliorie, *upgrading*, estensione della vita e flessibilizzazioni per far fronte a possibili aumenti di fonti rinnovabili volatili, vi sono notizie sconcertanti dai politici in vista di elezioni: ridurre nel 2020 al 50% la quota di elettricità dal nucleare il che significherebbe "trovare" qualcosa come 140 TWh!

Da notare l'attività di EdF e francesi nel nucleare all'estero (ad oggi 2 EPR in costruzione in Cina e accordo per Hinkley Point in Inghilterra e proposte in Medio Oriente, Asia ed Africa), ma abbastanza bloccata negli sviluppi dai problemi del reattore EPR di AREVA la cui divisione centrale sta per essere inglobata in EdF. Da notare le recenti critiche in Francia per i rischi tecnologici e finanziari legati ai reattori EPR per Hinkley Point. Occorrerà vedere gli effettivi tempi di partenza delle costruzioni e di realizzazione degli impianti, gli accordi in corso di discussione e l'impatto della legislazione (incluso il chi si prende la responsabilità finanziaria per gravi incidenti tipo Fukushima).

Giappone: dei 4 reattori rientrati in servizio nel 2015 in accordo alle nuove regole di sicurezza, 2 sono stati fermati recentemente dalle municipalità locali; ciò anche se approvate dalla nuova autorità nucleare giapponese instaurata dopo Fukushima. L'autorità nucleare ha ad oggi emesso la licenza di ripartire a 24 reattori, ma le autorità locali che hanno "l'ultima parola" si stanno opponendo. Continue oscillazioni politiche sul reale futuro del nucleare e sua graduale sostituzione. Il disastro di Fukushima è valutato in circa 150 miliardi di dollari per i danni diretti; in aggiunta il Giappone ogni anno ha un maggior esborso di decine di miliardi di dollari per importazione di combustibili di tutti i tipi (oltre 35 miliardi di dollari nel 2014) per alimentare le più disparate (per potenza e anzianità) unità esistenti a carbone, petrolio, gas, ecc. In 5 anni il prezzo medio dell'elettricità è aumentato notevolmente e molte società elettriche presentano bilanci fortemente negativi. Date le cresciute emissioni di CO₂, il Giappone è uscito dal protocollo di Kyoto. Gli ultimi piani energetici del 2015 prevedono la seguente produzione di elettricità al 2030 dalle principali risorse come segue: 27% da GNL, 24% da carbone, 22-24% da rinnovabili, 20-22% da nucleare. Il governo sta supportando fortemente attività di esportazione dei reattori Hitachi (con GE ABWR e ESBWR), Toshiba (AP 1000) e Mitsubishi (reattore ABWR).

Cina: con i suoi 31 reattori in servizio e 24 in costruzione e le altre decine pianificate, sta avviandosi a diventare come nell'idroelettrico, nel carbone e nell'eolico e nel fotovoltaico, la prima nazione anche per potenza nucleare installata. Erano previsti in servizio 150 GW nel 2030 ma occorrerà verificare anche sul nucleare l'effetto del ridotto aumento all'anno di PIL e consumi. La Cina sta affacciandosi sia come investitore sia

come fornitore di centrali nucleari all'estero (in fase di realizzazione una centrale in Pakistan ed una in Argentina, partecipazione con quota del 35% in UK come partner EDF per la realizzazione di Hinkley Point) e sia come propulsore di accordi in Sud Africa, Kenya, Romania, Argentina, Iran, Turchia, Egitto, Armenia, ecc. La Cina è notevolmente impegnata nella realizzazione di reattori avanzati della IV generazione. In sviluppo in collaborazione con Russia e Stati Uniti reattori su chiatte galleggianti.

Russia: grande attività di estensione vita ed *upgrading* dei reattori esistenti. L'ultimo *Federal Target Program* prevedeva, rispetto all'attuale con 18,5% di elettricità dal nucleare, di arrivare al 25-30% nel 2030 e al 40-50% nel 2050 ma è in fase di ridiscussione. Ad oggi sono pianificati 25 reattori oltre agli 8 in costruzione per entrata in servizio nel 2035. Vari reattori dei 35 in servizio sono utilizzati anche per reti di calore (*district heating*). La costruzione dei 2 reattori da 1.200 MW nell'enclave di Kaliningrad è stata sospesa non essendosi concretizzati contratti di vendita con Germania, Polonia e Stati Baltici. I russi puntano molto su nuovi reattori innovativi della IV generazione e stanno cercando di commercializzare piccoli reattori su chiatte derivati dai reattori navali, per l'alimentazione di isole o coste non connesse alla rete (accordo del 2015 in Indonesia). La Russia è stata ed è attivissima nel promuovere il finanziamento di reattori da realizzare all'estero con la filosofia BOO (*Build Operate&Own*) con contratti che prevedono realizzazione ed operazione delle centrali con fornitura del combustibile e anche ritiro delle scorie e con particolari condizioni la cessione degli assets al governo locale. Con riferimento all'attività all'estero svolta dopo il crollo dell'impero russo, 6 reattori sono stati venduti e sono già in servizio in Ucraina, Iran, Cina ed India; ci sono in costruzione 5 reattori in India, Cina e Bielorussia. 14 reattori sono oggetto di contratti firmati (ma non tutti operativi) in Turchia (il primo contratto nucleare mondiale BOO con 4 reattori ora in stallo), India, Bangladesh, Vietnam, Armenia. Altri 15 reattori pianificati con finanziamenti in Cina, Vietnam, India, Ungheria (boicottaggio UE), Giordania, Slovacchia ed Egitto (4 reattori con finanziamento di 26 b\$). Accordi firmati per 6 reattori in India ed 8 in Sud Africa oltre a quelli in Nigeria ed Argentina.

Corea del Sud: era previsto di arrivare ad una quota di energia nucleare del 59% nel 2022 rispetto all'attuale 30% prodotta dai 25 reattori in servizio. Ci sono 3 reattori in costruzione e gli al-

tri 8 pianificati sono in fase di stallo per aumentate opposizioni locali e per riduzione del tasso di incremento dei consumi. L'ultimo piano al 2035 prevede al ribasso al 29% la capacità installata di nucleare rispetto al precedente 41%. La Corea vanta la miglior performance mondiale della flotta nucleare con un *capacity factor* di oltre il 96%. Con KEPCO (la utility coreana) forte azione di vendita di centrali all'estero; acquisita la più grossa commessa della storia nucleare battendo con 20 miliardi di \$ alla grande AREVA (Francia) per la fornitura agli Emirati Arabi di 4 reattori da 1.400 MW ciascuno che stanno entrando in servizio (il primo nel 2016) intervallati di circa 1 anno l'uno dall'altro. Contratti ed accordi firmati in Turchia, Giordania, Romania, Egitto, Arabia Saudita, Vietnam, Repubblica Ceca e Brasile.

Canada: ha 19 reattori in servizio e registra continui ritardi nella definizione della realizzazione di nuovi reattori e dell'*upgrading* degli esistenti.

Ucraina: ha avuto un crollo dei consumi elettrici. Erano pianificati 13 nuovi reattori per 14 GW da aggiungersi ai 15 in servizio con reattori russi ma chiaramente data la situazione non si possono fare previsioni. Resciso nel 2015 un contratto precedentemente firmato con la Russia per il completamento di 2 reattori.

Germania: si è già accennato precedentemente all'uscita dal nucleare nel 2022 con chiusura degli ultimi reattori. Oggi la Germania produce circa il 50% dell'energia elettrica da lignite.

Svezia: sono in corso lavori di *upgrading* ed estensione della vita di quei reattori in servizio (9.500 MW) che non li hanno già effettuati. Politica ambivalente nel nucleare negli ultimi 15 anni. Decisa per il 2020 la chiusura dei 4 reattori più vecchi (2.700 MW). La tassa sul nucleare di 7,5 €/MWh ha acceso una serie di contenziosi e Vattenfall sta esaminando la chiusura anticipata di alcuni reattori.

Inghilterra: gli ultimi governi si sono dimostrati favorevoli al mantenimento del nucleare (15 reattori ora in servizio ma chiusura entro il 2025 del 50%) con cessione dei siti di vecchie centrali nucleari per la realizzazione di nuove; nel 2014 è stato introdotto un *capacity payment* da affinare ed una *feed-in tariff* per il nucleare per 35 anni (abbinata ad un contratto per differenze) pari a 95 £/MWh. Occorre notare che anche gli altissimi livelli di *carbon tax* previsti sono stati ri-

dotti ora a 16-18 t CO_2 nel 2020 con progressiva salita nel 2030 a 70. È stato posto un limite di emissioni di CO_2 di 450 gr/kWh per nuove centrali che usano combustibili fossili.

Gli iniziali obiettivi abbastanza mirabolanti per rinnovabili e nucleare sono stati ridotti e per il nucleare si parla ora di circa 16 GW di nuove centrali operative nel 2030; non sono previste restrizioni ad investimenti stranieri.

Tre principali progetti di IPP's (*Independent Power Producers*) in corso di discussione:

- Edf Energy (65% Edf e 35% cinesi) per 4 EPR per totali 6.500 MW con primo gruppo ad Hinkley Point ora previsto in servizio non prima del 2023;
- Horizon che dopo varie vicissitudini vede ora Hitachi al 100% con 4 reattori ABWR per totali 5.500 MW con il primo previsto in funzione nel 2025;
- Nu Generation (60% Toshiba e 40% ENGIE ex GdF) con 3 AP 1000 per circa 3.400 MW con il primo in funzione non prima del 2024.

A questi 3 gruppi, a seguito di contatti ai massimi livelli politici da entrambe le parti, si è affiancato recentemente un quarto gruppo 100% cinese (China General Nuclear) con 2 reattori per 2.300 MW; ancora aperta la questione se reattori cinesi o "stranieri" (esempio, AP 1000).

Interessante notare la decisione dell'ottobre 2015 di investigare l'utilizzo di "small reactors" ed in particolare accordi con la americana Nu Scale Power (*Integral Pressurized Water Reactors* in moduli da 50 MW) e con Westinghouse (LWR da 200 MW).

L'Inghilterra, madre del libero mercato elettrico, ha introdotto quindi una tariffa preferenziale per il nucleare per "favorire i piani di sviluppo nell'ambito di una sicurezza energetica e con zero emissioni di CO_2 ".

Spagna: i 7 reattori in funzione hanno formalmente licenze di funzionamento che scadono dal 2020 al 2024 (il 2024 per la centrale di Trillo che ha ottenuto nel 2014 un'estensione della vita per 10 anni). La politica degli ultimi governi non è stata sempre chiara con andamento alterno nei confronti dell'energia nucleare. I forti contrasti tra i proprietari delle centrali e gli enti regolatori non permettono una estensione della vita degli impianti tale da consentire di recuperare gli investimenti necessari; la centrale di S. Maria di Garona è stata chiusa dopo anni di discussioni.

Belgio: una legge del 2012 prevede dal 2022 al 2025 la chiusura del nucleare che produce

ora il 40% dell'energia elettrica. Grosse battaglie dai proprietari di centrali nucleari per ottenere l'abolizione della tassa sul nucleare e permettere adeguate estensioni della vita delle centrali.

India: in aggiunta ai 5.300 MW in esercizio ed ai 4.000 MW in costruzione di centrali nucleari erano pianificati circa 60 GW addizionali dei quali 40.000 MW in grandi parchi nucleari da sviluppare come centrali BOO da investitori esteri; e qui erano coinvolti la Francia (EdF con Areva), la Russia, i 2 gruppi giapponesi/Stati Uniti (Toshiba W con reattori AP1000 e GE/Hitachi con reattori ABWR), Canada con reattori AECL e Corea con KEPSCO e reattori AP 1400. La decisione del governo indiano di non contribuire per danni diretti ed indiretti derivanti da possibili incidenti nucleari (che dovrebbero quindi essere presi in toto da investitori e fornitori di tecnologie), ha bloccato le trattative. Gli ultimi più realistici target del novembre 2015 sono in forte ribasso dai precedenti mirabolanti e prevedono di raggiungere nel 2024 i 15 GW di nucleare installato. Occorre notare che l'India a causa della sua bomba atomica è stata tenuta fuori dal trattato di non proliferazione fino al 2009 ed ha sviluppato i suoi reattori utilizzando anche il locale Torio data l'impossibilità di importare Uranio. L'India ha in costruzione un FBR da 500 MW che è prossimo al *commissioning* ed in questi mesi è stata pianificata la costruzione di altri 2 FBRs e definiti 9 nuovi siti per i loro reattori PHWR. Accordo per inizio costruzione nel 2016-2018 con la Russia per 2 reattori da 1.000 MW ed altri in futuro.

Taiwan: da anni vede fortissimi movimenti ambientalisti che chiedono la chiusura delle centrali atomiche in un Paese altamente sismico come Taiwan; forte accelerazione delle opposizioni a seguito di Fukushima. Il partito Democratico Progressista al potere da gennaio 2016 ha in programma di chiudere tutti i 6 reattori ora in esercizio quando arriveranno ai 40 anni di vita e quindi dal 2018 al 2025. Anche i 2 reattori in costruzione dal 1999 e più volte fermati sono in attesa di un referendum per la loro "morte" definitiva. I 6 reattori ora ammortati producono energia con un costo di 20 \$/MWh contro i 58 da carbone e 110 da GNL. Il costo dell'energia elettrica nei primi 10 anni di servizio previsti per i 2 reattori in costruzione era stimato in 40 \$/MWh. Il fermo del nucleare aumenterebbe sensibilmente il costo dell'energia e le emissioni di CO_2 (+15%). Taipower ha già preparato un piano di *decom-*

missioning del primo reattore a partire dal 2019 e con durata di 25 anni in 4 fasi per arrivare a "green field" nel 2044.

Repubblica Ceca: era iniziato un processo di acquisto di nuove centrali nucleari con trattative con Areva, Toshiba W ed un consorzio di Skoda con i russi. Nel 2014 il governo della Repubblica Ceca ha confermato che non verrà accordata nessuna tariffa preferenziale (come invece in Inghilterra) al nucleare e le trattative si sono incagliate. Nel gennaio 2016 il governo ha formato un comitato presieduto dal primo ministro per coordinare/pianificare lo sviluppo del nucleare.

Svizzera: come sopra riportato, gli ultimi reattori usciranno dal servizio nel 2034.

Finlandia: nonostante le gravi problematiche per il completamento della centrale di Olkiluoto 3 di TVO (centrale considerata originariamente un modello tecnologico e di approccio consortile/finanziario con reattore EPR previsto ora in servizio a fine 2018 rispetto al 2012), il governo finlandese ha aperto da qualche anno l'iter autorizzativo per 2 centrali: Olkiluoto 4 inizialmente prevista per 1.600 MW come raddoppio di Olkiluoto 3 (e poi ridotta in potenza a 1.200 MW ed ora cancellata) e la centrale del raggruppamento Fennovoima che a seguito di uscita di azionisti (EoN) vede ora un accordo intergovernativo con i russi che hanno preso la maggioranza con il 34% del capitale, mentre il restante 66% appartiene a circa 40 industrie locali. Prezzo stimato di 6 miliardi di € e costo del kWh per azionisti a 50 €/MWh; il reattore russo da 1.200 MW è previsto in esercizio nel 2024.

Ungheria: vedere al capoverso Russia l'accordo con Rosatom per 2 reattori da 1.200 MW da aggiungere ai 4 in servizio. Da novembre 2015 azioni legali di UE contro Ungheria per ottenere sospensione/annullamento del contratto in ottemperanza al boicottaggio di forniture dalla Russia.

Bulgaria e Romania: la saga della centrale da 2.000 MW bulgara e l'estensione di Cernavoda 3 & 4 in Romania con reattori da 700 MW prosegue da oltre 10 anni con susseguirsi di consorzi e accordi falliti. In Bulgaria sembra riparta l'accordo con i russi per 2 reattori non in Belebne ma in Kozloduy.

In Romania è stata scelta nel 2014 la cinese CGN come "selected investor" ma non si vede ancora la fine anche se a gennaio 2016 il gover-

no Romeno ha confermato il proprio impegno per finalizzare una Joint Venture tra CGN e la romena SNN.

Brasile: il piano nucleare, che prevedeva sviluppi sia a sud di Rio sia nella zona NE, è stato rimandato a dopo il 2022. Recenti accordi con Russia e giapponesi (Toshiba) per riesame di un piano nucleare.

Sud Africa: l'iniziale megapiano da 20.000 MW in aggiunta ai 2 reattori in servizio è stato dimezzato a 10.000 MW ma persistono problemi finanziari. Sono in discussione accordi con russi, cinesi, coreani e giapponesi per un piano da 9.600 MW. ESCOM (la società elettrica nazionale) sta realizzando nel frattempo enormi centrali a carbone. Nel dicembre 2015 è stata emessa una richiesta di proposte per la fornitura finanziata di 9.600 MW di centrali nucleari.

Slovacchia: il completamento dei 2 gruppi da 470 MW ciascuno della centrale di Mochovce ha avuto un cammino difficoltoso e grandi ritardi (ora prevista entrata in servizio dei 2 gruppi nel 2017 e 2018 rispetto al 2012) ed elevati costi rispetto ai preventivi iniziali (4,8 G€ ad oggi previsti dalla società SE rispetto ai 2,8 iniziali). Accordo preliminare con la Russia per 2 reattori da 1.200 MW ad oggi pianificati per inizio costruzione nel 2021.

Argentina: firmato nel 2015 accordo con cinesi per la realizzazione di Atucha 3 con un reattore PHWR da 800 MW e di un altro da 1.000 MW con inizio costruzioni in discussione (rispettivamente fine 2016 e 2018). Accordo nel 2015 con i russi per un reattore VVER da 1.200 MW con l'impegno dei 2 governi di promuovere congiuntamente in America Latina tale reattore. Il reattore di Embalse (PHWR da 600 MW) è fermo da gennaio 2016 per estenderne la vita di 25 anni ed aumentare di 35 MW la potenza (contratto con canadesi di 1.4 G\$). Il reattore CAREM interamente sviluppato localmente avrà il prototipo da 25 MW elettrici (100 MW termici) in servizio dal 2017 con sviluppi previsti per taglie da 100-200 MW e con collaborazioni in corso con Paesi esteri (esempio, Arabia Saudita).

Messico: la scoperta dello *shale gas* ha fatto rimandare il piano di sviluppo di centrali nucleari da aggiungersi ai 2 reattori in servizio. Nel 2015, nel nuovo piano di sviluppo del settore elettrico sono stati inseriti 3 reattori per possibile entrata in servizio dal 2026 al 2028.

Iran: accordo con russi per 2 nuovi reattori da 1.000 MW e con i cinesi per 2 “small reactors” da 100 MW con inizio costruzione previsti nel 2016-2018 ed entrate in servizio dal 2023.

Pakistan: Ha risorse locali di uranio ed in aggiunta ai 2 piccoli reattori cinesi in costruzione per complessivi 630 MW sono in fase di avvio/costruzione 2 reattori ACP 1100 dalla Cina con fornitura del combustibile e con previsione di altri 5 futuri reattori. Ciò sebbene il Pakistan non abbia firmato l'accordo di non proliferazione nucleare.

Slovenia: in discussione l'aggiunta di un nuovo reattore da 1.100 MW.

Olanda: il reattore da 482 MW di Borsele (l'unico in servizio in Olanda) cesserà di funzionare nel 2033. Discusse varie proposte per un nuovo reattore da 1.200-1.600 MW ma sono in stallo.

Armenia: in base ad accordo del 2015 con la Russia (30 M\$ di grant e prestito a tasso agevolato di 270 M\$) il reattore da 375 MW subirà una fermata di 6 mesi per estensione della vita ed aumento della potenza a 440 MW. Accordo con i russi per un nuovo reattore da 1.000 MW ad ora pianificato per entrare in funzione nel 2026.

Con riferimento a nazioni che non hanno ancora in servizio centrali nucleari, a parte quelle menzionate relativamente alle azioni di esportazione da parte specialmente di Russia, Cina, Corea e Giappone, vale la pena di fornire alcuni cenni sui seguenti Paesi.

Emirati Arabi: 4 reattori AP 1400 come sopra citato sono stati ordinati nel 2009 alla coreana KEPCO (in consorzio con Hyundai e Samsung) con un contratto chiavi in mano per la costruzione, il *commissioning* ed il combustibile iniziale pari a 20,4 miliardi di dollari (esclusi oneri finanziari); sono già tutti in costruzione ed il primo reattore, per il quale la costruzione è iniziata nel 2012, sarà in fase di *commissioning* a fine 2016 con gli altri 3 ad intervalli di 1 anno. In fase di definizione una società mista Emirati/KEPCO per l'esercizio della centrale. Discussioni di ulteriori trattative per altre centrali e accordi di collaborazione con Russia, Cina, Giappone, Francia, Canada e Stati Uniti in una visione strategica di utilizzare il nucleare per produrre energia elettrica ed acqua rendendosi indipendenti da combustibili fossili.

Bielorussia: per i 2 reattori da 1.200 MW dell'accordo del 2011 con la Russia è prevista ora l'entrata in servizio nel 2018 e nel 2020 (costruzione iniziata nel 2013 e 2014).

Arabia Saudita: 17 GW di centrali nucleari, abbinati a 40 GW di rinnovabili erano previsti per entrata in servizio progressiva dal 2022 al 2032 in una politica di riduzione dell'impatto ambientale e di consumi locali di petrolio e gas. Nucleare e rinnovabili sono esclusività del KA-CARE (*King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy*) fondato nel 2010 e che risponde direttamente al sovrano. Serie di accordi di collaborazione per grossi reattori con GE-Hitachi, Toshiba/Wesin-ghouse, EdF. Nel 2015 accordi con *Korea Atomic Energy Research Institute* (KAERI) per reattori SMART da 100 MW ciascuno abbinati a dissalazione; il costo del primo impianto è stimato 1 miliardo di \$. Sempre nel 2015 la società statale Argentina INVAP (*Investigacion Aplicada*) e la *Saudi technology innovation company* Taqnia, hanno formato una joint venture (Invania) per sviluppare “small reactors” come il CAREM in costruzione in Argentina (100 MWt, 27 MWe) per dissalazione. Ancora nel 2015 KA-CARE ha firmato un accordo con la Cina (CNEC) per costruire un reattore ad alta temperatura (HTR) simile a quello in costruzione ora in Cina. Per il megapiano nucleare sono stati identificati fino ad ora 3 siti ma non si vede a breve concretizzarsi un progetto effettivo; recentemente è stato annunciato che “probabilmente il 2032 sarà posticipato al 2040”.

Turchia: lunga e tormentata la storia di piani nucleari dal 1970. Nel 2008, a seguito di una gara con 14 espressioni di interesse, solo i Russi hanno accettato di riprendersi le scorie e nel 2010 è stato definito un accordo per una centrale con 4 gruppi da 1.200 MW ad Akkuyu (vedi sopra in Russia il primo BOO della storia nucleare) con cessione di energia per 15 anni a 12,35 c\$/kWh. Lungaggini per la definizione della *project company*, *liabilities* e prezzi. Solo nel 2014 il 4° EIA (*Environmental Impact Assessment*) è stato approvato e nell'aprile 2015, ad inaugurazione del sito, il ministro turco dell'energia ha annunciato l'inizio della costruzione a fine 2016 (ma la situazione non è chiara dati i recenti rapporti con la Russia). In parallelo, trattative in corso per ulteriori 2 centrali in 2 altri siti: una con il consorzio Mitsubishi/Areva con 4 nuovi reattori ATMEA (ENGIE responsabile per O&M) e l'altra con il consorzio cinese Toshiba con 4 reattori AP 1000.

Polonia: prevedeva 6 reattori per entrata in servizio dal 2024 al 2034, ora rivisto per 6.000 MW tra il 2029 ed il 2035, per ridurre la forte dipendenza dal carbone. La fase di qualificazione dei possibili offerenti con relativi finanziamenti partirà a metà 2016 con prevista definizione dell'investimento nel 2019. Hanno già espresso interesse GE-Hitachi, KEPCO, SNC Lavalin, Toshiba /W ed AREVA.

Filippine e Thailandia: avevano piani nucleari per circa 4.000 MW ciascuna ma non ben definiti ed ora in stallo.

Indonesia: collaborazioni per reattori su chiate e sviluppi locali di piccoli reattori sperimentali della IV generazione. Oggetto di conferme e smentite un accordo con i russi per grossi reattori da installare dal 2025.

Vietnam: i grandi piani nucleari del recente passato e l'iniziale grande accordo con i russi vedono ritardi e riduzione degli obiettivi. Nel marzo 2016 il nuovo piano prevede 4 reattori russi da 1.200 MW ciascuno in servizio dal 2028 al 2030. Accordi anche con Giappone e Sud Corea per successivi reattori.

Considerazioni finali

L'incidente di Fukushima ha lasciato il segno sugli ambiziosi sviluppi a lungo termine del nucleare ipotizzati negli anni 2005-2010 e li ha ridimensionati. Tuttavia, se si osserva la situazione a livello globale, i reattori dichiarati in servizio ed in costruzione sono praticamente pari a 5 anni dal disastro a quelli del 10/03/2011; ciò fatto salvo che bisognerà verificare effettivamente quanti dei 43 reattori giapponesi contati come funzionabili ritorneranno in esercizio. Anche con tutti i reattori giapponesi fermi nel 2014, la produzione totale dal nucleare di 2.410 TWh è risultata di solo l'8% inferiore ai 2.620 TWh del 2010.

Chiaramente ci sono nazioni come Cina e Russia con particolari situazioni socio-politiche e vastità del territorio dove i piani di nuove centrali sono proseguiti e proseguono; vi sono alcuni emergenti nuovi mercati per il nucleare (Emirati Arabi chiaramente e forse Arabia Saudita) mentre in altre nazioni (esempio, Stati Uniti e mondo occidentale) si è verificato un forte ripensamento non solo per motivi "emozionali" ma per il costo di nuove centrali e le problematiche per le tempistiche (Olkiluoto in Finlandia e Flamanville in Francia con il reattore EPR da 1.600 MW stanno avendo ben più di

un raddoppio nei tempi e nei costi inizialmente previsti).

Costi e tempistiche da inizio lavori a connessione alla rete sono nettamente dipendenti dalle realtà locali: in India dichiarano circa 1.500 \$/kW per i loro reattori PHVR, in Cina e Corea del Sud circa 4 anni e 2.000-3.000 \$/kW per CAPEX, mentre negli Stati Uniti ben oltre i 6 anni ed i 5.000-6.000 \$/kW.

Molte possibili realizzazioni sono spinte con finanziamenti dai fornitori di centrali supportati dai loro governi (Russia in testa, Francia, Giappone, Corea ed in parte Canada e Stati Uniti ed ora una attivissima Cina); ma nel mondo occidentale (salvo rare eccezioni) il nucleare per nuove centrali è agonizzante ed occorrerà verificare il lieto fine degli approcci inglese e finlandese. Questo è dovuto, oltre che alle chiare opposizioni di popolazioni e politici, alla crisi economica con la conseguente caduta dei consumi, ai costi del nucleare ed ai prezzi estremamente bassi dei mercati della CO₂ in Europa (circa 5 €/t), del gas negli Stati Uniti e del carbone in generale. Chiaramente il presente crollo del prezzo del petrolio che trascina verso il basso quello dei combustibili fossili non è certo a favore del nucleare.

Una estesa applicazione commerciale di reattori di quarta generazione autofertilizzanti (ridottissimo consumo di uranio e quindi di produzione di scorie da smaltire) non è prevista prima di 20 anni e per la fusione non se ne può certo parlare prima di molti decenni [1].

In tutto il mondo sono in atto notevoli interventi sulle centrali nucleari in servizio per aumentarne la potenza, la flessibilità ed estenderne di circa 20 anni la vita oltre le autorizzazioni iniziali, con notevoli vantaggi economici. Ciò considerando che fatto 100 il costo di produzione di energia nucleare, circa 80 sono gli ammortamenti, 10 i costi di O&M, 5 i costi del combustibile, 2-3 il *waste management* (inclusi gli accantonamenti per il cimitero finale) e 2-3 gli accantonamenti per il *decommissioning* dopo oltre 60 anni.

I pro ed i contro del nucleare sono ancora in gran parte quelli del primo Fukushima e possono così riassumersi:

Pro:

- non emissioni di CO₂;
- non costi volatili del kWh e costi forse attraenti nel lungo termine per eventuali alti costi delle emissioni di CO₂;
- indipendenza da forniture energetiche estere e sicurezza degli approvvigionamenti;
- possibile contributo all'eliminazione delle

120.000 testate nucleari (il loro “contenuto” può essere eliminato solo trasformandolo e bruciandolo in centrali nucleari);

- ❑ qualificazione tecnologica e ricaduta su industrie locali;
 - ❑ le volatili rinnovabili come fotovoltaico ed eolico richiedono capacità di base e di riserva programmabile ed il nucleare è, a parte le biomasse, l'unica sorgente priva di CO₂. Il nucleare e le rinnovabili (tenendo ad esempio in conto anche le notevoli “flessibilizzazioni” in fase di effettuazione in Francia sulla propria flotta nucleare) andrebbero forse visti come complementari per quanto riguarda l'effetto serra.
- Contro:*
- ❑ timore/rischio di gravi incidenti con conseguenze globali e dovuti ad errori umani, eventi naturali (e Fukushima insegna), terrorismo (ahimè, piaga dilagante);
 - ❑ accettabilità e conseguenti tempistiche di autorizzazione e relativi impatti sui costi di investimento già alti;
 - ❑ finanziamento praticamente impossibile di “merchant plants” nucleari senza adeguate garanzie governative e incentivi;
 - ❑ problematiche/costi del *decommissioning* a fine vita delle centrali e del “cimitero finale delle scorie”;
 - ❑ il trend che il futuro dell'energia “deve essere dalle nuove fonti rinnovabili sicure e non impattanti l'ambiente e ormai prossime alla grid parity” (hanno avuto negli ultimi 10 anni un enorme sviluppo eolico e fotovoltaico con crolli impensabili dei prezzi specie per

fotovoltaico, ma occorrerà verificare il possibile effetto della riduzione degli incentivi, l'impatto sugli oneri addizionali al sistema elettrico e le possibili modifiche al funzionamento dei mercati elettrici);

- ❑ dubbi sulle effettive riserve di uranio (falso mito date le riserve accertate e la transizione futura verso reattori autofertilizzanti).

Il caso estremo spinto da alcuni, e cioè la chiusura di tutti i 442 reattori esistenti che porterebbe a breve un consumo addizionale vicino ad un miliardo di TEP/anno di combustibili fossili e addizionali emissioni di oltre alcuni miliardi di t CO₂/per anno, andrebbe valutato profondamente; il vero perdente dopo Fukushima, potrebbe forse non essere il nucleare ma la riduzione dell'effetto serra.

Il grande vincitore sembra il gas (per ora principalmente negli Stati Uniti) ma in realtà il carbone ha aumentato la sua quota nella produzione mondiale di elettricità (Germania docet, con attuale produzione di elettricità per quasi il 50% da lignite, per non parlare di Polonia, Cina e India).

Un eventuale forte rinascimento del nucleare potrebbe avvenire solamente con drastica riduzione di costi e tempi di realizzazione delle centrali, con una forte penalizzazione della CO₂, con soluzioni condivise per i “cimiteri finali delle scorie”, con regole chiare e accettate per la sicurezza ma soprattutto con trasparenza delle informazioni e coinvolgimento serio e non emotivo di opinione pubblica e popolazioni; ma è possibile?

bibliografia

[1] *World Nuclear Energy One Year After Fukushima*. World Energy Council - Task Force presieduta da A. Clerici - www.worldenergy.org - March 2012.



Roma, 6-8 giugno 2016

Sapienza Università di Roma, Sede di San Pietro in Vincoli, Via Eudossiana, 10

FOTONICA 2016 AEIT

18^a Edizione CONVEGNO ITALIANO DELLE TECNOLOGIE FOTONICHE

PRESENTAZIONE

Il Convegno **FOTONICA** è il forum della comunità fotonica nazionale in cui si presentano e si discutono i risultati più avanzati della ricerca scientifica e tecnologica in tutti i settori della Fotonica, con ampio risalto alle applicazioni.

FOTONICA riunisce in un unico evento annuale e nazionale, sviluppato su 3 giornate, coloro che operano nel campo delle telecomunicazioni ottiche della sensoristica, dell'energia, dell'illuminazione e delle scienze della vita.

FOTONICA 2016 si articolerà sia in sessioni tecniche, che includeranno contributi originali attinenti ai temi del Convegno, sia in Simposi che presenteranno il quadro attuale, le iniziative nazionali e internazionali e le prospettive di sviluppo della Fotonica. Sono previste Sessioni Plenarie, con protagonisti internazionali, e una Mostra Tecnica con la partecipazione di aziende.

FOTONICA 2016 prevede la partecipazione di tutti gli operatori del settore della Fotonica, inclusi i ricercatori, i produttori e gli utilizzatori di tale tecnologia, così come gli analisti, gli investitori e gli amministratori pubblici interessati a uno dei settori tecnologici più promettenti del 21esimo secolo. Saranno inoltre previste agevolazioni per la partecipazione di giovani ricercatori in formazione e di studenti universitari.

Organizzato da



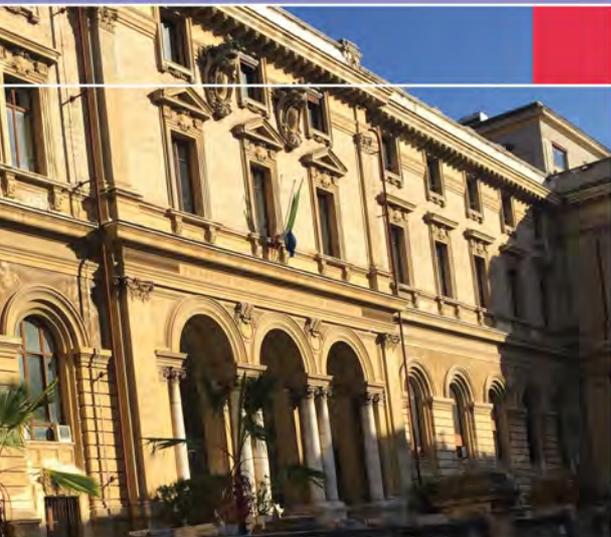
AICT Society AEIT per la Tecnologia
dell'Informazione e delle Comunicazioni
Gruppo Tematico "Fotonica ed Elettro-ottica"

TEMI DEL CONVEGNO

Le Sessioni saranno articolate secondo le seguenti tematiche:

- Informazione e comunicazioni
- Sicurezza, metrologia e sensori
- Fotovoltaico e risparmio energetico
- Illuminazione e display
- Aerospazio
- Scienza della vita e salute
- Beni culturali e ambiente
- Ricerca fondamentale: modelli, tecniche, materiali e componenti innovativi

Con la collaborazione di



Analisi della bolletta elettrica di un'abitazione con impianto fotovoltaico e nuove tariffe domestiche

Simone Maggiore Massimo Gallanti RSE

L'articolo analizza l'andamento della spesa energetica annua di un prosumer dotato di un impianto fotovoltaico passando dalla vecchia tariffa elettrica alle nuove tariffe proposte dall'AEEGSI che entreranno a regime a partire dal 2018 e dal 2025.

Introduzione

La riforma della tariffa elettrica per i clienti domestici di energia elettrica, introdotta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito Autorità) il 1 gennaio 2016, si pone diversi obiettivi, fra i quali:

- superare la struttura progressiva rispetto ai consumi dell'attuale tariffa, adeguando le varie componenti ai costi del relativo servizio secondo criteri di gradualità;
- stimolare comportamenti virtuosi da parte dei consumatori mediante l'adozione del vettore elettrico laddove esso consenta l'impiego di tecnologie energeticamente più efficienti rispetto ad altre fonti (ad esempio, combustibili liquidi o gassosi), favorendo così il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica.

Tale riforma coinvolge le componenti tariffarie soggette alla regolazione dell'Autorità, cioè tanto le componenti tariffarie che remunerano i

servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) quanto le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema¹.

Il procedimento di revisione della tariffa per i clienti domestici è stato avviato con la delibera 204/2013/R/EEL [2] che ha fornito le linee guida per l'attuazione della riforma, mentre il successivo DCO 34/2015/R/EEL [3] ha presentato diverse opzioni tariffarie, valutandole in modo comparativo rispetto agli obiettivi della riforma stessa e fornendo anche una valutazione dei possibili impatti sui costi sostenuti dai clienti residenziali. Ad esso è seguito il DCO 293/2015/R/EEL [4] che contiene gli orientamenti finali dell'Autorità in merito a ciascuna delle tre macro-componenti (servizi di rete, oneri generali e servizi di vendita) della nuova proposta di tariffa (denominata opzione TD) ed illustra i due possibili percorsi di transizione graduale per l'andata a regime della nuova tariffa al fine di garantire la necessa-

¹ Mantengono invece una struttura a scaglioni le accise, la cui definizione non rientra però tra le competenze dell'Autorità [1].

ria gradualità di transizione richiesta dal D.Lgs. 102/2014.

La delibera finale 582/2015/R/EEL riprende quanto contenuto nei due DCO precedenti proponendo un primo periodo transitorio dal 2016 al 2017, in cui l'attuale struttura progressiva per i servizi di rete, i servizi di vendita e gli oneri tariffari viene gradualmente sostituita con una struttura non progressiva e, allo stesso tempo, vengono riformate le regole che governano l'impegno di potenza. In questo primo periodo permane la distinzione tariffaria tra utenti "residenti" e "non residenti". In un secondo periodo transitorio della durata di 7 anni (dal 2018 al 2025) si elimina progressivamente tale distinzione tariffaria, arrivando così ad un'unica tariffa indifferenziata a partire dal 2025.

Facendo riferimento alle diverse ipotesi tariffarie contenute nei due documenti di consultazione di cui sopra, ripresi poi nella delibera finale 582/2015/R/EEL, RSE ha analizzato come varia la spesa energetica relativa ai servizi di riscaldamento, acqua calda sanitaria (A.C.S.), raffrescamento e cottura per alcune unità abitative (villetta, appartamento in condominio, ecc.) rappresentative del parco abitativo nazionale e situate in diverse zone climatiche significative del territorio italiano.

I risultati riportati in [1] e in [5] mostrano come l'opzione tariffaria TD consente all'utente che decida di adottare la soluzione "tutto elettrico"² di avere dei costi di esercizio ridotti sia rispetto a quelli che avrebbe con le tariffe attualmente vigenti, sia rispetto ad un utente che adotti la soluzione "tradizionale"³.

Tutte queste analisi hanno preso in esame utenti finali "passivi", cioè utenti non dotati di sistemi di generazione per autoconsumo. Nel presente documento si intende estendere l'analisi anche agli utenti dotati di sistemi di produzione dell'energia per autoconsumo (per esempio con pannello fotovoltaico sul tetto della propria abitazione), i cosiddetti "prosumers".

In particolare l'articolo valuta come si modifica la spesa energetica annua di un prosumer

dotato di un impianto fotovoltaico passando dalla vecchia tariffa elettrica alle nuove tariffe che entreranno a regime a partire dal 2018 e dal 2025⁴. L'articolo quantifica anche i vantaggi derivanti dall'incentivo implicito costituito dallo scambio sul posto (SSP) nei diversi regimi tariffari. Nello specifico il confronto viene effettuato fra le seguenti tariffe:

- tariffe elettriche in vigore fino al 31/12/2015⁵. Sono state considerate due tariffe per clienti con potenza contrattuale rispettivamente di 3 kW e di 6 kW:
 - tariffa **D2**, per clienti residenti con potenza contrattuale pari a 3 kW;
 - tariffa **D3**, per clienti con potenza contrattuale pari a 4,5 o 6 kW.
- nuova tariffa TD per clienti residenti, che sarà applicata nell'anno 2018, denominata **TDres2018** (i cui valori sono riportati nell'allegato 1 in [4]);
- nuova tariffa TD a regime (a partire dal 2025), in cui viene eliminata la distinzione tariffaria fra residenti e non residenti⁶, denominata TD2025.

Casi di studio

L'analisi è stata effettuata prendendo a riferimento quattro casi di studio ciascuno relativo ad una specifica tipologia di clienti, caratterizzata per numerosità del nucleo familiare e per tipologia e ampiezza dell'abitazione. Di seguito sono riportati i casi di studio individuati:

- A.** nucleo monocomponente residente, residente in un **monocale di 50 m²** situato in un condominio di medie dimensioni composto da 12 appartamenti in classe energetica G;
- B.** nucleo familiare bicomponente residente in una **villetta di 100 m²** in classe energetica G;
- C.** nucleo familiare di 4 persone residente in un **appartamento di 80 m²** situato in un condominio di medie dimensioni composto da 12 appartamenti in classe energetica G;
- D.** nucleo familiare numeroso di 6 persone re-

² Si intende un'abitazione che per i propri usi energetici impiega esclusivamente il vettore elettrico in maniera efficiente: il fabbisogno di riscaldamento, raffrescamento e A.C.S. viene soddisfatto da una pompa di calore con classe di efficienza superiore rispetto alla media di mercato, mentre il fabbisogno di cottura viene soddisfatto mediante piastre ad induzione.

³ Si intende un'abitazione nella quale parte degli usi energetici sono soddisfatti da combustibile fossile (es. gas naturale per i servizi di riscaldamento, cottura e A.C.S.), lasciando al vettore elettrico il soddisfacimento del solo fabbisogno di raffrescamento, oltre agli "usi obbligati" (illuminazione, elettrodomestici, ecc.).

⁴ Al fine di rendere paragonabili gli esborsi delle nuove tariffe con quelli delle tariffe in vigore fino al 31/12/2015, i valori dei coefficienti delle nuove tariffe sono stati calcolati per garantire un gettito da parte dei clienti domestici pari a quello delle vecchie tariffe per l'anno 2015.

⁵ Si è fatto riferimento alle componenti tariffarie stabilite dall'AEEGSI e relative al 1° trimestre 2015 e al valore dell'energia per i clienti in regime di maggior tutela dello stesso periodo.

⁶ Nella tariffa TD2025 il gettito totale a copertura degli oneri generali a carico dei clienti domestici (pari a circa 3.508 M€/anno) viene suddiviso fra le tre componenti tariffarie secondo l'opzione TD proposta in [4]: 75% dalla componente energia, 25% dalla componente fissa e 0% dalla componente potenza. Le altre componenti della tariffa TD2025 sono le medesime della tariffa TDres2018.

sidente in un **appartamento di 120 m²** situato in un condominio di medie dimensioni composto da 12 appartamenti in classe energetica G.

Si suppone che tutte le unità abitative siano all'interno della zona climatica E. Nei casi di appartamento in condominio, si suppone di utilizzare parte del lastrico solare per installare l'impianto fotovoltaico e che non vi siano impedimenti affinché ciò avvenga.

Nella **tabella 1** sono riportati, per ciascun caso di studio, le stime dei consumi elettrici ed energetici considerate nelle valutazioni che seguono, definendo pertanto i rispettivi fabbisogni energetici per soddisfare i servizi di riscaldamento, raffrescamento, A.C.S. e cottura, oltre al valore degli usi obbligati.

Per i fabbisogni dei casi di studio riportati nella tabella 1 si è fatto riferimento, per gli usi obbligati, ai dati riportati in [4] mentre per gli altri fabbisogni sono stati utilizzati i dati contenuti in [5]: per maggiori dettagli in merito ai dati di fabbisogno si rimanda ai due suddetti do-

cumenti. I valori di consumo annuo di energia elettrica⁷ necessari per soddisfare i fabbisogni dei quattro casi di studio sono riportati nella **tabella 2**.

Per ciascuno dei casi di studio considerati sono stati ipotizzati 3 livelli di impiego del vettore elettrico per i servizi energetici dell'abitazione:

1. impiego "di base": i consumi annui totali di energia elettrica sono solo quelli relativi agli usi obbligati e al raffrescamento soddisfatto mediante un condizionatore con classe di efficienza superiore rispetto alla media di mercato;
2. impiego "intermedio": ai consumi elettrici di base considerati al punto 1 si aggiungono quelli legati ai fabbisogni per A.C.S. e cottura, che vengono soddisfatti mediante il vettore elettrico (scaldabagno a pompa di calore con classe di efficienza superiore rispetto alla media di mercato e piastra di cottura ad induzione). Tale impiego potrebbe essere tipico di unità abitative condominiali con riscaldamento centralizzato; il passaggio all'impiego del vettore

Tabella 1 Casi di studio analizzati con valori del fabbisogno elettrico per usi obbligati e dei fabbisogni di riscaldamento, raffrescamento, ACS e cottura

CASO DI STUDIO	FABBISOGNO ELETTRICO ANNUO USI OBBLIGATI [kWh ELETTRICI]	FABBISOGNO TERMICO ANNUO COTTURA [kWh TERMICI]	FABBISOGNO TERMICO ANNUO A.C.S. [kWh TERMICI]	FABBISOGNO ANNUO RAFFRESCAMENTO [kWh FRIGOR.]	FABBISOGNO ANNUO RISCALDAMENTO [kWh TERMICI]
A	1.500	200	679	627	5.750
B	2.200	450	1.358	1.254	18.500
C	2.700	600	2.716	1.003	9.200
D	3.500	800	4.074	1.505	9.200

Tabella 2 Casi di studio analizzati con valori del consumo elettrico per usi obbligati e per riscaldamento, raffrescamento, A.C.S. e cottura

CASO DI STUDIO	CONSUMO ANNUO ENERGIA ELETTRICA USI OBBLIGATI [kWh ELETTRICI]	CONSUMO ANNUO ENERGIA ELETTRICA COTTURA [kWh ELETTRICI]	CONSUMO ANNUO ENERGIA ELETTRICA A.C.S. [kWh ELETTRICI]	CONSUMO ANNUO ENERGIA ELETTRICA RAFFRESCAMENTO [kWh ELETTRICI]	CONSUMO ANNUO ENERGIA ELETTRICA RISCALDAMENTO [kWh ELETTRICI]
A	1.500	222	226	179	1.742
B	2.200	500	453	358	5.606
C	2.700	667	905	287	2.788
D	3.500	889	1.358	430	2.788

⁷ Di seguito si riportano le ipotesi per passare dai fabbisogni termici ai consumi elettrici per i casi di tabella 1: SCOP della pompa di calore per riscaldamento e produzione di A.C.S. sono pari, rispettivamente, a 3,3 e 3,0, SEER della pompa di calore e del condizionatore per raffrescamento è pari a 3,5 mentre l'efficienza della piastra di cottura ad induzione è pari a 0,9.

Tabella 3 Casi di studio analizzati con differente valore del consumo elettrico totale e potenza installata

CASO DI STUDIO	IMPIEGO "DI BASE"	IMPIEGO "INTERMEDIO"	IMPIEGO "TOTALE"
	E: CONSUMO - P: POTENZA CONTRATTUALE		
A	A-1 E = 1.679 kWh P = 3 kW	A-2 E = 2.128 kWh P = 4,5 kW	A-3 E = 3.870 kWh P = 5,5 kW ¹
B	B-1 E = 2.558 kWh P = 3 kW	B-2 E = 3.511 kWh P = 4,5 kW	B-3 E = 9.117 kWh P = 5,5 kW ¹
C	C-1 E = 2.987 kWh P = 3 kW	C-2 E = 4.559 kWh P = 4,5 kW	C-3 E = 7.346 kWh P = 5,5 kW ¹
D	D-1 E = 3.930 kWh P = 3 kW	D-2 E = 6.177 kWh P = 4,5 kW	D-3 E = 8.965 kWh P = 5,5 kW ¹

¹ Si veda nota 8.

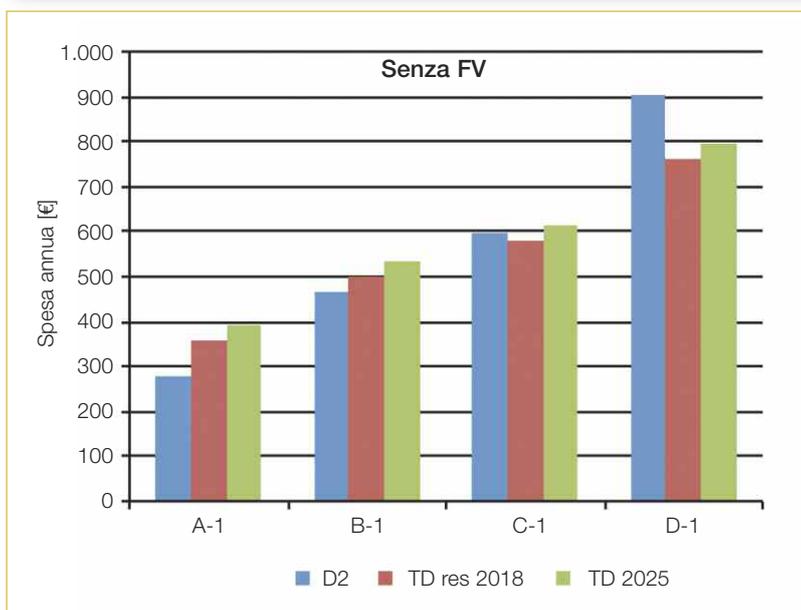


Figura 1 Calcolo della spesa annua nei casi di studio analizzati con livello di consumo elettrico "di base".

elettrico consentirebbe a tali utenti di liberarsi dalla connessione alla rete del gas naturale;

3. impiego "totale": ai consumi elettrici considerati al punto 2 si aggiungono quelli per riscaldamento e raffrescamento soddisfatti tramite

un'unica pompa di calore con classe di efficienza superiore rispetto alla media di mercato, che pertanto determina la scomparsa del condizionatore.

I dettagli del consumo totale e della potenza contrattuale sono illustrati nella **tabella 3**.

Il confronto è effettuato a parità di servizio reso, cioè soddisfacendo tutti i fabbisogni riportati nella tabella 1; pertanto, laddove questi fabbisogni non sono soddisfatti mediante tecnologie che utilizzano il vettore energia elettrica, si fa ricorso a tecnologie che utilizzano una fonte fossile (come, per esempio, caldaia a condensazione per il fabbisogno di riscaldamento o piano di cottura a gas per il fabbisogno di cottura).

Spesa per un utente passivo

In primo luogo l'analisi prende in considerazione la situazione di un utente passivo e residente nella abitazione considerata. Nella **figura 1** si riporta il calcolo della spesa totale annua (si veda nota 5) (al lordo dell'IVA e delle accise) per tale utente, con livello di impiego "di base".

Come si evince dai grafici di figura 1, e come peraltro era stato evidenziato anche in [4] e in [5], la tariffa D2 risulta essere più conveniente rispetto alla tariffa TDres2018 se i consumi annui sono inferiori a circa 2.800 kWh e rispetto alla tariffa TD2025 se i consumi sono inferiori a circa 3.100 kWh. Per consumi annui superiori alle suddette soglie, le nuove tariffe comportano un risparmio rispetto alla tariffa D2. L'andamento della spesa annua rispetto al consumo per le tre diverse tipologie di tariffa considerate, nel caso di utente passivo è illustrata nella **figura 2**.

Nella **figura 3** e nella **figura 4** si riporta la spesa totale annua (al lordo dell'IVA e delle accise) di un utente passivo con livello di impiego elettrico, rispettivamente, "intermedio" e "totale".

È opportuno sottolineare il fatto che in queste due situazioni, che prevedono un maggiore livello di elettrificazione, è necessario incrementare il valore della potenza installata rispetto al caso di elettrificazione "di base". In particolare, si è fatta l'ipotesi di passare da 3 kW a 4,5 kW e 5,5 kW⁸ con, rispettivamente, i gradi di elettrificazione "intermedio" e "totale". A tal riguardo,

⁸ In realtà le vecchie opzioni tariffarie consentivano solo il passaggio da 4,5 kW a 6 kW, non essendo previste nel precedente regime tariffario tagli intermedie di potenza impegnata. Nelle simulazioni riportate nel presente lavoro si è tuttavia scelto, per semplicità di calcolo, di utilizzare il valore di potenza impegnata pari a 5,5 kW anche nel caso della tariffa D3, avendo verificato che l'approssimazione introdotta incide per meno del 5% sul valore della spesa totale annua nel caso di tariffa D3 6 kW, un valore tale da non inficiare la significatività dei calcoli e dei risultati.

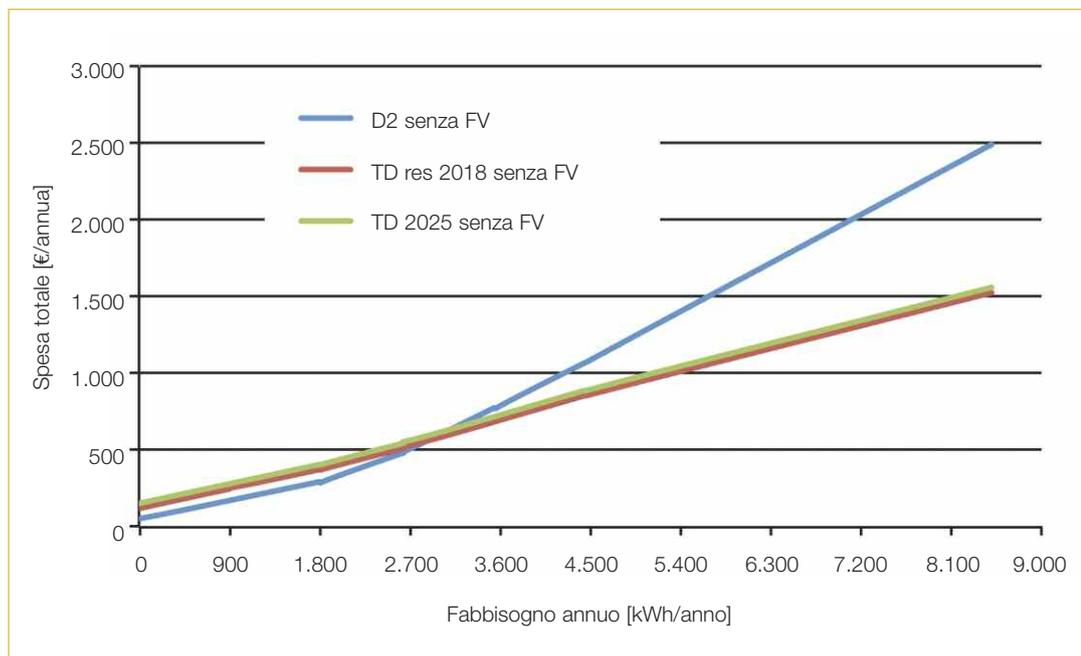


Figura 2 Spesa totale annua rispetto al consumo nelle tre opzioni tariffarie analizzate (potenza impegnata: 3 kW).

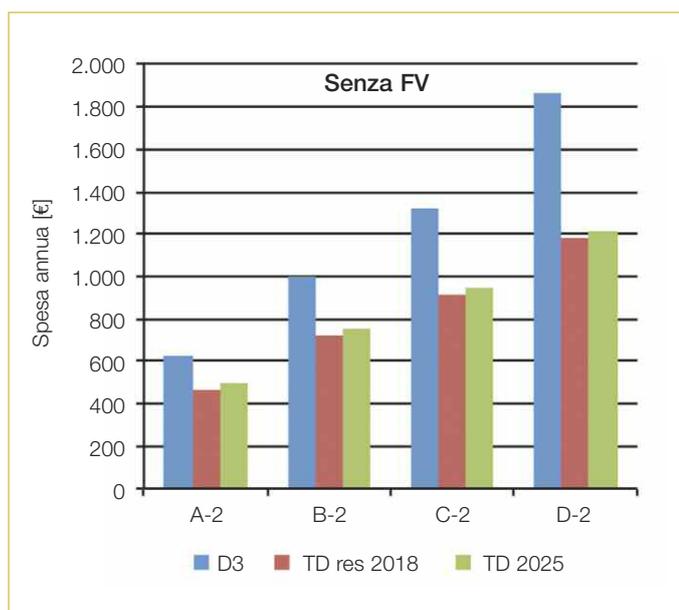


Figura 3 Calcolo della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "intermedio".

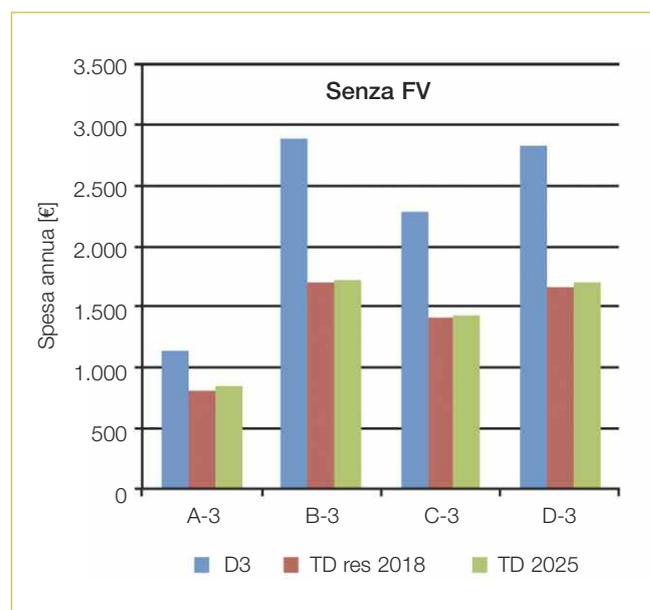


Figura 4 Calcolo della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "totale".

occorre osservare che nel vecchio sistema tariffario il passaggio da 3 kW ad una potenza superiore per un cliente residente comporta il passaggio dalla tariffa D2 alla meno conveniente tariffa D3.

Come appare dalle figura 3 e figura 4 le nove tariffe risultano essere più convenienti rispetto alla tariffa D3 in tutti i casi analizzati, in ragione del fatto che i consumi annui nei casi considerati sono tutti superiori alla soglia di invarianza di spesa tra la tariffa D3 e le nuove tariffe (circa 300 kWh per la tariffa TDres2018 e di

circa 600 kWh per la tariffa TD2025). Tale situazione è illustrata nella **figura 5**.

Spesa per utente con impianto fotovoltaico

Si passa ora a considerare un'utenza domestica dotata di impianto fotovoltaico dimensionato per coprire del tutto o in parte i consumi annui dell'utente. L'analisi viene effettuata sui casi di studio precedentemente definiti, mante-

fotovoltaico

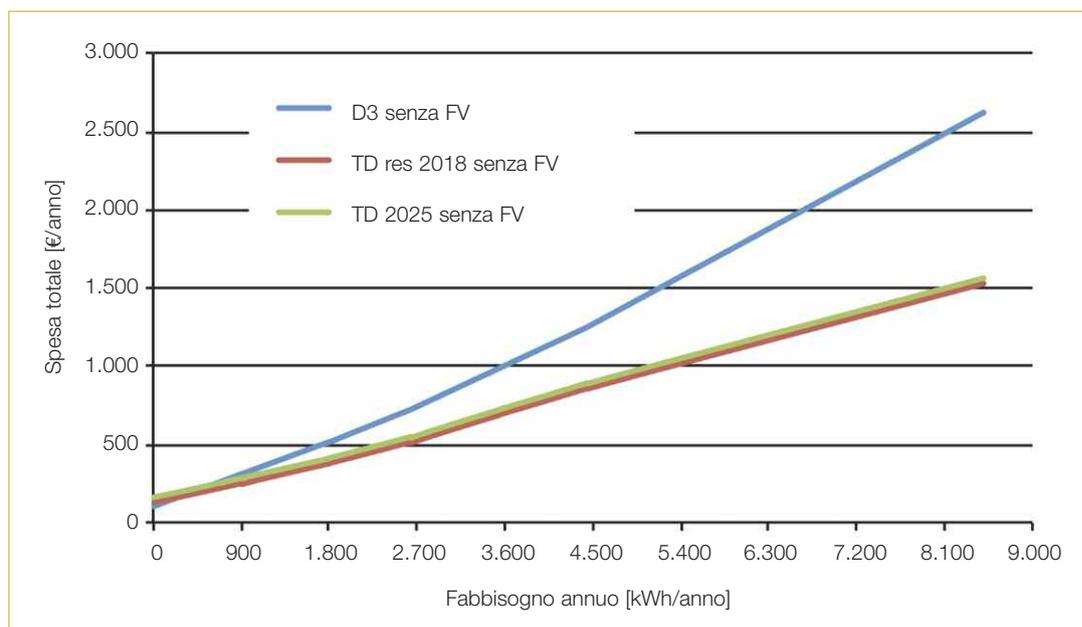


Figura 5
Spesa totale annua rispetto al consumo nelle opzioni tariffarie analizzate (potenza impegnata: 6 kW).

Tabella 4 Caratteristiche della produzione fotovoltaica integrata con i consumi dei casi di studio considerati (impianto collocato nel Centro Italia)

CASO DI STUDIO	PRODUZIONE IMPIANTO FV CONTESTUALE AL CONSUMO ¹ [%]	POTENZA IMPIANTO FV [kW _p]	PRODUZIONE ANNUA impianto FV [kWh]
A	30%	3	3.240
B	32%	6	6.480
C	35%	3	3.240
D	42%	3	3.240

¹ Si veda nota 9.

nendo la medesima potenza impegnata. Le ipotesi di dimensionamento dell'impianto FV e autoproduzione⁹ sono riassunte nella **tabella 4**.

Per i tre casi di studio relativi ad un appartamento in condominio, la potenza dell'impianto FV è stata scelta pari a 3 kW_p per questioni di limitata disponibilità di spazio su cui installare l'impianto. Nella villetta (caso B) si suppone che il maggior spazio disponibile consenta l'installazione di un impianto di potenza maggiore (6 kW_p).

Per fissare la percentuale per l'autoconsumo (calcolata rispetto al consumo complessivo e non alla produzione fotovoltaica) si è fatto ricorso ai dati contenuti in [6]¹⁰ e in [4]; la produzione annua è stata stimata in 1.100 kWh/kW_p, corrispondente ad un impianto collocato nel Nord Italia.

Si esaminano ora i flussi economici per i clienti dei quattro casi di studio considerati, assumendo che l'impianto fotovoltaico alimenti i consumi del cliente e immetta in rete l'eccedenza di produzione¹¹. Per calcolare il flusso economico si utilizza la seguente formula, tarata sulla normativa ora vigente (cioè in presenza di scambio sul posto e in assenza di incentivazione in Conto Energia):

Spesa energetica annua =

Costo energia prelevata dalla rete

– Contributo in conto scambio

– Valorizzazione eventuali eccedenze produzione FV immesse in rete

dove:

□ **Costo energia prelevata dalla rete = l'energia elettrica prelevata dalla rete viene pa-**

⁹ L'autoproduzione è espressa come percentuale del consumo elettrico complessivo. Si assume che la percentuale di autoconsumo rimanga invariata per i tre livelli di impiego del vettore elettrico considerati: si ritiene che possa essere considerata un'ipotesi conservativa, perché è possibile che l'installazione di piastre e PdC induca una maggiore contemporaneità tra consumi e produzione FV e possa quindi aumentare la quota percentuale di produzione contestuale al consumo.

¹⁰ I dati sono stati opportunamente ricalibrati in quanto in [6] tale percentuale era data rispetto alla produzione dell'impianto fotovoltaico e non rispetto al fabbisogno annuo.

¹¹ Nell'analisi si assume che il cliente non sia dotato di sistema di accumulo.

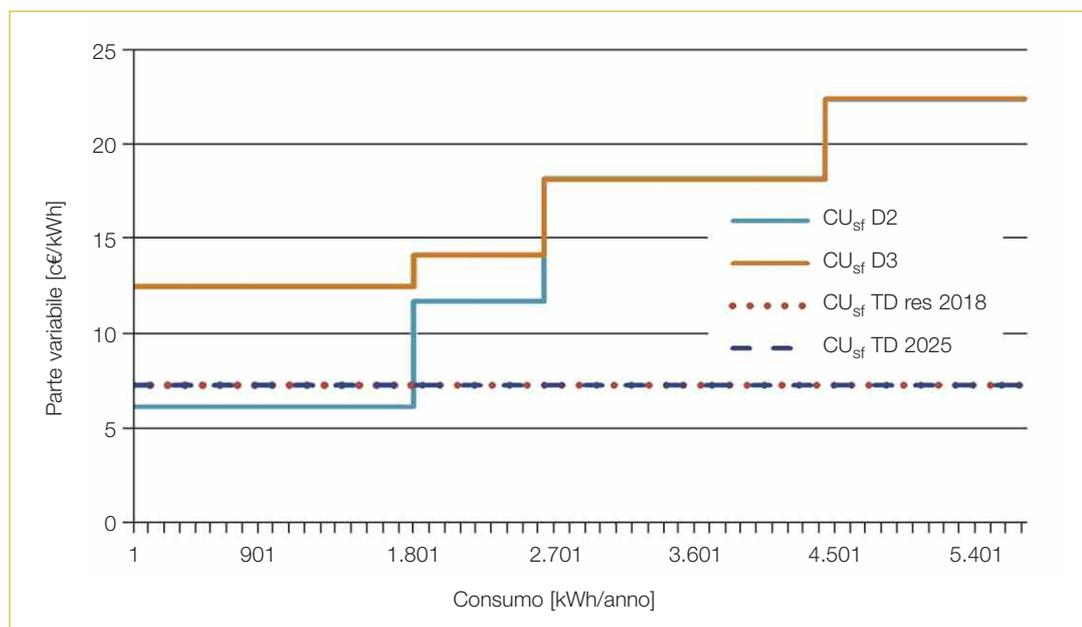


Figura 6 Confronto fra i valori del parametro CU_{sf} per le varie tariffe utilizzate nell'analisi al variare dello scaglione di consumo annuo¹.

¹ Il valore notevolmente più basso del parametro CU_{sf} per le nuove tariffe si spiega considerando che parte del gettito per il recupero degli oneri di rete e degli oneri generali di sistema è stato spostato dalla parte variabile alla parte fissa della tariffa per i clienti domestici.

gata secondo le tariffe stabilite dall'Autorità per il regime di maggior tutela;

- **Contributo in conto scambio** = in regime di SSP, viene erogato un contributo in conto scambio (C_s) la cui valutazione richiede i dati di lettura dell'energia (kWh) immessa in rete e prelevata dall'utente ed è calcolato con la seguente formula:

$$C_s = \min(O_E; C_{Ei}) + CU_{sf} \times E_S$$

dove:

- O_E = controvalore in € dell'energia elettrica prelevata dalla rete, valorizzata al Prezzo Unico Nazionale (PUN) fissato nel Mercato del Giorno Prima della Borsa Elettrica (kWh prelevati \times PUN¹²);
- C_{Ei} = controvalore in € dell'energia elettrica immessa in rete, valorizzata al prezzo zonale orario fissato nel Mercato del Giorno Prima della Borsa Elettrica (kWh immessi \times Prezzo Zonale¹³);
- CU_{sf} = parametro espresso in c€/kWh, che quantifica i costi di rete e gli oneri generali di sistema, definito dall'AEEGSI¹⁴. La convenienza del meccanismo di SSP sta in questo para-

metro, che, per l'energia scambiata, valorizza il rimborso dei suddetti corrispettivi tariffari pagati in bolletta dall'utente¹⁵;

- E_S = energia scambiata con la rete, pari al minimo tra kWh immessi e kWh prelevati;
- **Valorizzazione eventuali eccedenze produzione FV immesse in rete** = in regime di SSP, nel caso di energia immessa superiore a quella prelevata nell'anno considerato, l'eccedenza è valorizzata come differenza tra il valore delle immissioni e quello dei prelievi, ossia $C_{Ei} - O_E$. Nell'ipotesi in cui non ci sia SSP, si assume che tutta l'energia immessa in rete (non solo quindi la differenza fra immessa e autoconsumata) venga venduta al prezzo minimo garantito del 2015 (0,039 €/kWh)¹⁶.

È interessante osservare il valore del parametro CU_{sf} nei quattro tipi di tariffe considerati: ciò è illustrato nella **figura 6**.

Poiché, come sopra evidenziato, oggi al massimo il 30-40% del fabbisogno di energia elettrica familiare viene soddisfatto da un'autoproduzione contestuale, il regime di SSP costituisce un importante incentivo implicito all'installazione di impianti FV, perché incrementa il valore economico dell'energia prodotta dal FV anche nei mo-

¹² Nell'analisi riportata nel presente lavoro è stato assunto pari a 0,059 €/kWh.

¹³ Nell'analisi riportata nel presente lavoro è stato assunto pari a 0,060 €/kWh.

¹⁴ <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/15/150402.htm>

¹⁵ I valori di CU_{sf} relativi al 2015 (validi per le tariffe D2 e D3) sono stati ricavati mediante elaborazioni RSE su base dati AEEGSI aggiornati al 2014, mentre per le nuove tariffe TDres2018 e TD2025 il valore di CU_{sf} , lo stesso nelle due tariffe, è stato ricavato mediante elaborazioni RSE su base dati AEEGSI aggiornati al 2015.

¹⁶ La valorizzazione delle eccedenze tramite il prezzo minimo garantito è cautelativa.

fotovoltaico

menti in cui non vi è consumo, equiparandolo sostanzialmente a quello dell'energia prodotta contestualmente. Ciò comporta che il cliente finale sia sostanzialmente indifferente rispetto alla coincidenza tra curve orarie di produzione e di consumo e che la grande parte dell'energia prodotta venga di fatto immessa in rete piuttosto che essere autoconsumata. In tal senso, l'esistenza del regime di SSP può dunque indurre una minore attrattività di investimenti in sistemi di ac-

cumulo, la cui funzione principale dovrebbe proprio essere quella di avvicinare tra loro profili di consumo e di produzione, riducendo i prelievi dalla rete e quindi rendendo l'abitazione sempre più autosufficiente.

Nelle valutazioni che seguono si è dunque ritenuto utile calcolare il flusso economico sia in presenza di SSP (cioè a normativa corrente), sia in assenza di SSP, al fine di quantificare il valore economico dell'incentivo implicito costituito dallo SSP. Non viene considerato, invece, l'ulteriore flusso economico che potrebbe derivare dalla richiesta di TEE per gli impianti fotovoltaici (scheda 7T), che contribuirebbe a ridurre la spesa energetica annua. Anche i costi di O&M non vengono considerati nelle analisi.

Spesa per un utente con fotovoltaico e impiego "di base"

Con le tariffe progressive D2-D3

Nella **figura 7** si confrontano i flussi economici con e senza SSP nel caso in cui si applichi la tariffa D2 e i consumi elettrici siano quelli del livello "di base".

Nella **figura 8**, è riportato il risparmio ottenibile da un impianto fotovoltaico in regime di scambio sul posto e il contributo annuo derivante dallo SSP nei quattro casi di studio considerati in cui è in vigore la tariffa D2.

Con le tariffe TD

Nella **figura 8** è riportato un confronto analogo a quello di **figura 7** facendo riferimento, per brevità, al solo regime tariffario TDres2018, mentre nella **figura 9**, è riportato il valore dell'incentivo esplicito costituito dallo SSP nei quattro casi di studio considerati, con in vigore i nuovi regimi tariffari¹⁷.

Come si può osservare dal confronto tra la **figura 8** e la **figura 10**, il valore del contributo dello SSP ha lo stesso andamento crescente nei due regimi tariffari analizzati. Infatti, con il livello di consumo di "base" il prelievo residuo dalla rete coperto dallo scambio sul posto aumenta dal caso A al caso D, e ciò si riflette nell'andamento crescente del contributo dello SSP. Inoltre, poiché nei casi in questione con consumo di "base" il prelievo residuo dalla rete è comunque ridotto (da 1.175 kWh/anno per caso A fino a 2.279 kWh/anno per il caso D) il consumo coperto dallo SSP cade quasi tutto nel primo scaglione di **figura 6**, pertanto il valore del coef-

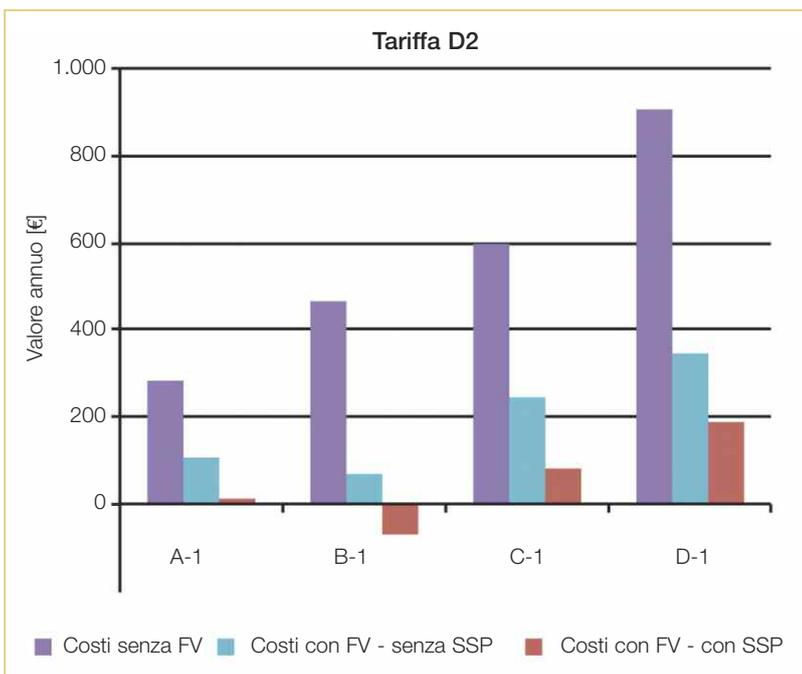


Figura 7 Confronto della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "di base", con impianto fotovoltaico, con tariffa D2, in presenza ed in assenza del regime di SSP.

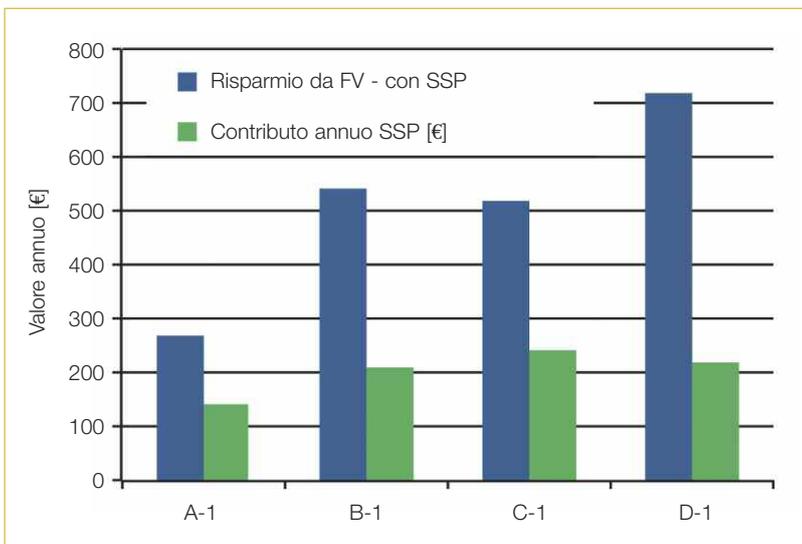


Figura 8 Confronto fra il risparmio ottenibile da un impianto fotovoltaico in regime SSP e il contributo annuo dello SSP nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "di base", tariffa D2.

¹⁷ Il contributo dello SSP è il medesimo in TDres2018 e TD2025.

ficiente CU_{st} nei nuovi regimi tariffari è in media leggermente superiore al valore dello stesso parametro nella tariffa D2.

Spesa per utente con fotovoltaico e impiego "intermedio"

Con le tariffe progressive D2-D3

I risultati dei confronti sono riportati nella **figura 11** e nella **figura 12**.

Con le tariffe TD

I risultati dei confronti sono riportati nella **figura 13** e nella **figura 14**.

Come si può osservare dal confronto tra la figura 12 e la figura 14, anche per il livello di consumo "intermedio" l'andamento del contributo proveniente da SSP è il medesimo nel precedente e nel nuovo regime tariffario. L'andamento parabolico si spiega considerando che con i livelli di impiego "intermedio" del vettore elettrico il

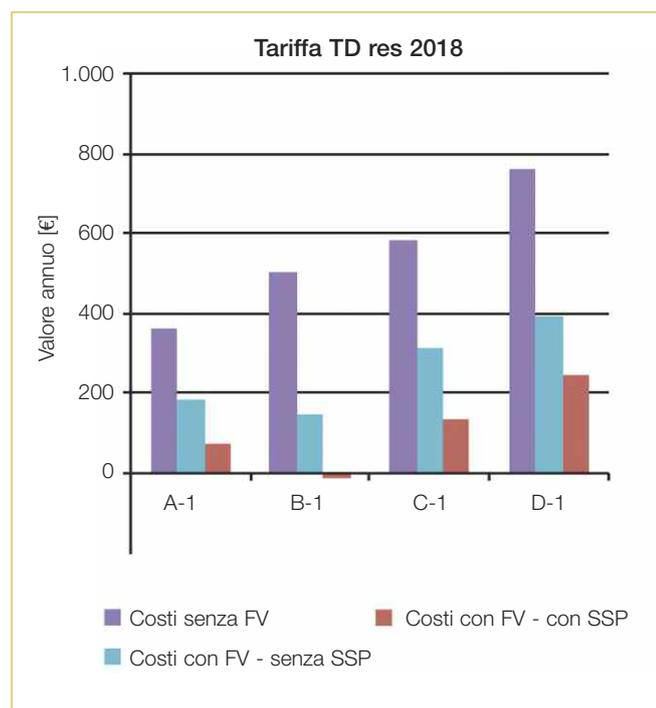


Figura 9 Confronto della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "di base", impianto fotovoltaico, tariffa TDres2018, in presenza ed in assenza del regime di SSP.

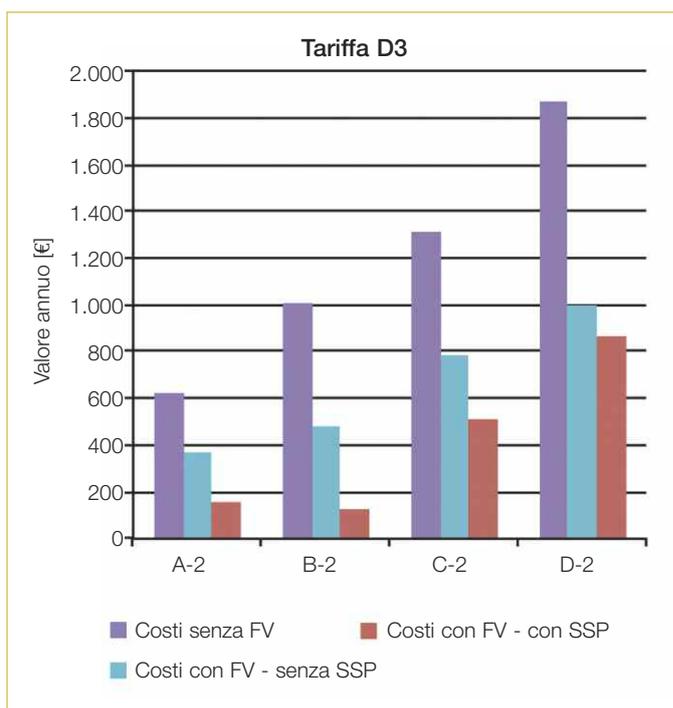


Figura 11 Confronto della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "intermedio", con impianto fotovoltaico, tariffa D3, in presenza ed in assenza del regime di SSP.

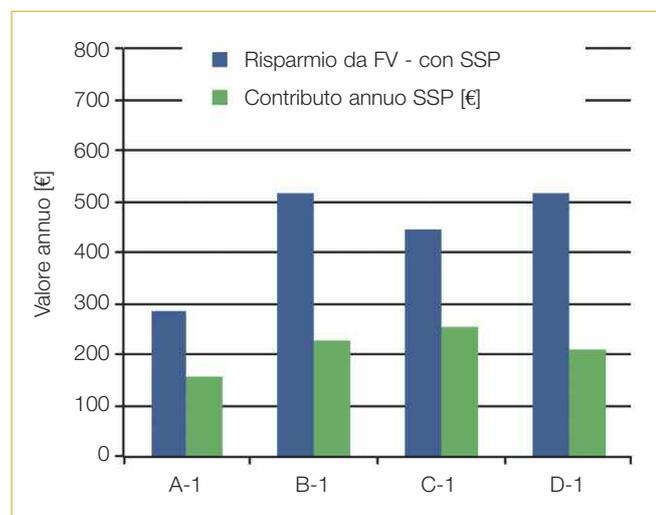


Figura 10 Confronto fra il risparmio ottenibile da un impianto fotovoltaico in regime di SSP e il contributo annuo dello SSP nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "di base", tariffa TDres2018.

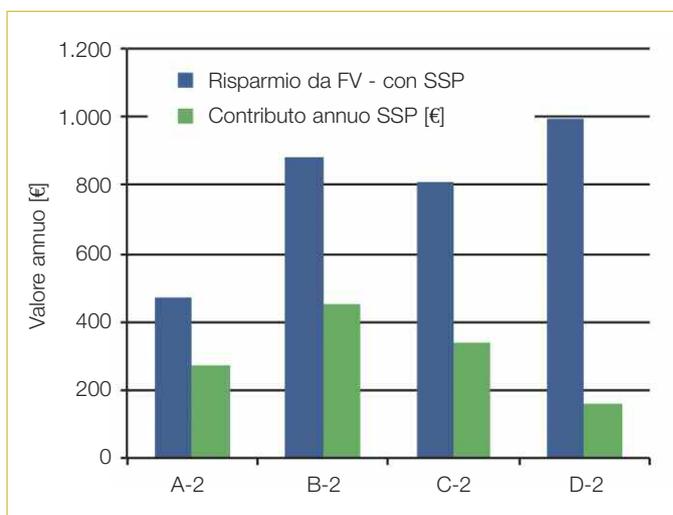


Figura 12 Confronto fra il risparmio ottenibile da un impianto fotovoltaico in regime di SSP e il contributo annuo dello SSP nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "intermedio", tariffa D3.

fotovoltaico

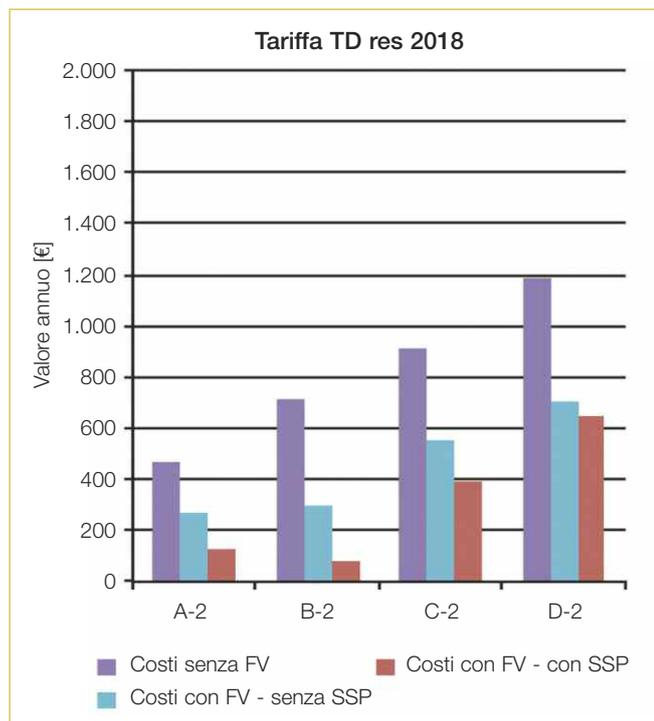


Figura 13 Confronto della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "intermedio", con impianto fotovoltaico, tariffa TDres2018, in presenza ed in assenza del regime di SSP.

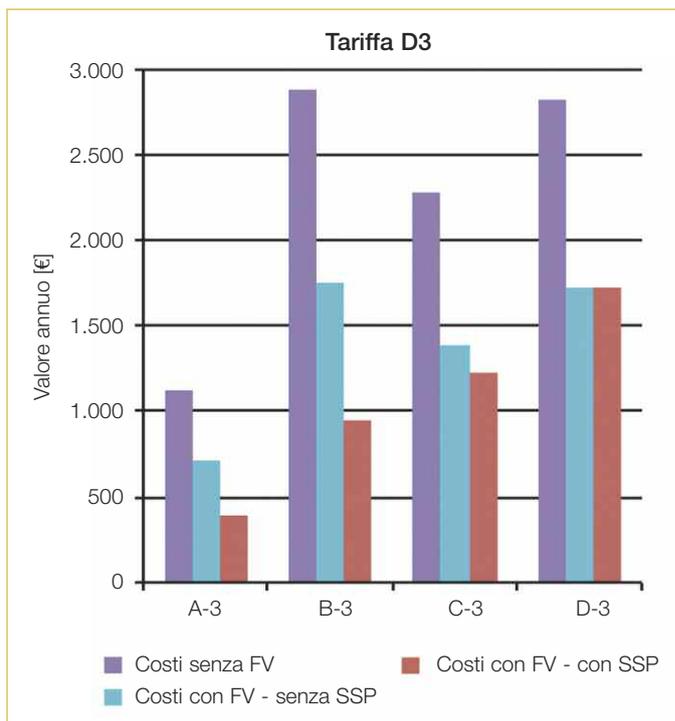


Figura 15 Confronto della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "totale", con impianto fotovoltaico, tariffa D3, in presenza ed in assenza del regime di SSP.

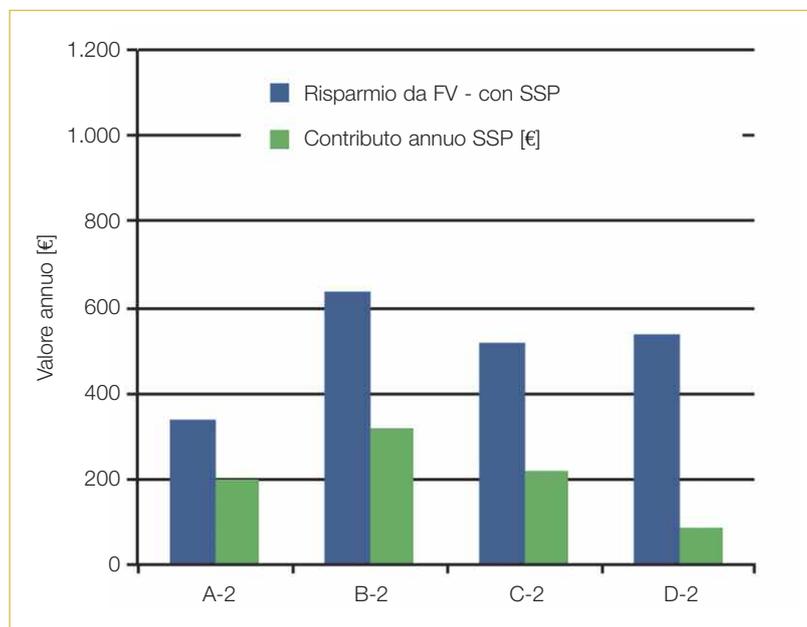


Figura 14 Confronto fra il risparmio ottenibile da un impianto fotovoltaico in regime di SSP e il contributo annuo dello SSP nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "intermedio", tariffa TDres2018.

prelievo residuo coperto dallo SSP cresce da 1.364 fino a 2.144 kWh/anno passando da A a B, per poi diminuire da 1.745 fino a 826 kWh/anno passando da C a D. Quanto al valore assoluto, si hanno valori più bassi per le nuove tariffe, in virtù

del valore più basso del parametro CU_{sf} (si veda la nota 15) rispetto a quello per la tariffa D3.

Spesa per utente con fotovoltaico e impiego "totale"

Con le tariffe progressive D2-D3

I risultati dei confronti sono riportati nella **figura 15** e nella **figura 16**.

Con le tariffe TD

I risultati dei confronti sono riportati nella **figura 17** e nella **figura 18**.

Anche per questo livello di consumo, l'andamento del contributo dello SSP è parabolico in entrambi i regimi tariffari considerati, per le stesse ragioni viste in precedenza. Si osserva inoltre che il contributo è nullo nel caso D in quanto l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è interamente autoconsumata contestualmente alla sua produzione. I valori molto più bassi nel caso della nuova tariffa si spiegano anche in questo caso con la differenza del valore della componente CU_{sf} nelle vecchie e nelle nuove tariffe.

A conclusione dell'analisi dei casi presentati nei precedenti paragrafi, occorre evidenziare che sebbene la convenienza dell'impianto fotovoltaico sia minore con le nuove tariffe ri-

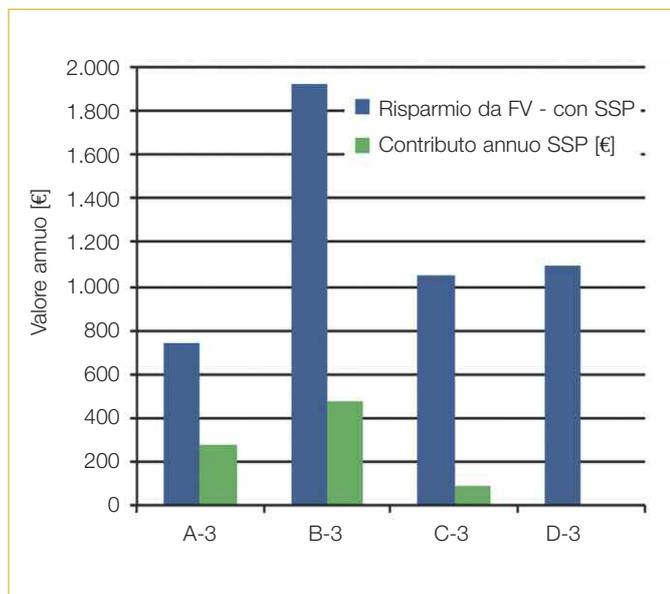


Figura 16 Confronto fra il risparmio ottenibile da un impianto fotovoltaico in regime di SSP e il contributo annuo dello SSP nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "totale", tariffa D3.

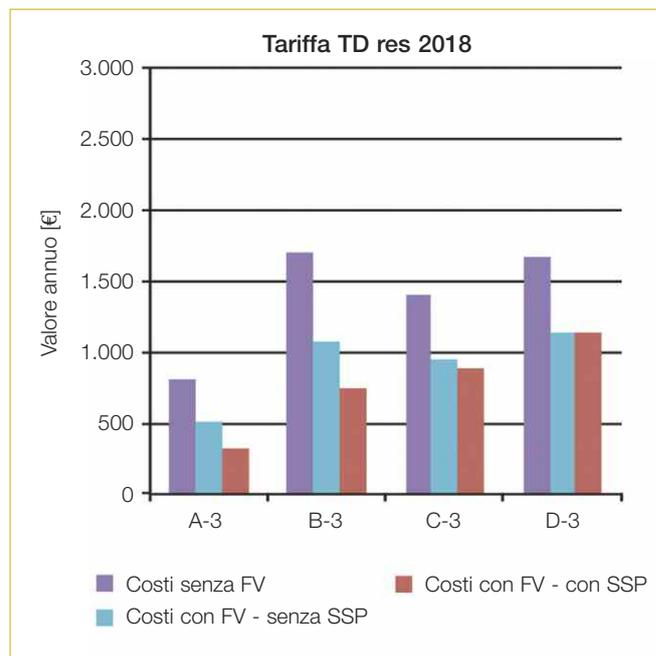


Figura 17 Confronto della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "totale", con impianto fotovoltaico, tariffa TDres2018, in presenza ed in assenza del regime di SSP.

petto al regime tariffario precedente, nel caso i consumi elettrici dell'utente siano sostenuti (è questo il caso dei casi di studio con livello di consumo elettrico "intermedio" e "totale") complessivamente la bolletta di un cliente dotato di impianto fotovoltaico è più bassa con le nuove tariffe che con tariffe D2/D3.

Benefici economici del fotovoltaico tra vecchio e nuovo regime tariffario

Si passa ora a confrontare la spesa annua di un utente domestico dotato di impianto fotovoltaico, passando dalle precedenti alle attuali tariffe. Il confronto viene effettuato per ciascuno dei quattro casi di studio e dei livelli di consumo elettrico considerati.

Spesa per un utente con fotovoltaico con livello di impiego elettrico "di base"

Nella **figura 19** è riportato il confronto del risparmio annuo sulla bolletta elettrica dovuto all'impianto fotovoltaico nei tre regimi tariffari considerati. Il confronto viene effettuato nei casi di studio considerati, ipotizzando un livello di consumo elettrico "di base". Si riportano i risultati in presenza e in assenza del regime di SSP.

Come si può osservare, nei casi B, C e D la tariffa D2 consente un risparmio più consistente rispetto a quello ottenibile con le nuove tar-

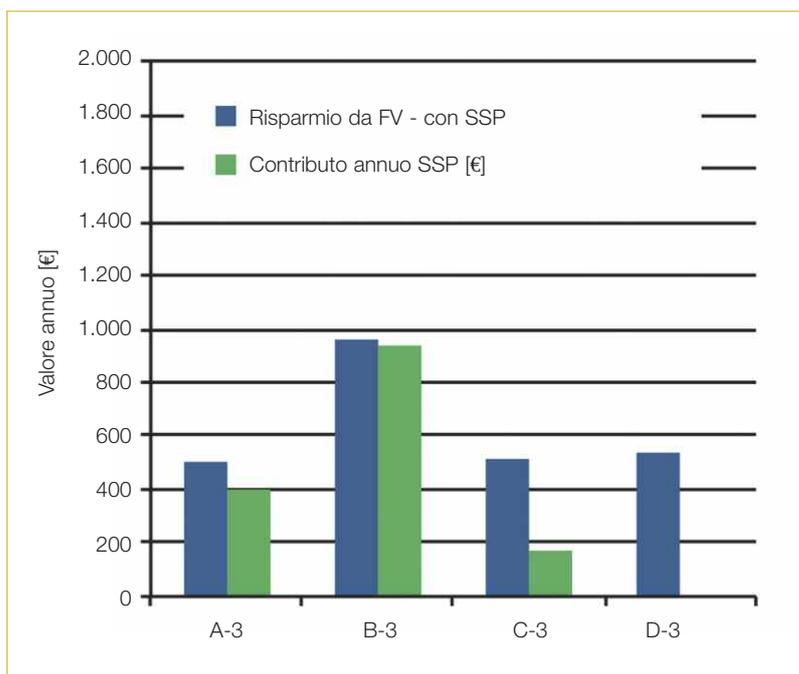


Figura 18 Confronto fra il risparmio ottenibile da un impianto fotovoltaico in regime di SSP e il contributo annuo dello SSP nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "totale", tariffa TDres2018.

riffe, sia in assenza sia in presenza di SSP. Nel caso di studio A, invece, il risparmio con la tariffa D2 è sempre inferiore rispetto a quello ottenibile con le nuove tariffe, sia in assenza sia in presenza di SSP. Il risparmio ottenibile con le nuove tariffe TDres2018 e TD2025 è il medesi-

fotovoltaico

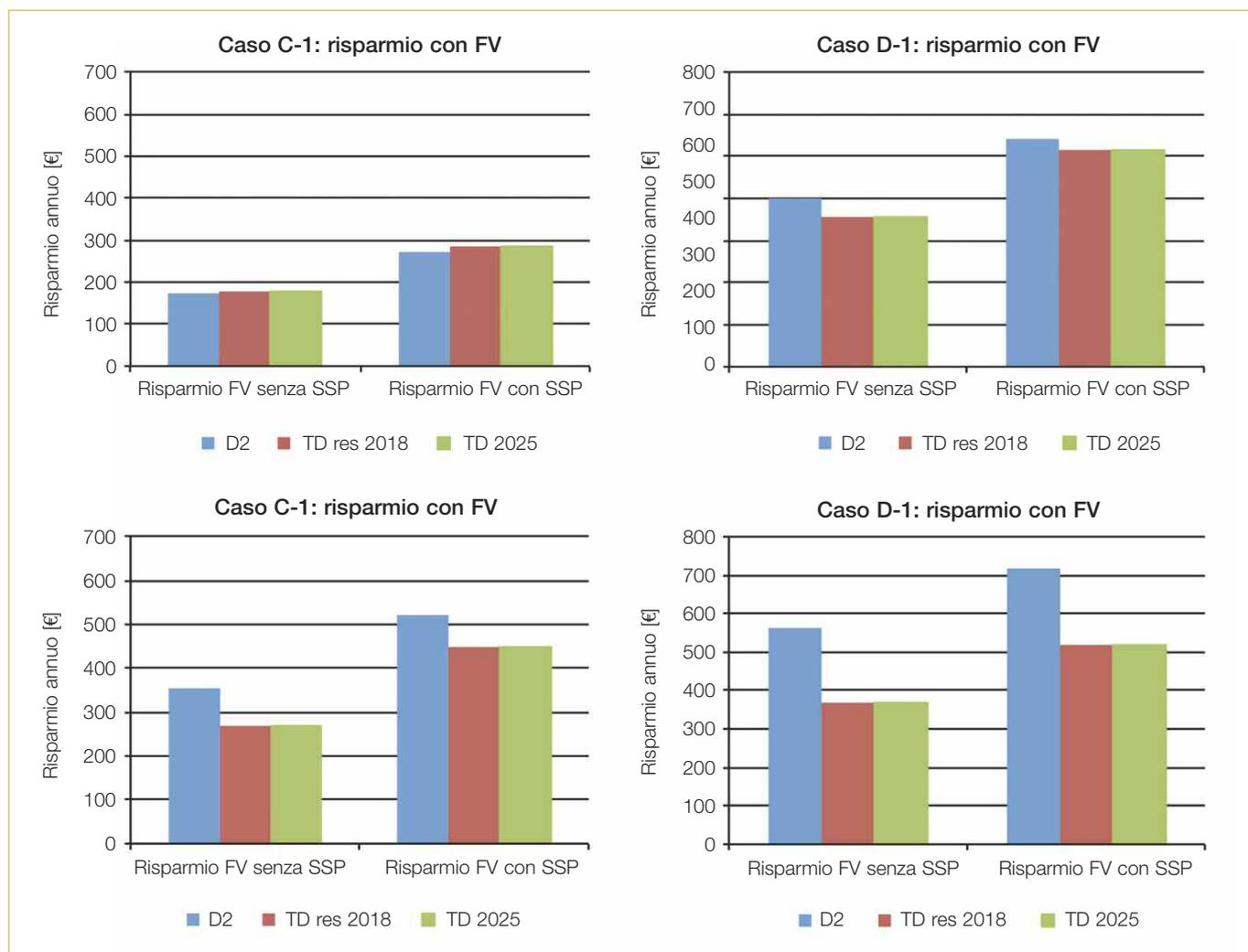


Figura 19 Confronto del risparmio dovuto all'impianto fotovoltaico nei tre regimi tariffari, in assenza e in presenza di SSP. Confronto effettuato con livello di consumo elettrico "di base".

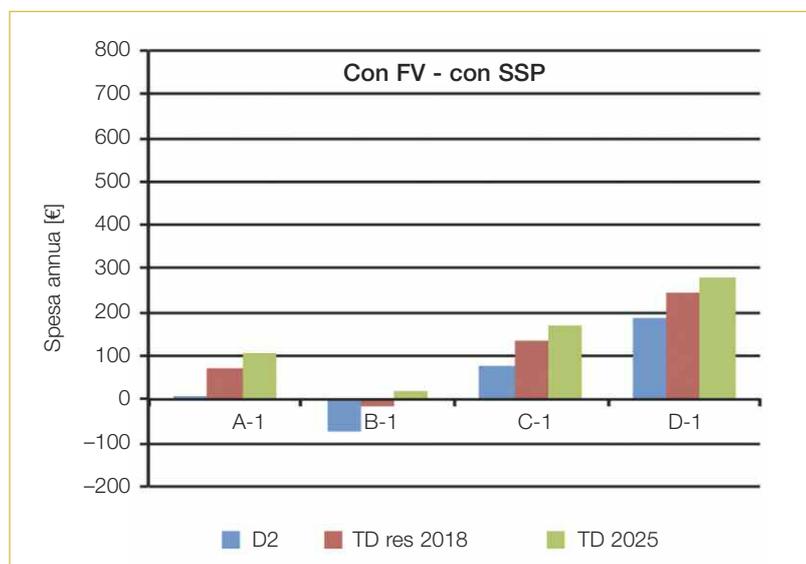


Figura 20 Confronto della bolletta elettrica annua nei tre regimi tariffari nei quattro casi di studio considerati, con impianto FV, SSP e livello di consumo elettrico "di base".

mo in quanto tali tariffe differiscono solo per la quote fisse, mentre la quota variabile è la stessa nelle due tariffe.

Nella **figura 20** si riporta la spesa annua della bolletta elettrica nei casi appena esaminati, assumendo che sia in vigore l'SSP.

Come si può osservare, con il consumo elettrico "di base" la tariffa D2 è sempre più vantaggiosa rispetto alle nuove tariffe. Tale risultato peraltro trova conferma nelle curve di spesa totale di figura 5, dalle quali si evince che per prelievi da rete superiori a 600 kWh/anno le nuove tariffe sono più convenienti della tariffa D3. Nel caso B (caratterizzato da una maggior produzione di FV) con la tariffa D2 si ha un flusso economico positivo, a causa del valore più elevato della produzione di energia dall'impianto fotovoltaico (6 kW), che determina un consistente contributo proveniente dalla valorizzazione delle eccedenze di produzione.

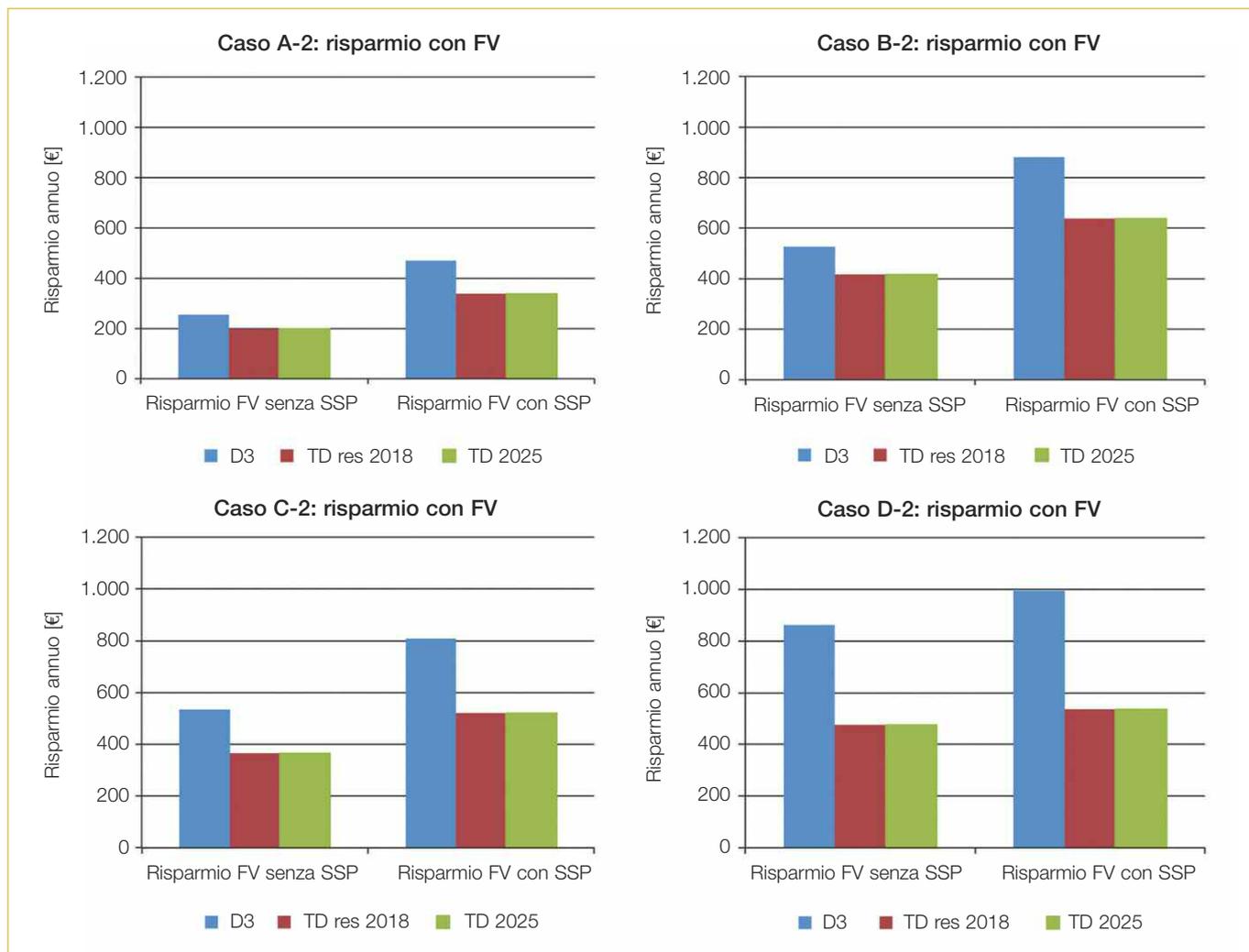


Figura 21 Confronto del risparmio dovuto all'impianto fotovoltaico nei tre regimi tariffari, in assenza e in presenza di SSP. Confronto effettuato con livello di consumo elettrico "intermedio".

Spesa per un utente con fotovoltaico, con livello di impiego elettrico "intermedio"

Nella **figura 21** si effettua lo stesso confronto del punto precedente, ipotizzando un livello di consumo elettrico "intermedio".

Come si può vedere, la tariffa D3 consente un risparmio più consistente rispetto a quello ottenibile con le nuove tariffe, sia in presenza che in assenza di SSP.

Nella **figura 22** si riporta la spesa annua della bolletta elettrica nei casi appena esaminati, assumendo che sia in vigore l'SSP.

Come si può osservare, in tutti i casi analizzati, il contributo derivante dallo SSP non è sufficiente ad annullare la spesa annua del prelievo complessivo: tale spesa è però inferiore con le nuove tariffe rispetto a quella con la tariffa D3. Possiamo pertanto affermare che, anche se l'entità del risparmio del fotovoltaico con la tariffa

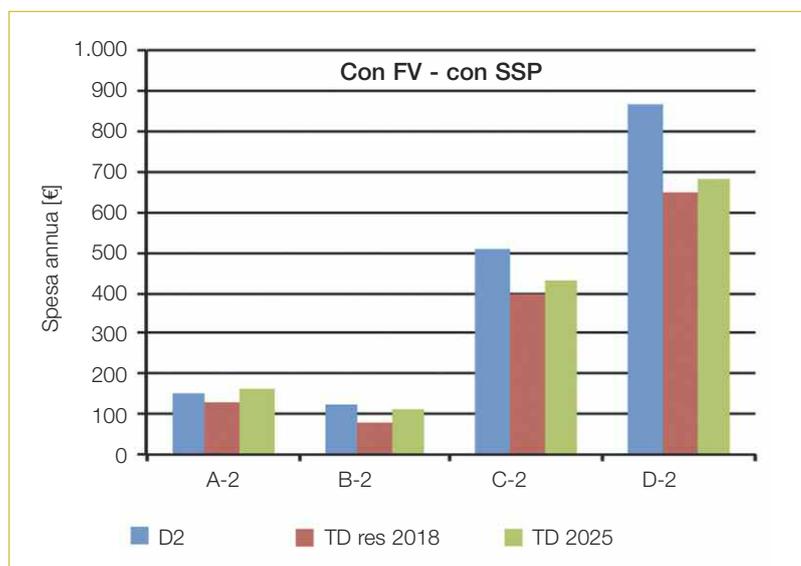


Figura 22 Confronto della bolletta elettrica annua nei tre regimi tariffari nei quattro casi di studio considerati, con impianto FV, SSP e livello di consumo elettrico "intermedio".

fotovoltaico

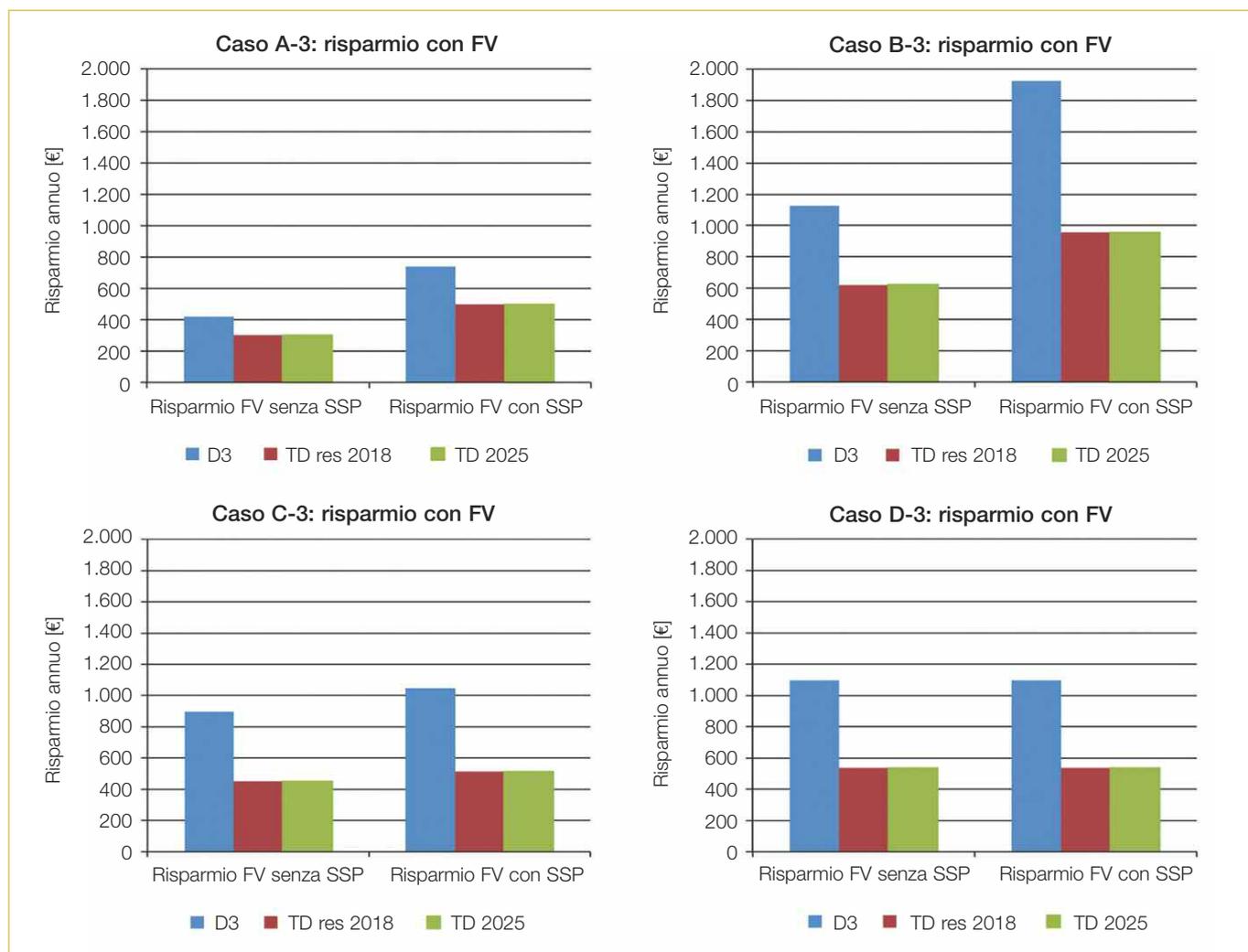


Figura 23 Confronto del risparmio dovuto all'impianto fotovoltaico nei tre regimi tariffari, in assenza e in presenza di SSP. Confronto effettuato con livello di consumo elettrico "totale".

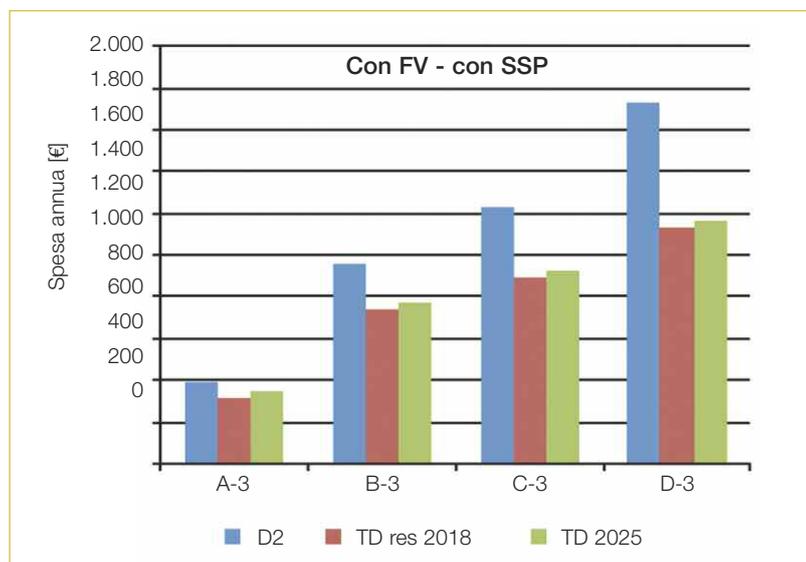


Figura 24 Confronto della bolletta elettrica annua nei tre regimi tariffari, quattro casi di studio considerati, con impianto FV, SSP e livello di consumo elettrico "totale".

D3 è più consistente in termini assoluti rispetto a quello ottenibile con le nuove tariffe, il costo complessivo della bolletta con le nuove tariffe è più basso rispetto a quello della tariffa D3 in virtù del fatto che per consumi oltre i 600 kWh/anno le nuove tariffe sono più convenienti (vedi figura 5).

Spesa per un utente con fotovoltaico, con livello di impiego elettrico "totale"

Nella **figura 23** si effettua lo stesso confronto del punto precedente, ipotizzando un livello di consumo elettrico "totale".

Come si può osservare, anche in questo caso la tariffa D3 consente un risparmio più consistente rispetto a quello ottenibile con le nuove tariffe, sia in presenza che in assenza di SSP.

Nella **figura 24** si confronta la spesa annua totale nei casi di studio analizzati con livello di

Tabella 5 Tempo di ritorno dell'investimento di acquisto ed installazione di un impianto fotovoltaico nei tre casi impiego "di base", "intermedio" e "totale"

CASO DI STUDIO	TARIFFA	TEMPO DI RITORNO IMPIEGO "DI BASE" [ANNI]	TEMPO DI RITORNO IMPIEGO "INTERMEDIO" [ANNI]	TEMPO DI RITORNO IMPIEGO "TOTALE" [ANNI]
A	D2/D3	≈ 8,1	≈ 6,4	≈ 5,0
	TDres2018	≈ 7,9	≈ 7,4	≈ 6,2
	TD 2025	≈ 7,9	≈ 7,4	≈ 6,2
B	D2/D3	≈ 8,1	≈ 6,6	≈ 4,2
	TDres2018	≈ 8,1	≈ 7,6	≈ 6,3
	TD 2025	≈ 8,1	≈ 7,6	≈ 6,3
C	D2/D3	≈ 6,1	≈ 4,7	≈ 4,0
	TDres2018	≈ 6,6	≈ 6,1	≈ 6,1
	TD 2025	≈ 6,6	≈ 6,1	≈ 6,1
D	D2/D3	≈ 5,1	≈ 4,2	≈ 3,9
	TDres2018	≈ 6,1	≈ 6,0	≈ 6,0
	TD2025	≈ 6,1	≈ 6,0	≈ 6,0

elettificazione "totale", con considerazioni analoghe a quelle del caso precedente.

Analisi dei tempi di ritorno dell'investimento

Nella **tabella 5** si riportano i tempi di ritorno dell'investimento¹⁸ di un impianto fotovoltaico nei tre livelli di impiego considerati, rispetto alla situazione in cui l'impianto fotovoltaico è assente.

Analizzando i tempi di ritorno dell'investimento, si ottiene infatti che le nuove tariffe comportano un aumento (variabile da 1 a 2 anni) del tempo di ritorno rispetto alle vecchie tariffe¹⁹ e che tale aumento è tanto più marcato quanto più alti sono i consumi annui della fornitura analizzata. I tempi di ritorno dell'investimento diminuiscono all'aumentare del valore del consumo annuo e rimangono comunque inferiori a 7/8 anni in tutti i casi analizzati, un valore che può essere considerato accettabile per un cliente domestico.

È importante sottolineare che, in assenza delle detrazioni fiscali, i tempi di ritorno subiscono

un aumento variabile dal 47% al 186% ed, in alcuni casi, l'investimento non risulta essere profittevole alla fine della vita tecnica dell'impianto fotovoltaico.

Conclusioni

Le valutazioni quantitative illustrate nello studio dimostrano che la convenienza del fotovoltaico per impieghi sui consumi domestici è, nella stragrande maggioranza dei casi, minore con le nuove tariffe rispetto alle precedenti tariffe D2/D3. Ciò si spiega osservando che le tariffe D2 e D3 hanno una struttura progressiva e quindi la produzione fotovoltaica va a tagliare i consumi che cadono negli scaglioni a prezzo più alto. Con le nuove tariffe, che hanno un costo variabile unitario costante per tutti gli scaglioni di consumo, gli stessi consumi hanno un costo più basso.

Peraltro, come risultata dai tempi di ritorno degli investimenti riportati nella tabella 5, anche con le nuove tariffe l'installazione del fotovoltaico rimane comunque un investimento con-

¹⁸ I valori usati nell'analisi di profittabilità economica sono i seguenti: vita tecnica impianto fotovoltaico pari a 25 anni, tasso di interesse pari al 4%, costo chiavi in mano dell'impianto fotovoltaico pari a 2.000 €/kWp; si prevede inoltre di usufruire delle detrazioni fiscali pari 50% del costo di acquisto ed installazione dell'impianto fotovoltaico in un arco temporale pari a 10 anni.

¹⁹ Ad esclusione dei casi di studio A e B con livello di consumo elettrico "di base".

veniente per una famiglia che per i propri investimenti consideri orizzonti temporali di medio-lungo periodo.

Occorre inoltre ricordare (come riportato in [5]) che le nuove tariffe elettriche domestiche possono rendere conveniente il passaggio al vettore elettrico per impieghi quali la climatizzazione a ciclo annuale (riscaldamento e raffrescamento), la cottura e il trasporto (auto elettrica). Sono destinate quindi ad aumentare le unità abitative nelle quali le nuove tariffe elettriche determineranno un incremento del consumo elettrico a scapito di altri vettori energetici (GPL, gas naturale o metano), per le quali l'utente domestico troverà conveniente installare un impianto fotovoltaico o incrementare la potenza di picco dell'impianto già installato.

Possiamo quindi affermare che le nuove tariffe per i clienti domestici, oltre a conseguire l'o-

biiettivo di eliminare le barriere tariffarie all'impiego di tecnologie elettriche che riducono il consumo di energia primaria rispetto a tecnologie di tipo convenzionale, conservano la convenienza verso la produzione locale di energia elettrica per autoconsumo, e in particolare verso il fotovoltaico, che quindi può trovare anche nel nuovo regime tariffario per la clientela domestica motivazioni per la crescita, con positive ricadute sul sistema energetico e industriale del Paese.

Infine occorre ricordare che per conseguire i ritorni economici attesi assume una grande importanza il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico in funzione del fabbisogno del consumatore, con l'obiettivo di massimizzare l'energia autoconsumata (sia contestualmente sia in SSP) e di limitare nel contempo l'eccedenza di produzione immessa in rete.

bibliografia

[1] **Maggiore S., Gallanti M.:** *Analisi della spesa energetica di un'abitazione avente un impianto fotovoltaico alla luce delle recenti proposte tariffarie dell'autorità.* L'Energia Elettrica, Vol. 92, n. 6, nov./dic. 2015, p.37-45.

[2] Delibera AEEGSI 204/2013/R/eel disponibile su <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/204-13.htm>

[3] Documento di consultazione AEEGSI DCO 34/2015/R/eel, disponibile su <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/15/034-15.jsp>

[4] Documento di consultazione AEEGSI DCO 293/2015/R/eel, disponibile su <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/15/293-15.jsp>

[5] **Maggiore S.:** *Analisi della spesa energetica in un edificio "tutto elettrico".* Prot. RSE n° 15002994, disponibile su http://www.rse-web.it/applications/webwork/site_rse/local/doc-rse/Rapporto%20Analisi%20PdC%20RSE%20-15002994/index.html#p=1

[6] **Studio RSE:** *I sistemi di accumulo nel settore elettrico.* Pubblicazione RSE-ANIE ENERGIA, marzo 2015.

Accordo di Parigi sul clima: una frattura col passato, ma di quale portata?

Donatella Bobbio REF-E

Tutte le Parti hanno per la prima volta presentato propri impegni sulle emissioni, ma solo attraverso un processo di progressivo innalzamento degli sforzi si potrà centrare l'obiettivo globale di contenimento delle temperature.

L'accordo sulla lotta al cambiamento climatico raggiunto a Parigi è stato da più parti definito storico. L'importanza del risultato risiede in particolare nell'essere riusciti a mettere d'accordo tutte le Parti su un obiettivo di decarbonizzazione mondiale di lungo termine e di avere imbastito il processo e gli strumenti, anche economici, per realizzarlo, sebbene con lacune e compromessi al ribasso. Gli Stati, e non le istituzioni dell'UNFCCC, saranno i veri protagonisti del processo: il coinvolgimento degli Stati è stato una condizione imprescindibile al raggiungimento dell'accordo e l'effettivo conseguimento degli obiettivi dipenderà dal loro grado di responsabilità e impegno effettivo. Solo nel medio-lungo periodo sarà quindi possibile comprendere la reale portata dell'accordo di Parigi. Nel frattempo, l'Unione Europea continua a dare il buon esempio e a lavorare per completare il quadro normativo necessario al conseguimento dei propri obiettivi 2030.

Accordo raggiunto con
il coinvolgimento di tutti, step
di un ampio processo

Fissato l'obiettivo globale: contenere l'innalzamento delle temperature entro 2 °C

Il 12 dicembre 2015, in conclusione della COP²¹

¹ Conference of Parties 21.

tenutasi a Parigi, 196 Parti (195 Stati più l'Unione Europea) hanno siglato un accordo comune con carattere legalmente vincolante sulla lotta al cambiamento climatico, che impegna a contenere l'incremento della temperatura globale ben al di sotto dei 2 °C, rispetto all'era preindustriale e a compiere sforzi perché l'incremento possa limitarsi a 1.5 °C. L'adesione unanime all'accordo rappresenta il risultato principale, per nulla scontato fino all'ultimo.

Obiettivi nazionali per tutti, emergenti compresi

Il Protocollo di Kyoto nel 1997 era un testo vincolante che aveva ottenuto ampia approvazione nell'ambito della COP3, ma imponeva obiettivi per i soli Paesi Allegato I (ossia i Paesi sviluppati), sulla base del principio delle "responsabilità comuni ma differenziate". L'idea era che i Paesi industrializzati fossero i principali responsabili dei gas serra accumulati in atmosfera e per questo dovessero compiere sforzi per ridurre le proprie emissioni, mentre i Paesi meno sviluppati dovevano essere lasciati liberi di incrementare le proprie emissioni al fine di non limitare il processo di sviluppo economico. Dal 1997 tuttavia il contesto è radicalmente mutato e le emissioni dei Paesi emergenti hanno assunto un peso crescente, tanto che i dati 2014 mostrano che la Cina rappresentava il principale Paese emettitore (30%), superando Stati Uniti (15%) e Unione Europea

(10%); l'India si collocava al quarto posto con il 6.5%². L'imposizione di un vincolo al *trend* delle emissioni dei Paesi emergenti, oltre che di quelli sviluppati, risultava quindi imprescindibile ai fini del contenimento della temperatura globale.

A Parigi il principio delle responsabilità comuni ma differenziate è stato mantenuto, ma richiedendo l'adozione di obiettivi unilaterali di abbattimento o contenimento dell'aumento (attraverso la fissazione di picchi massimi che potranno essere raggiunti) delle emissioni da parte di tutti gli Stati, in considerazioni delle proprie possibilità. Se la COP di Copenhagen nel 2009 era fallita proprio perché non era riuscita a imporre obiettivi anche ai Paesi emergenti, nel corso del 2015 in preparazione della COP di Parigi la quasi totalità delle Parti ha presentato all'UNFCCC il proprio INDC (*Intended Nationally Determined Contribution*), come previsto dalla COP di Lima 2014.

I passi verso Parigi: COP di Durban, accordo Stati Uniti – Cina, obiettivo G7

L'adesione unanime all'accordo è ovviamente il risultato di un lungo processo, avviatosi ben prima della COP di Parigi. In questo processo si possono individuare 3 momenti chiave. Il primo è la COP17 tenutasi a Durban nel 2011, in occasione della quale per la prima volta tutti i Paesi, sia industrializzati sia emergenti, si sono impegnati a raggiungere un accordo globale vincolante per la lotta al cambiamento climatico non oltre il 2015 (ossia entro la COP21 di Parigi) che fissasse obiettivi a partire dal 2020. Il secondo è l'accordo sul clima Stati Uniti – Cina di novembre 2014³, in occasione del quale i 2 principali emettitori mondiali hanno annunciato gli obiettivi che avrebbero poi incluso nei propri INDC. Si è trattato di un passaggio fondamentale che ha mostrato la buona predisposizione all'accordo delle 2 Parti da cui maggiormente dipendeva la riuscita o meno della COP21 e che in passato avevano indebolito o impedito gli accordi internazionali (gli Stati Uniti, non ratificando il Protocollo di Kyoto, la Cina, non volendo assumere impegni vincolanti a Copenhagen). Infine, un momento chiave è rappresentato dall'assunzione per la prima volta unanime di un obiettivo quantitativo congiunto di riduzione delle emissioni⁴ da parte dei Paesi del G7 a giugno 2015.

² PBL e JRC, *Trends in global CO₂ emissions: 2015 Report*. Dati relativi alle emissioni di CO₂.

³ Si veda a questo proposito l'articolo a cura REF-E pubblicato sulla Newsletter del GME n. 77 di dicembre 2014.

⁴ Ridurre le proprie emissioni di gas serra del 40-70% rispetto al 2010 entro il 2050, al fine di contenere l'innalzamento delle temperature globali entro i 2 °C. rispetto all'era preindustriale.

Approccio bottom-up: l'elemento di rottura

Obiettivi nazionali fissati attraverso gli INDC, nessun obbligo di compliance.

Il principale elemento di rottura nel processo adottato in vista della COP di Parigi che ha contribuito in misura sostanziale al conseguimento dell'accordo è costituito dall'approccio *bottom-up* per la fissazione degli obiettivi di abbattimento o contenimento delle emissioni. Se a Kyoto l'obiettivo complessivo e la sua ripartizione tra le Parti Allegato I erano stati fissati nell'ambito dei negoziati UNFCCC ed erano state stabilite rigide regole di *compliance*, a Parigi gli INDC presentati precedentemente dalle Parti non sono stati oggetto di negoziazione. L'accordo si limita a stabilire l'obbligo della loro presentazione unilaterale e definisce un percorso di aggiornamento in ottica sempre più ambiziosa ogni 5 anni a partire dal 2020, senza prevedere alcun meccanismo di *compliance*.

Libertà negli obiettivi nazionali per un obiettivo comune vincolante

Si tratta di un approccio almeno in parte simile a quello adottato dall'Unione Europea per il conseguimento dell'obiettivo 2030 in termini di penetrazione del consumo da fonte rinnovabile: l'obiettivo (27% del consumo finale lordo) è vincolante solo a livello comunitario e dovrebbe essere raggiunto attraverso un sistema di *governance* coordinato dalla Commissione Europea che dovrebbe guidare i singoli Stati a predisporre piani d'azione per l'energia e il clima coerenti con l'obiettivo complessivo. La debolezza del meccanismo risiede nel fatto che non è chiaro il potere della Commissione nell'imporre modifiche ai piani dei singoli Stati (salvo l'obbligo per gli Stati di conseguire gli obiettivi nazionali di abbattimento delle emissioni nei settori non ETS), così come non è chiaro il potere che avrà l'UNFCCC in occasione dell'aggiornamento degli INDC.

Solo l'innalzamento progressivo degli sforzi porterà a conseguire l'obiettivo globale

Se considerati nel complesso, gli sforzi assunti attraverso gli INDC finora presentati non consentono di centrare l'obiettivo di lungo termine definito dall'accordo: le emissioni sulla base degli impegni presi ad oggi raggiungeranno secondo l'UNFCCC 55 GtCO₂eq nel 2030, a fronte della soglia di 40 GtCO₂eq ritenuta necessaria a contenere l'aumento delle temperature entro i 2

°C. Gli INDC presentati nel 2015 rappresentano quindi una base di partenza; è responsabilità degli Stati innalzare progressivamente il proprio sforzo fino alla convergenza all'obiettivo generale. L'indicazione sul percorso da seguire da parte dei singoli Stati dovrebbe provenire dall'aggiornamento periodico delle Parti sul grado di raggiungimento dell'obiettivo globale, previsto ogni 5 anni a partire dal 2018, quindi con 2 anni di anticipo rispetto alle scadenze fissate per la presentazione degli INDC aggiornati. Non è previsto un termine al processo di aggiornamento periodico, per cui l'accordo raggiunto ha portata temporale potenzialmente illimitata, diversamente dall'accordo di Kyoto che fissava un obiettivo di abbattimento delle emissioni per un periodo prestabilito (2008-2012) e ha reso necessaria la stipula di un nuovo accordo per vincolare le Parti negli anni successivi.

Obiettivi nazionali eterogenei

Gli INDC presentati finora dalle Parti sono tra loro molto eterogenei, sia in termini di livello dello sforzo assunto, sia in termini di indicatore scelto per la definizione dell'obiettivo. Inoltre, gli INDC differiscono tra loro per l'orizzonte temporale dell'impegno e per la scelta dell'anno base; alcuni Paesi hanno subordinato la validità dell'impegno a condizioni (per esempio il raggiungimento di un accordo globale) o si sono riservati la possibilità di rivedere l'impegno a valle della COP di Parigi. L'accordo stabilisce che i Paesi industrializzati debbano fissare gli obiettivi in termini di riduzione assoluta delle emissioni, mentre gli altri Paesi sono incoraggiati a assumere in futuro un obiettivo di questo tipo, purché nel frattempo aumentino progressivamente gli sforzi assunti. Tra i principali Paesi emergenti, la Cina ha scelto di assumere un obiettivo di riduzione delle emissioni per unità di PIL, mentre altri hanno scelto di fissare l'obiettivo con riferimento a uno scenario BAU (tabella 1).

Finanza e meccanismi di mercato: aspetti centrali dell'accordo

Trasferimenti finanziari: fissato il quantitativo

A Parigi non si è discusso solo degli obiettivi, ma anche degli strumenti necessari per conseguirli, a partire da quelli finanziari. E' infatti stata convenuta la necessità di un trasferimento di risorse dai Paesi industrializzati ai Paesi emergenti al fine di supportare questi ultimi nelle attività di

mitigazione delle emissioni e di adattamento alle conseguenze sull'attività umana e sugli ecosistemi derivanti dal cambiamento del clima (che con tutta probabilità si verificheranno, e in parte si stanno già verificando, anche nel caso l'innalzamento della temperatura globale venga contenuto entro i 2 °C.). La rilevanza del risultato raggiunto a Parigi consiste però nel fatto che il trasferimento finanziario è stato non solo annunciato, ma anche quantificato nel testo dell'accordo. In particolare è richiesto ai Paesi industrializzati di aumentare le risorse finanziarie e tecnologiche messe a disposizione, così che complessivamente vengano erogati 100 miliardi di dollari all'anno ai Paesi emergenti a partire dal 2020, con fondi di provenienza pubblica o privata. Il livello dello sforzo sarà rivisto in ambito COP entro il 2025, ma non potrà comunque essere inferiore alla soglia dei 100 miliardi di dollari. Non è chiaro tuttavia come lo sforzo sarà ripartito tra i Paesi industrializzati. Per quanto riguarda gli altri Paesi (in particolare ovviamente quelli che hanno già raggiunto un maggiore tenore di benessere), anche questi sono incoraggiati a erogare fondi di solidarietà a favore di azioni di mitigazione e adattamento, ma il loro impegno è di natura volontaria.

Da definire i meccanismi di mercato, che comunque ci saranno

Ai fini di un raggiungimento efficiente degli obiettivi, l'accordo di Parigi, come già quello di Kyoto, pone al centro lo sviluppo volontario di strumenti flessibili di mercato. Non è chiaro in quale misura questi strumenti saranno mutuati dal meccanismo di Kyoto, perché la definizione

Tabella 1 Obiettivi post 2020 di riduzione delle emissioni di gas serra fissati dalle principali Parti negli INDC

PARTE	OB. RIDUZIONE	ORIZZONTE	ANNO BASE	INDICATORE
UE-28	40%	2030	1990	Riduzione assoluta
Stati Uniti	26-28%	2025	2005	Riduzione assoluta
Russia	25-30%	2030	1990	Riduzione assoluta
Cina	60-65%	2030	2005	Riduzione emissioni / PIL
India	33-35%	2030	2005	Riduzione emissioni / PIL
Corea del Sud	37%	2030	-	Riduzione su scenario BAU
Messico	22% ¹	2030	-	Riduzione su scenario BAU

¹ L'obiettivo può salire al 36% in caso di accordo globale sfidante
Fonte: INDC

dettagliata di questi aspetti è demandata alla COP22 che si terrà a fine 2016. È tuttavia sottolineata la necessità di evitare che lo sviluppo non correttamente monitorato di tali strumenti porti a fenomeni di *double counting*. Sarebbe inoltre opportuna un'attenta vigilanza dell'efficacia di tali strumenti, dato che durante il periodo di *compliance* di Kyoto l'emissione di certificati internazionali è stata spesso legata a interventi di dubbio beneficio ambientale (come i progetti di abbattimento dei gas industriali HFC-23 e N₂O per la maggior parte realizzati in Cina), che hanno portato la Commissione Europea a scegliere di escludere l'utilizzo di talune tipologie di crediti dalla *compliance* dell'ETS europeo.

Accordo inevitabilmente accompagnato da compromessi al ribasso

Assenza di sanzioni, obiettivi vaghi, esclusione del trasporto internazionale

Come prevedibile, il raggiungimento dell'accordo è stato accompagnato da compromessi al ribasso anche su aspetti centrali. Si evidenziano i principali:

- il mancato raggiungimento degli obiettivi nazionali non sarà soggetto a sanzioni (come d'altra parte nel Protocollo di Kyoto) e saranno gli Stati stessi a verificare le proprie emissioni, non l'UNFCCC, anche se gli Stati saranno soggetti a un regime di trasparenza obbligatorio;
- alcuni aspetti sono trattati in modo vago, ad esempio non è indicata la data entro la quale si intende raggiungere il picco globale delle emissioni, limitandosi ad affermare che dovrà avvenire "il prima possibile" (a questo proposito, l'INDC della Cina contiene l'impegno a raggiungere il picco delle emissioni nazionali entro il 2030);
- non sono incluse nell'accordo le emissioni legate al trasporto internazionale (navi e aerei), sebbene le emissioni dirette legate al trasporto aereo siano pari al 3% delle emissioni globali e secondo le previsioni dell'ICAO (*International Civil Aviation Organization*) nel 2020 potrebbero essere superiori del 70% al livello 2005 e addirittura superiori di un ulteriore 300-700% nel 2050⁵.

⁵ Per quanto riguarda il trasporto aereo, l'ICAO si è impegnata a sviluppare entro il 2016 un meccanismo globale di mercato per il contenimento delle emissioni dei voli internazionali da implementare entro il 2020; in caso contrario, l'Unione Europea reinserirà le emissioni dei voli internazionali con scalo in un aeroporto dell'Unione tra quelle con obbligo di compliance nell'ambito dell'ETS europeo, ponendo fine allo "stop the clock" attualmente in vigore.

Servirà del tempo per valutare la reale portata dell'accordo

Il processo di ratifica darà indicazioni sull'effettiva volontà di impegno

I punti di compromesso sopra evidenziati di fatto demandano il raggiungimento dell'obiettivo globale alla responsabilità e alla buona volontà dei singoli Stati, che potrà essere valutata solo nel lungo periodo. Un primo segnale dell'effettiva volontà di impegno deriverà tuttavia dai prossimi *step* formali, ossia la firma (tra il 22 aprile 2016 e il 21 aprile 2017) e successivamente la ratifica (o accettazione o approvazione) dell'accordo da parte degli Stati. Date le tempistiche piuttosto allungate, i rischi legati a cambi di Governo sono concreti, in particolare negli Stati Uniti, dove le prossime elezioni presidenziali sono fissate per l'8 novembre 2016. Contestualmente, il recente crollo del prezzo del Brent per cause del tutto estranee all'accordo sul clima rende più costoso il processo di decarbonizzazione e potrebbe influenzare le posizioni degli Stati nei prossimi mesi. L'accordo entrerà in vigore solo 30 giorni dopo la ratifica di almeno 55 Parti che si stima siano responsabili di almeno il 55% delle emissioni globali.

Il mercato del carbonio non dà reazioni positive

Il mercato del carbonio sembra avere reagito in maniera piuttosto negativa alla COP di Parigi. Durante lo svolgimento della COP, gli EUA (i permessi di emissione europei) hanno perso quasi il 6% del valore, mentre immediatamente all'indomani della pubblicazione dell'accordo il prezzo non si è mosso da un livello poco sopra 8 €/tCO₂ (figura 1). A gennaio invece il mercato del carbonio ha risentito pesantemente del crollo del prezzo del petrolio e le quotazioni degli EUA sono scese sotto 6 €/tCO₂. Questa dinamica di mercato, seppure di brevissimo periodo, sembra confermare l'impressione che al momento anche per gli operatori di mercato, al di là di condotte speculative, è difficile valutare la reale portata dell'accordo e che i suoi effetti potranno riflettersi sul mercato del carbonio solo su tempi più lunghi, mentre ad oggi il mercato del carbonio continua a essere piuttosto guidato da fattori esterni contingenti.

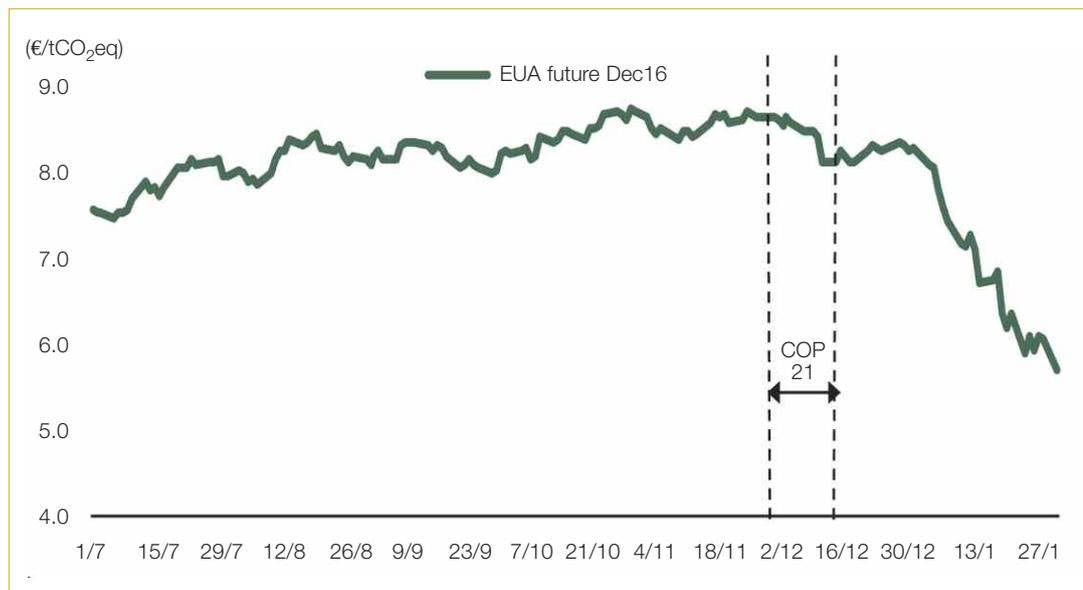


Figura 1 Prezzo degli EUA nel secondo semestre 2015 e a inizio 2016¹ (Fonte: ICE-ECX).

¹ Dati aggiornati al 1 febbraio

Tabella 2 Programma di completamento del framework normativo a sostegno del Pacchetto 2030

Pilastro	Obiettivo	Direttiva / decisione di riferimento	Proposta di modifica della Commissione
Abbattimento emissioni	-40% (1990)		
Settori ETS	-43% (2005)	Dir. 2003/87/CE	COM(2015) 337
Settori non ETS	-30% (2005)	Dec. 2009/406/CE	entro I sem 2016
Fonti rinnovabili	27% (CFL)	Dir. 2009/28/CE	entro 2016
Efficienza energetica	27% (risp. en. prim.)	Dir. 2012/27/UE	entro 2016

Fonte: COM(2015) 572

L'Unione Europea dà l'esempio e continua nel disegno del framework per gli obiettivi 2030

In corso la revisione delle direttive a sostegno del Pacchetto Clima 2030

Se la posizione assunta dagli Stati Uniti e dai principali Paesi emergenti ha rappresentato lo spartiacque tra il raggiungimento o il fallimento dell'accordo e da questi Paesi dipenderà il raggiungimento effettivo dell'obiettivo globale, l'Unione Europea ha sempre svolto il ruolo di traino a livello internazionale nella fissazione di impegni unilaterali ambiziosi e ha potuto svolgere un ruolo di regia ospitando la COP21. Per quanto riguarda il conseguimento dei propri obiettivi unilaterali contenuti nell'INDC, che coincidono con quelli del Pacchetto Clima Energia 2030, la Com-

missione Europea sta procedendo affinché si completi al più presto il quadro legislativo comunitario a supporto degli obiettivi. A luglio ha già presentato la proposta di modifica della direttiva ETS, mentre a inizio 2016 ha avviato le consultazioni relative alle proposte di modifica delle direttive per la promozione delle fonti rinnovabili e per l'efficienza energetica e nel corso dell'anno da cronoprogramma⁶ dovrebbe presentare anche, tra le altre, la proposte di modifica del *Burden Sharing Agreement* (tabella 2). Tra il 2016 e il 2018 dovrebbero inoltre essere redatti i piani nazionali per l'energia e il clima, che dovrebbero tra l'altro consentire di conseguire congiuntamente l'obiettivo

⁶ La Commissione Europea ha indicato il cronoprogramma lo scorso novembre nello *State of the Energy Union 2015* COM(2015) 572, il primo report di monitoraggio dei progressi a valle della presentazione dell'Unione dell'Energia COM(2015) 80 a febbraio 2015.

comunitario per le fonti rinnovabili, sulla base delle linee guida pubblicate dalla Commissione a novembre⁷.

Le più recenti stime contenute nello *State of the Energy Union 2015* indicano che sulla base delle misure attuali l'Unione Europea nel suo complesso nel 2030 ridurrà le sue emissioni del 27% rispetto al 1990, per cui occorreranno misure aggiuntive per centrare l'obiettivo di abbatti-

mento del 40% assunto unilateralmente a livello internazionale.

Per il 2016 step decisivi a livello internazionale e comunitario

Se a livello internazionale il 2016 rappresenterà quindi l'anno di avvio del processo di ratifica e di definizione di aspetti non approfonditi nell'accordo di Parigi, come i meccanismi di mercato, a livello comunitario rappresenterà l'anno di completamento del *framework di policy* e di strumenti necessario a conseguire l'obiettivo 2030.

⁷ COM(2015) 572 allegato 2.



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

Per la campagna di iscrizioni 2016 il Programma "ASSOCIA UN AMICO" offre i seguenti premi:

10 EURO

per ogni Nuovo Socio Individuale presentato

3 EURO

per ogni Nuovo Socio Giovane presentato

*L'importo massimo che un socio proponente può cumulare è pari alla propria quota sociale per l'anno 2016

Strategie e scenari di aggregazione delle risorse distribuite nel mercato elettrico

Salvatore Favuzza Mariano Giuseppe Ippolito Fabio Massaro
Eleonora Riva Sanseverino Enrico Telaretti DEIM - Università di Palermo

L'articolo espone una modalità per ampliare la base di partecipazione di soggetti connessi alla rete elettrica (aggregatori di carico, sistemi di accumulo distribuiti, ecc.) ai mercati dei servizi già regolamentati, sfruttando opportune azioni di controllo di tipo Demand Response.

Introduzione

Negli ultimi anni si è assistito ad una continua crescita della quota di *Fonti Energetiche Rinnovabili* (FER) sul territorio (soprattutto da fonte eolica e solare con conversione fotovoltaica (FV), in gran parte dovuta ai sistemi di incentivazione che sono stati messi in campo nei diversi Paesi dell'Unione Europea [1 - 7]. In Italia, ad esempio, i meccanismi di incentivazione messi in atto sono: certificati verdi, tariffa omnicomprensiva (per l'eolico), conto energia (per il FV), in aggiunta a disposizioni specifiche per l'accesso alla rete elettrica (procedure di connessione semplificate) e per la cessione dell'energia elettrica (scambio sul posto e ritiro dedicato). L'aumento di *Generazione Distribuita* (GD) e soprattutto da fonti rinnovabili non programmabili, impone un ripensamento della mo-

dalità di gestione del *Sistema Elettrico* (SE), che deve essere in grado di accogliere queste ingenti quantità di energia non prevedibili. Infatti, l'attuale disciplina del *Mercato Elettrico* (ME) [8, 9] garantisce priorità di dispacciamento agli impianti FER, comprese le unità di generazione rinnovabili non programmabili (come FV ed eolico) determinando, in talune situazioni, la messa fuori servizio dei generatori tradizionali. Poiché questi ultimi sono, al momento, gli unici in grado di erogare i servizi ancillari necessari per la corretta gestione del SE, la diffusione della GD nella rete elettrica comporta il manifestarsi di una serie di criticità sia a livello locale che di sistema. Queste criticità impongono la necessità di approfondire le tematiche relative all'attuale modello di regolazione e gestione del dispacciamento e di valutare la possibilità che gli impianti FER, le unità di accumulo e gli utenti *prosumer* abilitati si rendano disponibili a fornire, attraverso la loro connessione alla rete di distribuzione locale, servizi per il dispacciamento. È necessaria, pertanto, una revisione dell'attuale servizio di dispacciamento capace di integrare il nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e le conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema. La revisione del servizio di dispacciamento deve necessariamente essere coordinata con lo sviluppo delle infrastrutture di rete, attraverso la diffusione di opportuni sistemi di comunicazione avanzati e di nuove tecnologie capaci di scambiare segnali in tempo reale con tutte le risorse coinvolte.

Il Regolatore ha iniziato a creare le basi per una revisione della disciplina del dispacciamen-

to con la Delibera ARG/elt 160/11, nella quale si evidenziano, tra l'altro, le seguenti necessità:

1. evitare fenomeni di distacco indesiderato della GD causati da transitori di rete, ampliando l'intervallo di frequenze all'interno del quale tali impianti devono rimanere connessi al sistema elettrico;
2. dare la possibilità a Terna, in qualità di gestore della rete di trasmissione, di poter operare la riduzione selettiva della GD, anche di natura intermittente, allo scopo di ampliare i margini di riserva;
3. individuare delle metodologie che consentano di stimare, con sufficiente precisione, i profili di produzione degli impianti di GD di natura intermittente, quali eolico e FV, in modo da ridurre i relativi costi di sbilanciamento.

Con riferimento al primo punto (distacco indesiderato della GD) l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) è intervenuta con la Delibera 84/2012/R/eel, approvando l'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, nel quale vengono specificati i servizi di rete che la GD deve garantire, definendo le caratteristiche che i sistemi di protezione di interfaccia degli inverter devono avere per poter essere installati su impianti di GD da connettere in bassa tensione (BT) e media tensione (MT). Con Delibera 243/2013/R/eel l'Autorità ha successivamente chiarito le tempistiche con cui gli impianti esistenti connessi in MT e BT devono adeguarsi alle prescrizioni dell'allegato A70.

Con riferimento al secondo punto (riduzione selettiva della GD) l'Autorità è intervenuta con Delibera 344/2012/R/eel, approvando l'Allegato A72 al Codice di rete (Procedura per la Riduzione della GD in condizioni di emergenza del SE Nazionale - RIGEDI). Nel documento si definiscono le modalità per la disconnessione di impianti di GD alimentati da fonte eolica o FV, allacciati alla rete di MT, con potenze superiori a 100 kW, al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico. Come è noto le procedure di disconnessione differiscono in relazione alla modalità di connessione degli impianti di GD:

- nel caso di impianti collegati a linee MT dedicate, il distacco viene attuato da remoto direttamente dal Distributore, su ordine di Terna (procedura GDTEL);
- nel caso di impianti collegati a linee MT non dedicate, il distacco viene attuato dal proprietario dell'impianto, sulla base delle informazioni inviate dal Distributore su ordine di Terna (procedura GDPRO).

Successivamente, con Delibera 421/2014/R/eel, l'AEEGSI ha approvato la versione aggiornata del-

l'Allegato A72, prescrivendo l'implementazione di sistemi che, in condizioni di emergenza, consentano il teledistacco per il tramite delle imprese distributrici, per impianti FV ed eolici connessi alle reti di MT di potenza maggiore o uguale a 100 kW.

Con riferimento al terzo punto (metodologie per la previsione dei profili di produzione di impianti di GD), l'Autorità è inizialmente intervenuta con la Delibera 281/2012/R/efr, nella quale definiva una prima regolazione del servizio di dispacciamento anche nel caso di unità di generazione alimentate da FER non programmabili, con particolare riferimento all'attribuzione dei corrispettivi di sbilanciamento. La Delibera, in particolare, definiva un regime transitorio iniziale (a partire dall'anno 2013) durante il quale tutti gli sbilanciamenti rientranti all'interno di una franchigia continuavano ad essere valorizzati al prezzo zonale orario, allocando pertanto i relativi oneri alla collettività. Successivamente la Delibera 281/2012/R/efr è stata annullata dalla sentenza n. 2936/14 del Consiglio di Stato, e l'AEEGSI ha pubblicato il documento di consultazione (DCO) 302/2014/R/eel nel quale ha proposto diversi orientamenti in merito alla regolazione degli sbilanciamenti. Con la Delibera 522/2014/R/eel l'AEEGSI ha infine stabilito come valorizzare gli sbilanciamenti per le rinnovabili non programmabili, scegliendo, tra le diverse opzioni proposte nel DCO 302/2014/R/eel, un sistema a franchigie differenziate per fonte, che è entrato in vigore a partire dall'anno 2015. Nello specifico:

- gli sbilanciamenti al di fuori della franchigia sono valorizzati con le medesime modalità con cui attualmente vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione non abilitate al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD);
- agli sbilanciamenti che rientrano all'interno delle fasce di franchigia viene applicato un corrispettivo unitario.

La soluzione scelta dall'Autorità consente quindi di promuovere la corretta previsione delle immissioni di energia elettrica, evitando che i corrispettivi di sbilanciamento siano allocati ai clienti finali.

Con riferimento alla necessità di una revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento, già introdotta con la Delibera ARG/elt 160/11, gli interventi necessari sono ancora in fase di implementazione. L'Autorità, con il DOC 255/2015/R/eel ha illustrato i primi orientamenti per la creazione di una infrastruttura smart di base che consenta l'effettiva partecipazione delle risorse diffuse ai servizi di dispacciamento. Partendo dai risultati

ottenuti nell'ambito dei progetti pilota *Smart Grid*, avviati nel 2011 (a seguito della Delibera ARG/elt 39/10), l'Autorità individua, in particolare, alcune funzionalità innovative che possono essere attivate su larga scala dalle imprese distributrici anche prima che vengano definite dall'Autorità le regole per la partecipazione delle risorse diffuse ai servizi di dispacciamento. Le funzionalità individuate, che attualmente non sono promosse da meccanismi di incentivazione, sono:

- osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse;
- capacità di regolazione della tensione delle reti di MT.

Tali funzionalità di base potrebbero, fin da subito, essere sviluppate dalle imprese di distribuzione anche senza abilitare la comunicazione con le risorse distribuite (fatta eccezione per il sistema di comunicazione con le cabine secondarie, le quali, però, sono già telecontrollate).

L'Autorità, con il DOC 354/2013/R/eel, ha avviato un dibattito pubblico per individuare le modalità più idonee per l'approvvigionamento delle risorse, limitatamente al servizio di dispacciamento. Il documento contiene uno studio del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano [10] nel quale:

- sono individuate le risorse per il dispacciamento che possono essere fornite dalla GD non programmabile o dai carichi connessi alle reti di distribuzione;
- sono analizzati alcuni dei modelli possibili per l'erogazione del servizio di dispacciamento da parte di impianti connessi alle reti di distribuzione anche per il tramite dei gestori di queste ultime (fino ad oggi non abilitati a svolgere tale servizio).

Come è noto, l'assetto attuale del servizio di dispacciamento prevede che il servizio sia gestito da un unico soggetto (Terna) il quale acquisisce, istante per istante, tutti i dati relativi allo stato del sistema e, in base alle esigenze del momento, mette in atto le opportune azioni correttive. Terna si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema tramite il MSD.

Per adeguare la disciplina del dispacciamento al nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, risulterà pertanto necessario impiegare le risorse fornite sia dalla generazione intermittente connessa alle reti di AT e AAT, sia da quella connessa alle reti di distribuzione MT e BT. A tale scopo, i carichi potranno a loro volta essere coinvolti nella gestione del servizio, anche attraverso la figura di un aggregatore. Quest'ultimo avrà la possibilità di con-

trollare e operare in tempo reale sugli impianti FER (eventualmente accoppiati ad unità di accumulo) e sugli utenti *prosumer* abilitati (anche attraverso azioni di controllo diretto dei carichi – *Direct load control* - DLC), conseguendo miglioramenti sulla sicurezza dell'esercizio per l'intero SE e sull'efficienza totale del sistema.

In quest'articolo viene proposta una nuova strategia di dispacciamento che consente l'integrazione della domanda di carico e dei sistemi di accumulo distribuiti nel SE. La strategia di dispacciamento è stata elaborata nell'ambito del progetto i-Next (*Innovation for green Energy and eXchange in Transportation*), codice di identificazione PON04a2_Hi-NEXT (CUP B71H12000700005), al quale hanno preso parte, tra gli altri, l'Università di Palermo, Italtel SpA, il *Consiglio Nazionale delle Ricerche* (CNR), *Tozzi Renewable Energy* SpA [11]. La strategia proposta consente l'impiego ottimale delle risorse energetiche, contribuendo alla fornitura di servizi di rete e sfruttando tecniche avanzate e di controllo in real-time delle risorse disponibili. La strategia prevede anche l'individuazione di metodologie e tecniche (lato utente) per consentire il corretto funzionamento del SE in risposta ad un segnale del gestore di rete (segnale di regolazione), sfruttando opportune azioni di controllo di tipo *Demand Response* (DR). Attraverso tali metodologie i centri di carico (anche in forma aggregata) possono partecipare al ME, incidendo sui meccanismi di formazione del prezzo dell'energia elettrica.

Si ritiene opportuno precisare che l'articolo non introduce alcun nuovo servizio oltre quelli esistenti, semplicemente (in linea con l'evoluzione del processo di regolamentazione già avviato dall'AEEGSI), espone una modalità per ampliare la base di partecipazione di soggetti connessi alla rete elettrica ai mercati dei servizi già regolamentati. Inoltre, la strategia esposta si basa sull'ipotesi di considerare reti di distribuzione di tipo *fit&forget*. L'articolo prende quindi in considerazione i servizi di regolazione di tipo frequenza-potenza, escludendo, invece, tutti i contributi di tipo locale (regolazione della tensione, risoluzione delle congestioni di rete a livello locale, ecc.) di competenza del Distributore.

Allo scopo di comprendere meglio la strategia di dispacciamento proposta, nel successivo paragrafo si riporta una breve descrizione del funzionamento del ME italiano. Successivamente verrà descritta l'architettura del micro distretto energetico proposta ed infine verranno presentate le strategie di gestione delle risorse energetiche (scenari di riferimento).

Il mercato elettrico

Il ME italiano, gestito dal Gestore del Mercato Elettrico (GME), è un marketplace telematico per la negoziazione dell'energia elettrica all'ingrosso, nel quale il prezzo dell'energia elettrica viene determinato sulla base del prezzo di equilibrio ottenuto dall'incontro tra la quantità di energia elettrica richiesta e quella offerta dagli operatori di sistema. Si tratta di un vero e proprio mercato fisico, nel quale si definiscono i programmi di immissione e prelievo dell'energia elettrica.

Il SE è suddiviso in porzioni di reti di trasmissione (zone) per le quali esistono, ai fini della sicurezza del SE, limiti fisici di transito dell'energia con le corrispondenti zone confinanti. Il SE italiano è articolato in sei zone geografiche, dodici zone virtuali estere e quattro zone virtuali nazionali, che rappresentano poli di produzione limitata. Ogni zona geografica o virtuale è a sua volta costituita da un insieme di punti di offerta, nei quali possono essere definiti programmi orari di immissione e di prelievo dell'energia elettrica.

Il ME italiano (più precisamente il Mercato a Pronti dell'Energia - MPE), si articola in Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato Infragiornaliero (MI) e MSD. Nel MGP i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei presentano offerte di vendita/acquisto di energia elettrica per il giorno successivo. Nel MI gli stessi soggetti possono modificare i programmi di immissione/prelievo determinati sul MGP. Infine il MSD è la sede di negoziazione delle offerte di vendita/acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata dal *Transmission System Operator* - TSO (Terna) per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi [12].

Nel MGP vengono negoziati blocchi orari di energia elettrica per il giorno successivo, definendo sia le quantità scambiate che i prezzi (MWh, €/MWh). La seduta si apre alle ore 08:00 del nono giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 12:00 del giorno precedente il giorno di consegna. Terminata la seduta di presentazione delle offerte, il GME attiva il processo per la risoluzione del mercato, accettando un numero di offerte tali da massimizzare il valore delle contrattazioni. Le offerte sono accettate sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone. In particolare:

- tutte le offerte di vendita accettate sono valorizzate al prezzo di equilibrio della zona a cui appartengono;
- le offerte di acquisto accettate e riferite a pun-

ti di offerta in prelievo appartenenti alle zone geografiche sono valorizzate al Prezzo Unico Nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi zonali ponderata con i consumi zonali.

Sul MSD Terna stipula i contratti di acquisto e vendita ai fini dell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento e agisce come controparte centrale delle negoziazioni. Il MSD è articolato, a sua volta, in una fase di programmazione (MSD ex-ante) e in una fase di gestione in tempo reale (Mercato di Bilanciamento - MB). Sul MSD ex-ante le offerte di acquisto e di vendita di energia si riferiscono ai giorni di calendario successivo a quello in cui termina la seduta. Le risorse approvvigionate sono utilizzate ai fini della risoluzione delle congestioni intrazonali e l'approvvigionamento delle riserve di regolazione secondaria e terziaria, sia a salire che a scendere. Nel MB vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita che si riferiscono ai giorni di calendario di svolgimento delle sessioni del MB. Le offerte accettate servono per l'utilizzo e la ricostituzione delle risorse approvvigionate durante la fase di programmazione e al mantenimento del bilanciamento, nel tempo reale, tra immissione e prelievi di energia sul SE. A differenza del MGP e del MI, in cui le offerte accettate sono valorizzate al prezzo marginale di equilibrio (*system marginal price*) della zona a cui appartengono, determinato, ora per ora, dall'intersezione della curva di domanda e di offerta e differenziato in relazione all'esistenza di limiti di transito saturati tra le zone di mercato, le offerte accettate sul MSD sono valorizzate al prezzo offerto (*pay-as-bid*).

Definizione dell'architettura del micro distretto energetico

In questa sezione viene descritta l'architettura del micro distretto energetico oggetto dello studio, basata su una struttura di controllo gerarchica. L'architettura proposta prevede la presenza di diversi sistemi di gestione dell'energia di tipo distribuito (*Distributed Energy Management System* - DEMS), uno per ciascun utente prosumer, e di un unico sistema di controllo centralizzato (*Centralized Energy Management System* - CEMS), come mostrato nella **figura 1** [13]. I dispositivi flessibili di utente comunicano in *real-time* con i DEMS, fornendo indicazioni al *Demand Response Provider* (DRP) circa la tipologia di carico, l'assorbimento di potenza attiva/reattiva e l'effettiva disponibilità del carico (*on-off*), allo scopo di coordinarne l'intervento.

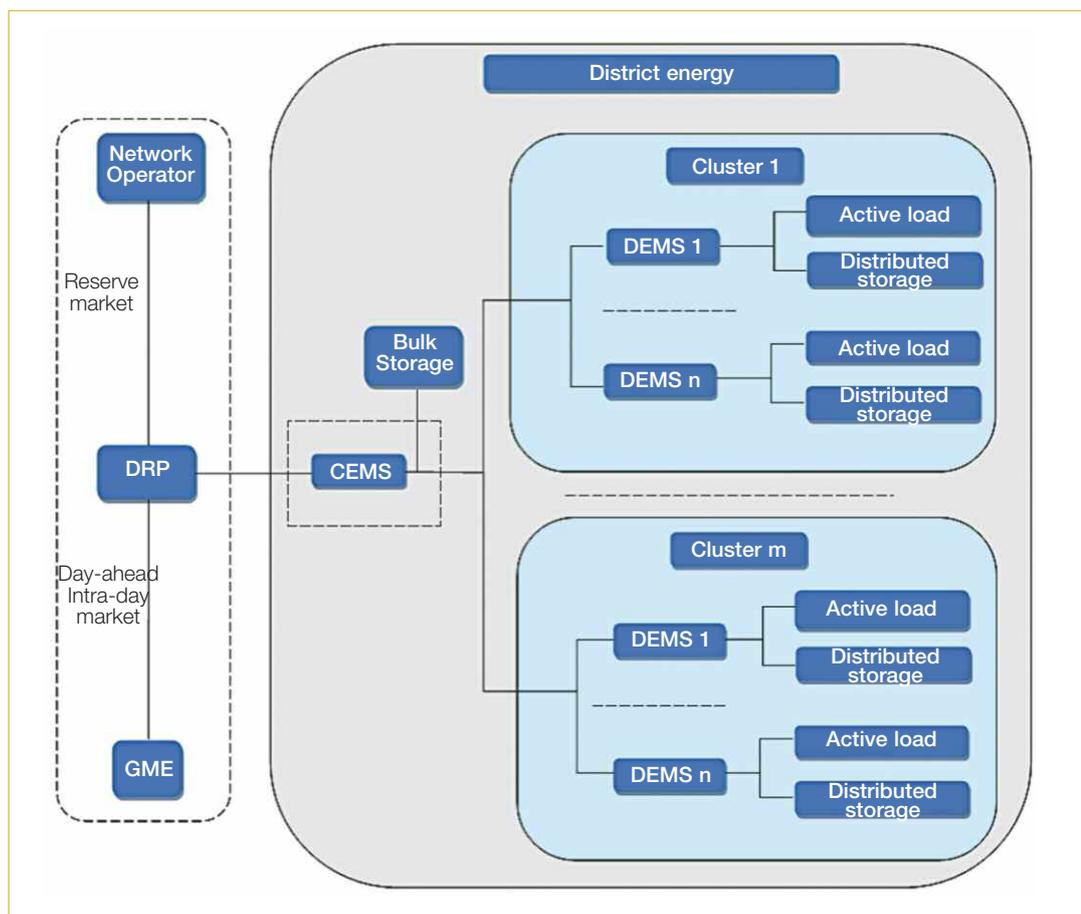


Figura 1
Architettura del micro distretto energetico.

Il micro distretto energetico è costituito da m cluster di utenti (residenziali, commerciali, industriali, ecc.), ciascuno dei quali è a sua volta costituito da n diversi utenti *prosumer*. Ciascun *prosumer* è a sua volta equipaggiato con un dispositivo di accumulo distribuito (*distributed storage*), anch'esso gestito dal DEMS secondo una definita logica di controllo, avente come obiettivo primario la massimizzazione del beneficio economico per l'utente finale nel rispetto dei vincoli tecnici (ad esempio, il non superamento della potenza contrattuale nel nodo di interconnessione). Le informazioni raccolte dai DEMS, riguardanti sia i carichi modulabili che lo stato di carica delle batterie distribuite, sono trasferite al sistema di controllo di livello più elevato (CEMS), che le elabora e le trasferisce al DRP, che svolge le funzioni di aggregatore di carichi. Il DRP, a sua volta, si interfaccia da un lato con il GME, al quale presenta offerte di acquisto di energia nel MGP, dall'altro con l'operatore di rete, al quale presenta offerte nell'ambito del MSD, per l'approvvigionamento delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema. L'aggregatore è quindi responsabile sia delle offerte di acquisto di energia presentate

sul MGP al GME, sia delle offerte presentate nell'ambito del MSD al gestore di rete. Il DRP gestisce anche il funzionamento di un sistema di accumulo concentrato (*bulk storage*) che utilizza allo scopo di compensare eventuali *deficit* di energia. La strategia di dispacciamento proposta consente, in definitiva, la gestione ottimale dei flussi di potenza bidirezionali del micro-sistema aggregato.

Definizione degli scenari

Sono stati definiti due possibili modelli per la gestione del microsistema aggregato. Il primo (scenario A) prevede la partecipazione del micro distretto energetico al MGP, presentando offerte differenziate in relazione al grado di flessibilità del carico. Il secondo (scenario B) si basa sulla possibilità, per il microsistema aggregato, di partecipare al MSD, attraverso:

- logiche di parzializzazione o interruzione di carichi non privilegiati, secondo meccanismi cogenti (di tipo *system led*);
- variazioni del regime di potenza assorbita/erogata dai dispositivi di accumulo nella disponibilità dell'aggregatore.

Scenario A

Lo scenario A consiste nella partecipazione del micro distretto al MGP (per il tramite del DRP), sfruttando un programma di DR di tipo *market-led*. Si ipotizza che l'utente elettrico sia soggetto ad una tariffazione base di tipo RTP (*Real-Time Pricing*), variabile ogni ora, e che rispecchia il valore del PUN così come calcolato nel MGP. Inoltre il DRP può, ove se ne presenti la necessità, applicare un piano tariffario opzionale, basato su un profilo RTP modificato, per rispondere a particolari esigenze di mercato. In questo caso l'utente riceverà un segnale di *warning* che lo avvisa ogni qual volta il prezzo dell'energia supera una soglia prestabilita, accompagnato da un'indicazione della fascia oraria in cui si presenterà la criticità. In tal modo l'utente elettrico può rispondere, su base volontaria, alla variazione di prezzo, programmando l'attivazione dei carichi modulabili nelle ore di basso costo dell'energia o agendo sui dispositivi di accumulo distribuiti. I profili tariffari RTP base e RTP modificato sono definiti giornalmente dal DRP, in maniera uniforme per tutti gli utenti appartenenti al medesimo cluster. Maggiori dettagli sull'algoritmo per la determinazione dei profili di prezzo RTP possono essere trovati in [14].

Il generico distretto energetico partecipa al MGP presentando, per ciascun intervallo orario, delle offerte di acquisto di energia. Le offerte sono costituite da coppie di quantità e di prezzo unitario di energia elettrica (MWh; €/MWh), come previsto dall'attuale disciplina del ME. Per potere sfruttare il contributo offerto dai carichi modulabili, contribuendo così ad una maggiore flessibilità del ME, il DRP presenta diverse offerte di acquisto, con prezzi differenziati. Per semplicità è possibile ipotizzare due sole offerte (per ciascuna fascia oraria), così strutturate:

Offerta 1

- a. **Quantità** [MWh]: corrispondente al fabbisogno di energia complessivo dei carichi non modulabili appartenenti al medesimo distretto energetico gestito dal DRP;
- b. **Prezzo** [€/MWh]: superiore alla media dei prezzi di acquisto offerti nel MGP, in modo da assicurarsi la fornitura del quantitativo di energia con un sufficiente margine di sicurezza.

Offerta 2

- c. **Quantità** [MWh]: corrispondente al fabbisogno di energia dei carichi flessibili appartenenti al medesimo distretto energetico gestito dal DRP;
- d. **Prezzo** [€/MWh]: sensibilmente inferiore rispetto al prezzo dell'offerta 1, calibrato sulla

base dei prezzi di acquisto offerti sul MGP.

Dopo la chiusura del MGP, l'aggregatore riceve comunicazione dal GME relativamente alle offerte che sono state accettate o rifiutate, per ciascun intervallo orario del giorno successivo.

Le situazioni ipotizzabili sono due:

- a. tutte le offerte presentate dal DRP sul MGP sono accettate. In questo caso gli utenti del micro distretto continueranno a pagare l'energia sulla base della tariffa RTP base;
- b. alcune offerte 2 presentate dal DRP non sono accettate. In questo caso l'aggregatore si ritroverà con un *deficit* di energia nelle fasce orarie corrispondenti, che dovrà in qualche modo compensare per evitare il pagamento di penali.

In relazione all'architettura del micro distretto energetico descritta precedentemente, la compensazione del *deficit* di energia può avvenire con le seguenti modalità:

- stimolando gli utenti a ridurre volontariamente i loro consumi attuando interventi di DR, favorendone la partecipazione con piani tariffari ad-hoc o incentivi in bolletta;
- sfruttando i dispositivi di accumulo concentrati (*bulk storage*).

Con riferimento al primo punto, all'utente sarà comunicato un piano tariffario opzionale basato su un profilo RTP modificato, ottenuto dal RTP base variando i valori di prezzo nelle ore in cui l'offerta sul MGP corrispondente alla potenza modulabile (offerta 2), non viene accettata. L'incremento di prezzo sarà calibrato in relazione al *deficit* orario di energia.

Il DRP, in definitiva, dovrà elaborare una strategia in grado di compensare il *deficit* di energia nelle fasce orarie in cui le offerte 2 non sono accettate, potendo agire, separatamente, sui dispositivi di accumulo concentrati o con interventi di DR di tipo *market-led* (su base volontaria). Nel caso in cui le risorse disponibili non fossero sufficienti a compensare il *deficit* orario di energia, il DRP potrà, in seconda battuta, agire direttamente sui carichi flessibili degli utenti con interventi di DLC.

Maggiori dettagli circa le logiche di gestione delle diverse risorse energetiche si possono trovare in [11, 15 e 16].

Lo scenario A, in definitiva, consente la massimizzazione del beneficio economico per tutti i soggetti coinvolti. L'aggregatore, infatti, otterrà un vantaggio economico derivante dal fatto di aver presentato sul MGP delle offerte di acquisto ad un prezzo in linea con quello di mercato (offerta 2). L'utente finale trarrà anch'esso vantaggio dalla strategia adottata, spostando l'assor-

bimento dei carichi flessibili nelle ore in cui il costo dell'energia è minimo.

Lo schema funzionale dello scenario A è mostrato nella **figura 2**.

Scenario B

Lo scenario B consiste nel regolare l'assorbimento di potenza attiva da parte del singolo utente *prosumer*, in risposta ad una richiesta dell'operatore di rete, derivante dall'esigenza di ripristinare il regolare funzionamento del SE. Tali logiche di regolazione, a differenza di quelle già esposte nel paragrafo precedente, sono di tipo *system-led*. Si tratta, pertanto, di logiche basate su meccanismi cogenti, dettate dalla necessità di mantenere in sicurezza il SE nel suo complesso. La responsabilità di tali procedure ricade, quindi, sul gestore di rete o su chi deve garantire affidabilità e sicurezza del servizio, ragion per cui è egli stesso a decidere quali utenze coinvolgere, secondo le procedure più idonee a mantenere in sicurezza il SE. È ragionevole immaginare che chi presta tale servizio sia sottoposto a vincoli contrattuali stringenti, atti a garantire l'affidabilità della sua prestazione e quindi quella del servizio elettrico in generale. In genere, questo tipo di interventi necessita di tempi di reazione nella scala dei secondi o di pochi minuti. Pertanto, a differenza delle procedure previste dallo scenario A, che possiedono tempi di latenza più elevati, le logiche di intervento che scaturiscono dallo

scenario B devono essere elaborate al più alcuni minuti prima della loro insorgenza, quindi necessitano di procedure di monitoraggio e controllo con tempi di risposta molto brevi.

Dal momento che gli interventi di DR previsti nell'ambito dello scenario B sono di tipo cogente, sarà lo stesso gestore di rete, in piena autonomia, a decidere quali e quante utenze coinvolgere tra tutte quelle che hanno aderito al programma di regolazione di tipo *system-led*. L'azione sulle utenze modulabili sarà operata con interventi di DLC, nel senso che sarà direttamente il gestore a trasmettere l'istruzione di regolazione agli apparecchi flessibili del consumatore.

Nello specifico lo scenario B prevede la partecipazione del micro distretto energetico (per il tramite del DRP) al MSD, contribuendo alla creazione dei margini di riserva, alla riduzione delle congestioni intrazonali ed al bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi.

È possibile distinguere due fasi:

- presentazione delle offerte sul MSD ex-ante ed sul MB (fase di programmazione);
- fase di controllo in *real-time* delle risorse energetiche disponibili.

Presentazione delle offerte sul MSD ex-ante e sul MB

Il gestore di rete si approvvigiona delle risorse necessarie a garantire la sicurezza del sistema elettrico nel MSD ex-ante/MB. Le offerte so-

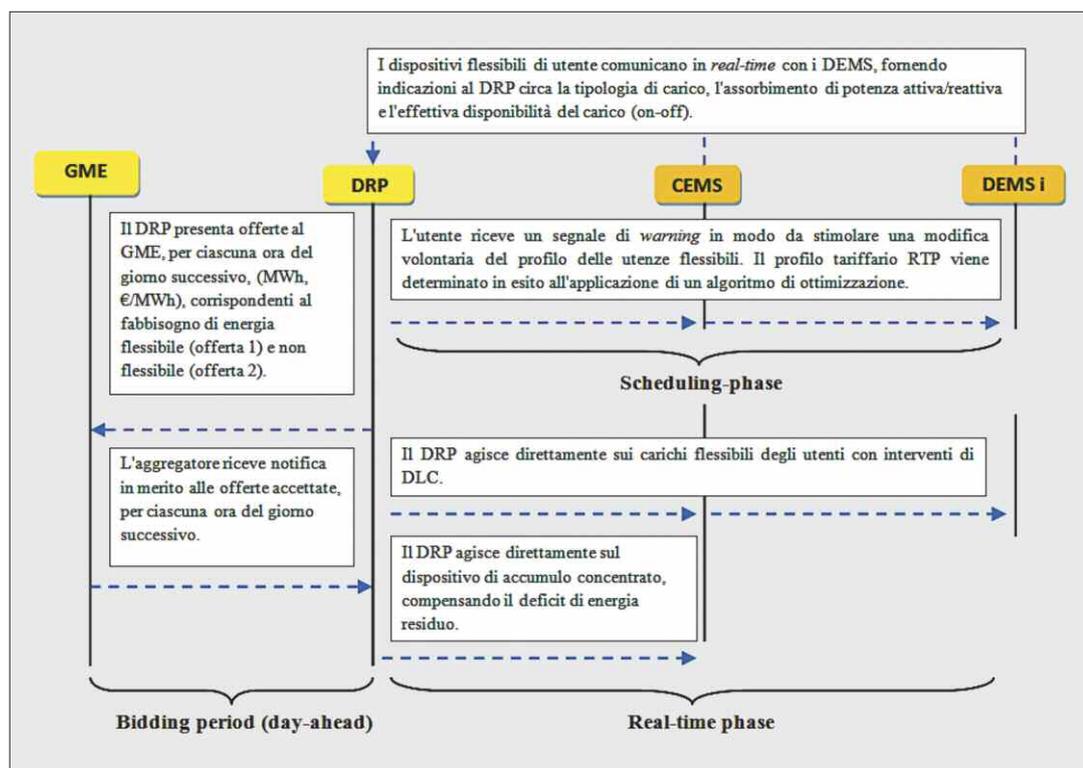


Figura 2
Schema funzionale dello scenario A.

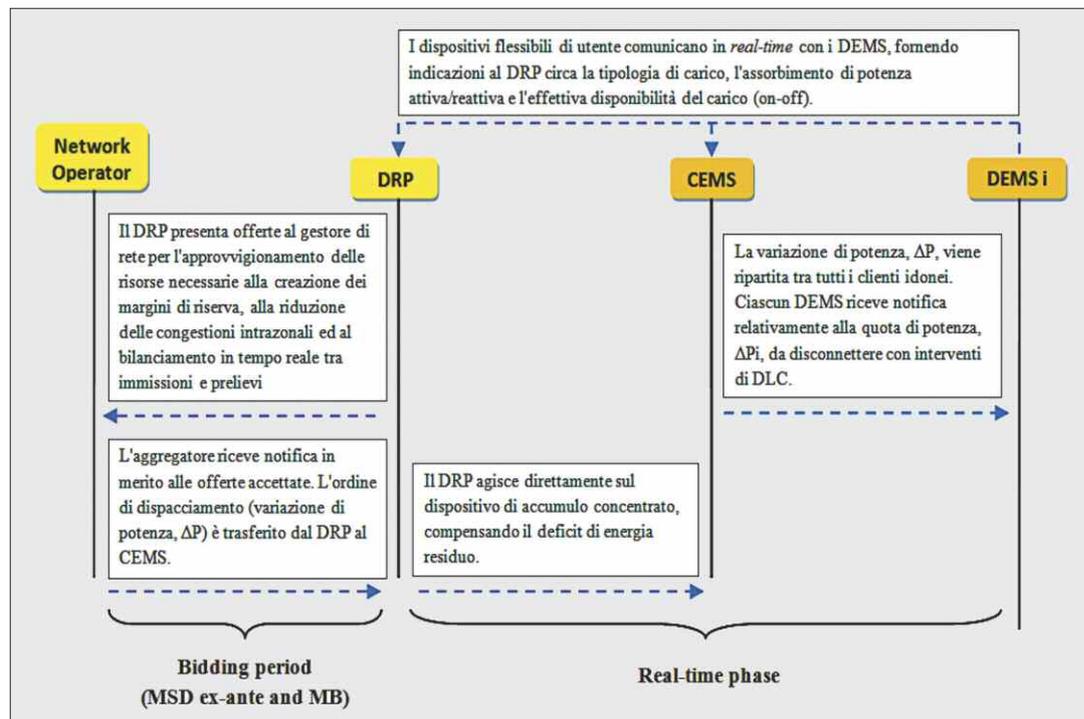


Figura 3
Schema funzionale dello scenario B.

no costituite da coppie di quantità e prezzi relative all'approvvigionamento delle risorse necessarie a garantire la stabilità del SE.

Le offerte presentate sul MSD ex-ante/MB dal distretto energetico corrispondono alla massima disponibilità in termini di decremento di potenza, data dalla somma:

- dei carichi controllabili con interventi di DLC, per ciascuna fascia oraria;
- della massima variazione di potenza producibile dal dispositivo di accumulo concentrato.

Le offerte presentate potranno essere accettate (in toto o parzialmente) dal gestore di rete e remunerate al prezzo *pay-as-bid*.

Fase di controllo in real-time delle risorse disponibili

Il CEMS, una volta ricevuta comunicazione relativa all'effettivo decremento di potenza che necessita, in tempo reale, per mantenere in sicurezza il sistema, provvede ad erogare tale contributo, come combinazione delle due risorse disponibili (DLC e dispositivo di accumulo concentrato).

Le modalità di intervento sono diverse in relazione alla risorsa utilizzata:

- nel caso di azioni di DLC, il CEMS individua delle logiche per ripartire il *delta power* (che gli è stato comunicato dal gestore di rete) tra i singoli dispositivi utente (DEMS). Il singolo DEMS provvederà, successivamente, alla disconnessione dei carichi flessibili tenendo conto della quota di delta power corrispondente;

- nel caso di intervento attuato mediante accumuli concentrati, il CEMS agisce direttamente variando lo stato di funzionamento di alcuni accumulatori, in modo da erogare la quota di *delta power* richiesta, nel rispetto dei vincoli tecnici.

Maggiori dettagli circa le logiche di controllo possono essere reperite in [11].

Lo schema funzionale dello scenario B è mostrato nella **figura 3**.

Conclusioni

La diffusione della GD nella rete elettrica comporta il manifestarsi di una serie di criticità sia a livello locale che di sistema. Tali criticità impongono la necessità di approfondire le tematiche relative all'attuale modello di regolazione e gestione del dispacciamento e di valutare la possibilità che gli impianti FER, le unità di accumulo e gli utenti *prosumer* abilitati si rendano disponibili a fornire alla rete locale servizi per il dispacciamento. È necessaria, pertanto, una revisione dell'attuale servizio di dispacciamento capace di integrare il nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e le conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema.

La strategia di dispacciamento descritta, elaborata nell'ambito del progetto i-Next (*Innovation for green Energy and eXchange in Transportation*) consente l'impiego ottimale delle ri-

sorse energetiche, contribuendo alla fornitura di servizi di rete e sfruttando tecniche avanzate e di controllo in *real-time* delle risorse disponibili. La strategia prevede anche l'individuazione di metodologie e tecniche (lato utente) per consentire il corretto funzionamento del SE in risposta ad un segnale del gestore di rete (segnale di regolazione), sfruttando opportune azioni di controllo di tipo DR. Attraverso tali metodologie i centri di carico (anche in forma aggregata) possono partecipare al ME, incidendo sui meccanismi di formazione del prezzo dell'energia elettrica. Si ritiene opportuno precisare che l'articolo non introduce alcun nuovo servizio oltre quelli esistenti, semplicemente (in linea con l'evoluzione del processo di regolamentazione già avviato dall'AEEGSI), espone una modalità per ampliare la base di partecipazione di soggetti connessi alla rete elettrica ai mercati dei servizi già regolamentati. Inoltre, la strategia esposta si basa sull'ipotesi di considerare reti di distribuzione di tipo *fit&forget*. L'articolo prende quindi in considerazione i servizi di regolazione di tipo frequenza-potenza, escludendo, invece, tutti i contributi di tipo locale (regolazione della tensione, risoluzione delle congestioni di rete a livello locale, ecc.) di competenza del Distributore.

Nell'articolo viene dapprima descritta l'architettura del micro distretto energetico, costituito da diversi cluster di utenti *prosumer*, suddivisi per tipologia, basata su una struttura di controllo di

tipo gerarchico. Ogni utente *prosumer* è equipaggiato con un sistema di gestione dell'energia distribuito, che comunica in *real-time* la disponibilità di carico flessibile ad un sistema di gestione dell'energia centralizzato, gestito direttamente dall'aggregatore. Successivamente vengono descritti due possibili modelli per la gestione del microsistema aggregato (scenari di riferimento). Il primo (scenario A) prevede la partecipazione del micro distretto energetico al MGP attraverso la figura dell'aggregatore, che presenta offerte differenziate in relazione al grado di flessibilità dei carichi. Il secondo (scenario B) prevede la partecipazione del micro distretto energetico al MSD, sempre per il tramite dell'aggregatore. Il DRP può utilizzare la flessibilità del parco utenza o attraverso logiche di parzializzazione o interruzione di carichi non privilegiati (secondo meccanismi cogenti di tipo *system led*) o sfruttando la capacità di un dispositivo di accumulo. Tali logiche di gestione sono state implementate (a cura dell'Università di Palermo e di Italtel) in una piattaforma del centro servizi e non sono, al momento, oggetto di esperienze di esercizio.

La strategia di dispacciamento descritta presenta notevoli benefici per l'intero sistema elettrico. L'accresciuto livello di flessibilità consente, infatti, un livellamento dei prezzi dell'elettricità zonali, un migliore sfruttamento delle infrastrutture elettriche, rispondendo alle esigenze di tutti i soggetti coinvolti.

bibliografia

- [1] **Dusonchet L., Telaretti E.:** *Comparative Economic Analysis of Support Policies for Solar PV in the most representative EU countries*. Renewable and Sustainable Energy Review, 2015, p. 986-998.
- [2] **Dusonchet L., Telaretti E.:** *Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in eastern European Union countries*. Energy Policy, 2010, p. 4011-4020.
- [3] **Campoccia A., Dusonchet L., Telaretti E., Zizzo G.:** *Feed-in tariffs for grid-connected PV systems: The situation in the European community*. IEEE Power Tech Conference, 1-5 July 2007, Lausanne (Switzerland), p. 1981-1986.
- [4] **Campoccia A., Dusonchet L., Telaretti E., Zizzo G.:** *Financial Measures for Supporting Wind Power Systems in Europe: A Comparison between Green Tags and Feed-in Tariffs*. IEEE Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, 11-13 June 2008, Ischia (Italy), p. 1149-1154.
- [5] **Campoccia A., Dusonchet L., Telaretti E., Zizzo G.:** *An analysis of feed-in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union*. Sol. Energy, 2014, p. 530-542.
- [6] **Dusonchet L., Favuzza S., Massaro F., Morello G.:** *Analisi economico-finanziaria degli investimenti sul fotovoltaico in Italia*. L'Energia Elettrica, Vol. 86, n. 3, maggio/giugno 2009, p. 37-51.
- [7] **Di Dio V., Favuzza S., La Cascia D., Massaro F., Zizzo G.:** *Critical assessment of support for the evolution of photovoltaics and feed-in tariff(s) in Italy*. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2015, p. 95-104.
- [8] **Favuzza S., Ippolito M.G., Madonia A., Massaro F., Carlini E.M., Quaciari C.:** *Le fonti rinnovabili in Sicilia: impatti sul mercato zonale e sulla gestione del sistema elettrico*. L'Energia Elettrica, Vol. 91, n. 5, settembre-ottobre 2014, p. 59-69.
- [9] **Favuzza S., Ippolito M.G., Madonia A., Massaro F., Carlini E.M., Quaciari C.:** *Impact of non-programmable renewable sources in Day-Ahead Market in Sicily. Reasons to make more flexible and smarter the national transmission grid*. 5-th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) European 2014 Conference, October 12-15, Istanbul (Turkey), p. 1-5.
- [10] **Delfanti M., Olivieri V.:** *Possibili modalità innovative di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento da fonti rinnovabili non programmabili e generazione distribuita*. Politecnico di Milano, Dipartimento di Energia, giugno 2013.
- [11] **Progetto i-Next:** *Innovation for green Energy and eXchange in Transportation*. codice di identificazione PON04a2_H i-NEXT (CUP B71H12000700005).
- [12] **Vademecum della borsa elettrica italiana**. Settembre 2012.
- [13] **Telaretti E., Ippolito M.G., Dusonchet L., Favuzza S., Sanseverino E.R., Massaro F., Zizzo G., Pecoraro G.:** *New Dispatching Strategy for the Integration of Active-Demand and Distributed Storage in the Electricity Market*. AET International Annual Conference, October 14-15, Naples (Italy), 2015, p. 1-6.
- [14] **Favuzza S., Galioto G., Ippolito M.G., Massaro F., Milazzo F., Pecoraro G., Riva Sanseverino E., Telaretti E.:** *Real-time pricing for aggregates energy resources in the Italian energy market*. Energy, 2015, p. 251-258.
- [15] **Pecoraro G., Favuzza S., Ippolito M.G., Galioto G., Massaro F., Sanseverino E.R., Zizzo G.:** *An algorithm for simulating end-user behaviour in a real time pricing market*. IEEEIC 2015, 10-13 June 2015, Rome (Italy), p. 198-201.
- [16] **Favuzza S., Ippolito M.G., Massaro F., Pecoraro G., Zizzo G.:** *A bottom-up approach for the evaluation of the flexible quota of aggregated loads*. IEEEIC 2015, 10-13 June 2015, Rome (Italy), p. 542-547.

AEIT

Promuove il vostro business



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

Tariffe pubblicitarie

I ^a di copertina	3.000 €	II ^a di copertina	1.750 €
III ^a di copertina	1.500 €	IV ^a di copertina	2.500 €
I ^a Romana	2.500 €	Interna A4	1.200 €

1 + 1 = 3

Ogni 2 pagine pubblicitarie a pagamento la 3^a è gratuita!

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

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

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

Sul sito www.aeit.it si possono trovare tutte le informazioni utili per associarsi all'AEIT, per abbonarsi e per pubblicare sulla nostra rivista.

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

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

Brochure Cigré # 639: cavi versus elettrodotti blindati

Roberto Benato *Segretario del WG B1/B3-27*
Dipartimento di Ingegneria Industriale, Università di Padova

*Fattori decisionali sugli investimenti
per la trasmissione dell'energia elettrica
in corrente alternata.*

Premessa

La brochure aveva il compito precipuo di fornire degli elementi per guidare la scelta tra un cavo e un elettrodotto blindato successivamente alla decisione di non costruire una linea aerea. I *terms of reference*, che sono le linee d'azione del WG che non si possono né eludere né valicare, asserivano che la finalità della ricerca non era quella di presentare i costi assoluti delle due tecnologie ma solo i costi relativi. In quest'ambito la brochure tecnica ha affrontato i seguenti argomenti:

- parametri economici nelle installazioni di cavi ed elettrodotti blindati e struttura dei costi relativi;
- confronto di tipiche installazioni interrato, in tunnel e in infrastrutture condivise;
- impatto ambientale in termini di sicurezza e campi magnetici esterni generati dagli elettrodotti in cavo e blindati;
- fattori di costo al fine di rendere le soluzioni comparabili e in modo particolare configurazioni del sistema, fasce di rispetto, aspetti di sicurezza, comportamento al fuoco, perdite elettriche nella trasmissione, necessità della compensazione reattiva derivata, invecchiamento delle apparecchiature, esperienza di esercizio, tenuta al gas in pressione (per GIL), riciclo dei materiali a fine vita, costi d'esercizio e manutenzione (O&M).

Inoltre, la brochure ha limitato il suo studio a:

- la trasmissione dell'energia elettrica in corrente alternata (la tematica HVDC era quindi esclusa);

- tensioni nominali comprese tra 52 kV e 800 kV;
- GIL e cavi ad isolamento estruso (i cavi superconduttori erano quindi esclusi).

La **tabella 1** mostra la composizione del gruppo di lavoro.

Descrizione di un GIL

Inizialmente, i GIL venivano chiamati *Compressed Gas Insulated Cables* con acronimo CGIC. Erano quindi considerati "cavi speciali" appartenenti alla famiglia dei cavi isolati. Il GIL è una linea di trasmissione dell'energia elettrica. Anche se si potrebbe pensare al loro utilizzo in media e bassa tensione il loro costo d'investimento ne giustifica e ne confina l'uso solo sull'alta e altissima tensione. È noto che i condotti sbarre a fasi blindate, solitamente usati nelle centrali per collegare in media tensione il generatore con il trasformatore elevatore, abbiano una struttura simile ai GIL ma essi sono isolati in aria a pressione atmosferica con diametri maggiori (l'aria, a parità di pressione, ha una tenuta dielettrica che è circa un terzo di quella dell'esafioruro di zolfo). Vi sono due differenti tipi di GIL: l'unipolare (**figura 1 A**) e il tripolare (**figura 1 B**). Si ricordi che nella realizzazione tripolare con le tre fasi contenute in un unico involucro non si evitano guasti di tipo bifase e trifase accompagnati da elevati sforzi elettrodinamici: per siffatte motivazioni essa è stata abbandonata. Il GIL quindi è composto di tre involucri tubolari in alluminio o lega di alluminio all'interno dei quali giacciono i conduttori di fase anch'essi in alluminio e mantenuti centralmente da isolatori in

Tabella 1 Composizione del Cigré WG B1/B3-27: "Factors for investment decision GIL vs. CABLE for ac transmission"

"CONVENOR" (PRESIDENTE)	
Hermann Koch	Germania
SEGRETARIO	
Roberto Benato	Italia
MEMBRI	
Arnaud Ficheux	Francia
Jonathan Flood	USA
Kok Kei Leung	Cina, HKSAR
Pierre Mirebeau	Francia
Dave Royle	Regno Unito
Ernesto Zaccone	Italia
MEMBRI "CORRESPONDING"	
Pierre Argaut	Francia
Claudio Di Mario	Italia
Thomas Diggelmann	Svizzera
François Renaud	Svizzera
Dieter Fuchsle	Svizzera
Josef Kindersberger	Germania
Manfred Köhler	Austria
Ruan Quanrong	Cina
Stefan Schedl	Germania
Markku Hyvärinen	Finlandia

resina epossidica (figura 2). Per quanto attiene all'evoluzione degli elettrodotti blindati si faccia riferimento alla tabella 2.

Descrizione di un cavo isolato per la corrente alternata

I cavi in alta tensione trovano applicazione soprattutto in aree densamente urbanizzate, nelle connessioni sottomarine e, in generale, laddove la costruzione di una linea aerea risulta difficile o impossibile. Essi hanno un ridotto impatto sul territorio e un'occupazione di suolo molto limitata; i cavi sono installati (fuori dalla vista) interrati, in tunnel o sott'acqua. I terminali sono l'unica evidenza della loro presenza.

La figura 3 mostra i componenti di base di un cavo per la trasmissione dell'energia elettrica applicabili, in linea di principio, alle moderne tecnologie con isolamento estruso. Senza dare dettagli sui vari componenti, si ricorda che il conduttore di fase, atto a trasmettere le correnti nominali e quelle di guasto, può essere in rame o alluminio. Il progetto del conduttore di fase che può essere rotondo cordato, segmentale e la scelta della sezione sono fondamentali per la riduzione delle perdite Joule e per il mantenimento nello stesso della temperatura massima di esercizio che nel caso degli isolamenti estrusi vale 90 °C. Per sezioni uguali o maggiori di 1200 mm² per il rame e 1600 mm² per l'alluminio si usano conduttori di tipo Milliken: la massima sezione raggiunta oggi è 2500 mm². Per la corrente alternata vengono usati differenti tipi di cavi: quelli isolati in carta a olio fluido (usati sin dal 1924, per almeno 70 anni, per importanti colle-

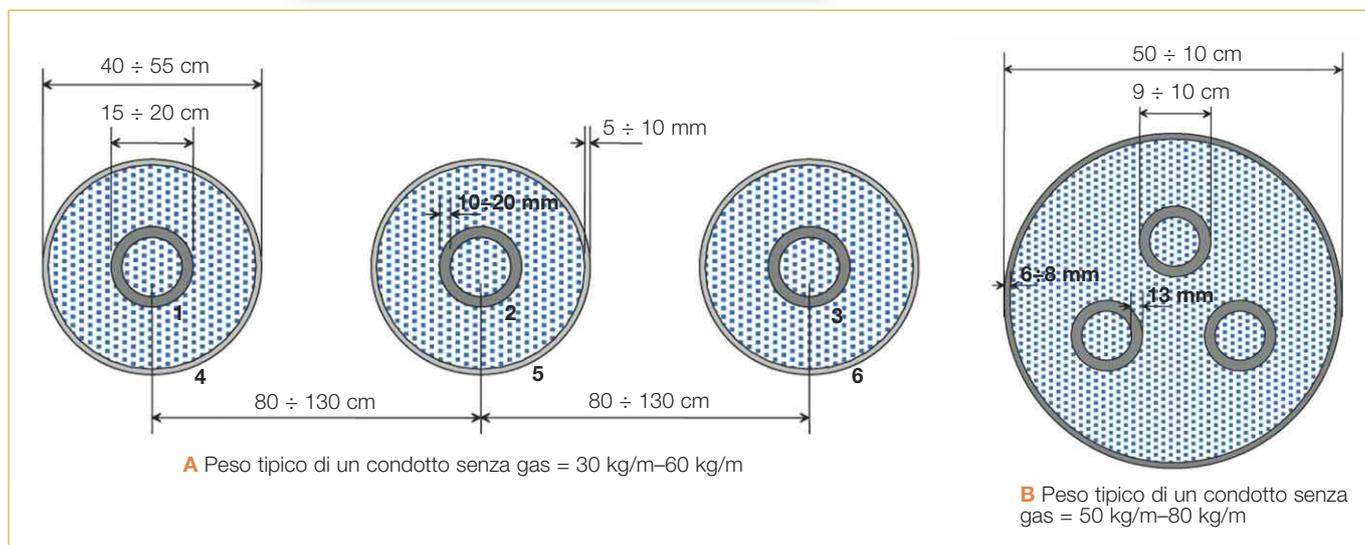


Figura 1 A GIL in configurazione unipolare; B GIL in configurazione tripolare.

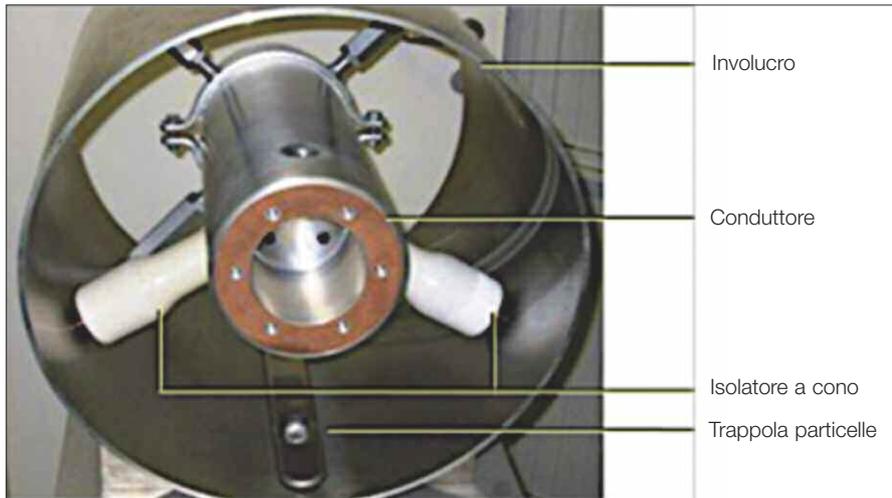


Figura 2 Struttura interna di un condotto di un GIL.

Tabella 2 Storico delle installazioni di GIL

ANNO	LUNGHEZZA DELLA LINEA [m]	TENSIONE NOMINALE [kV]	INSTALLAZIONE
1971	122	345	Prima installazione AT di un GIL isolato con puro SF ₆ (di prima generazione ¹): Eastlike, Ohio
1972	138	245	Prima installazione AT di GIL direttamente interrato isolato con puro SF ₆ (di prima generazione): Stazione di Hudson nel New Jersey, 1600 A
1975	192	550	Prima installazione AAT di GIL isolato con puro SF ₆ (di prima generazione): Ellensburg, Washington, 3000 A
1976	670	400	Prima installazione europea AAT di GIL isolato con puro SF ₆ (di prima generazione) alla centrale di pompaggio in Schluchsee, Germania
1981	57	800	Prima installazione AAT di un GIL a 800 kV con puro SF ₆ (di prima generazione): Guri Dam, Venezuela, 1200 A, BIL = 1925 kV (Lunghezza totale dei condotti 855 m, 5 terne)
1997	709	380	Record di lunghezza dei condotti 17,010 km di un GIL isolato con puro SF ₆ (di prima generazione): PP9, Arabia Saudita con tensione 380 kV (8 terne)
1998	3300	275	Record di lunghezza del circuito 3,3 km di un GIL isolato con puro SF ₆ (di prima generazione): Shinmeika-Tokai, Giappone (2 terne)
2001	420	220	Prima installazione AT di un GIL isolato con una miscela di N ₂ e SF ₆ (di seconda generazione): Ginevra, Svizzera
2004	540	400	Prima installazione AAT di un GIL di seconda generazione: Hams Hall in Regno Unito
2009	488	800	Prima installazione GIL di prima generazione a 800 kV con portata 4 000 A e con record di BIL pari a 2 100 kV: Laxiwa Dam, Cina (Lunghezza totale di condotti 2 928 m, 2 terne)
2012	880	400	Prima installazione AAT mondiale di GIL di seconda generazione direttamente interrato: stazione di Kelsterbach vicino a Francoforte, Germania (2 terne)
2013	1000	420	Prima installazione AAT di un GIL di seconda generazione con raggio di curvatura pari a 400 m sotto una fabbrica di birra bavarese (4 terne con giunti tutti saldati, in tunnel)

¹ Prima e seconda generazione di GIL si riferiscono alla composizione della miscela isolante: nella prima generazione i GIL avevano il 100% di esafluoruro di zolfo mentre nella seconda generazione la miscela isolante è costituita dal 20 % di esafluoruro di zolfo e il restante 80 % di azoto (N.d.A.).

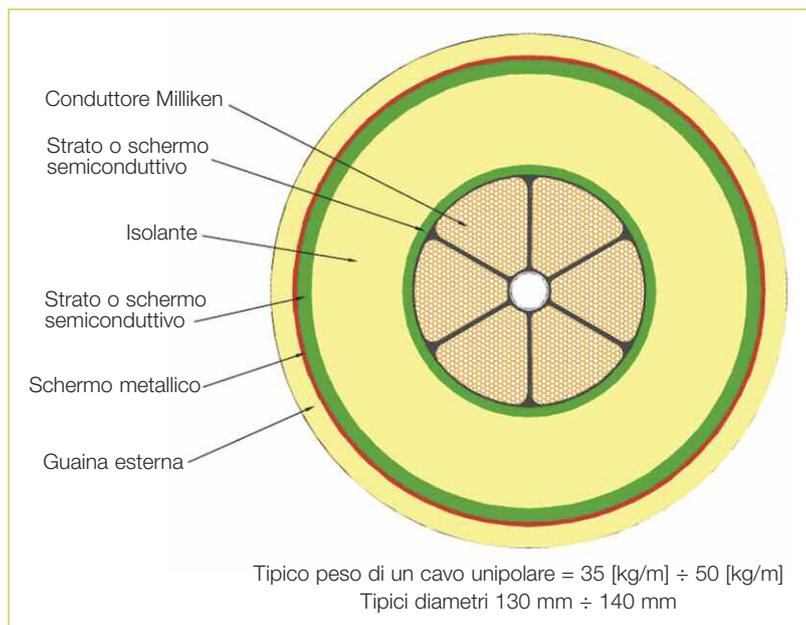


Figura 3 Cavo unipolare 420 kV ÷ 550 kV con isolamento estruso.



Figura 4 Sinistra: cavo Milliken a sei settori isolato in XLPE; Destra: cavo in carta impregnata con olio fluido.

gamenti sottomarini e in aree urbane) e quelli isolati con polietilene reticolato (XLPE) che sono e saranno quelli maggiormente usati nel futuro. La **figura 4** mostra due spezzoni dei suddetti cavi.

Per quanto attiene all'evoluzione degli elettrodotti in cavo si faccia riferimento alla **tabella 3**.

La brochure mostra gli accessori e le tipologie d'installazione (**figura 5** per un'installazione in tunnel e **figura 6** per un'installazione direttamente interrata).

Informazioni di base

Portata di corrente di cavi e elettrodotti blindati

Il calcolo della portata di un GIL deve essere fatto per ogni installazione: a differenza dei ca-

vi, non esiste uno standard IEC per il calcolo anche se la IEC 62271-204 [3] definisce le temperature massime ammissibili in esercizio: per le installazioni direttamente interrate la massima temperatura degli involucri non dovrebbe superare 50-60 °C oltre i quali potrebbe intervenire l'essiccazione del terreno; per le installazioni in tunnel, la massima temperatura degli involucri non dovrebbe superare 80 °C a differenza delle parti che vengono normalmente toccate durante l'esercizio che non dovrebbero superare i 70 °C. Il calcolo dell'ampacity di un GIL direttamente interrato è stato condotto coerentemente con [1, 3, 32, 33]. Il vincolo posto nel calcolo è che lo strato anticorrosivo (in intimo contatto con il terreno) non superi i 60 °C. Nella **figura 7** è mostrato un Gil di seconda generazione avente un'ampacity pari a 2390 A.

Per aumentarne l'ampacity lasciando inalterate caratteristiche termiche del terreno e temperatura è possibile:

- aumentare le sezioni di fasi e involucri (per esempio con $S_{\text{fase}} = 13270 \text{ mm}^2$ e $S_{\text{involucro}} = 20106 \text{ mm}^2$ si avrebbe $I_a = 3524 \text{ A}$);
- aumentare la spaziatura tra i condotti (per esempio con spaziatura pari a 2000 mm si avrebbe un'ampacity di 2737 A).

Entrambe queste opzioni implicano costi di investimento più elevati.

Per quanto riguarda i cavi, il calcolo è normato nella serie di standard IEC 60287 [34].

Un valore orientativo di portata di corrente per un cavo 2500 mm^2 in un'installazione di tipo interrato standard è 1800 A. I parametri per l'effetto pelle e prossimità assunti nel calcolo della suddetta portata sono $k_s = 0.435$; $k_p = 0.37$ che corrispondono a un cavo di tipo Milliken con fili di rame ossidati cordati unidirezionalmente.

Vale la pena ricordare che i due valori riportati sono indicati nella IEC 60287-1-1 che però afferma che essi valgono per conduttori a quattro segmenti e fino a 1600 mm^2 . Una buona memoria pubblicata nella conferenza Jicable [35] ha presentato valori di misura che confermano che, in alcuni casi, i valori k_s e k_p presentati nella IEC sono ottimistici. I valori k_s e k_p proposti dalla memoria [35] sono stati confermati dalla Multiconductor Cell Analysis (MCA- Analisi multiconduttore a cella) nell'articolo [36] che consente anche di calcolare il rapporto r_{ac}/r_{dc} per $f = 50$ o 60 Hz , Milliken in rame o alluminio.

Al fine di incrementare la portata dei cavi, la brochure prende in esame le seguenti soluzioni:

1. aumentare la spaziatura fino a 0.7 m (ciò au-

Tabella 3 Storico delle installazioni di cavi isolati

ANNO	TENSIONE CONCATENATA kV	TIPO DI CAVO
1890	10	Primo cavo in alternata con carta impregnata - Ferranti
1913	33	Cavo in carta impregnata
1924	132	Carta impregnata olio fluido
1936	220	Carta impregnata olio fluido
1947	20	Polietilene estruso termoplastico
1952	400	Carta impregnata olio fluido
1960	20	Polietilene reticolato - XLPE
1966	138	Polietilene reticolato - XLPE
1974	500	Carta impregnata olio fluido
1979	275	Polietilene reticolato - XLPE
1980	1100	Carta impregnata olio fluido (sperimentale)
1986	420	Polietilene reticolato - XLPE
1988	550	Polietilene reticolato - XLPE
1993	800	PPLP (sperimentale)
2004	420	Primo cavo in polietilene reticolato (XLPE) con sezione $S = 2500 \text{ mm}^2$
2006	420	Primo cavo AAT senza piombo



Figura 5 Cavi AAT installati in un tunnel profondo 20 m sotto Berlino.

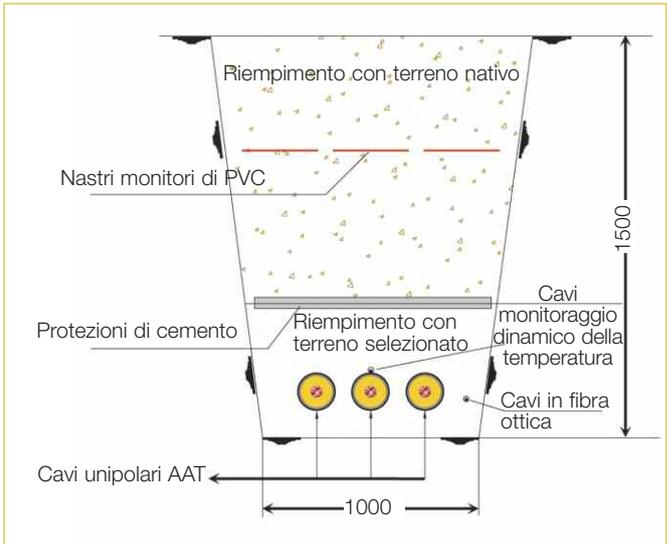


Figura 6 Tipica installazione AAT direttamente interrata.

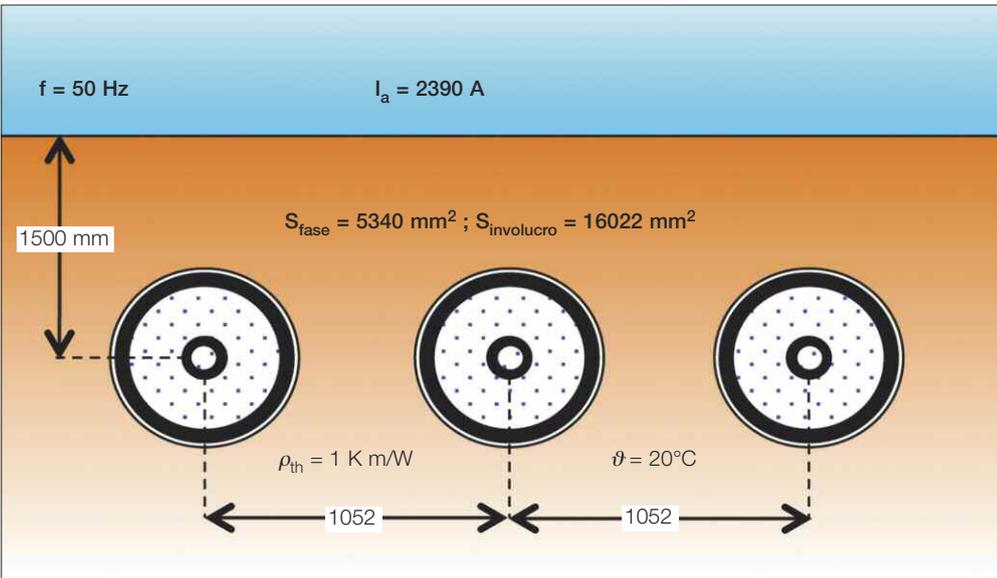


Figura 7 GIL in AAT direttamente interrato con uno strato anticorrosivo di polietilene.

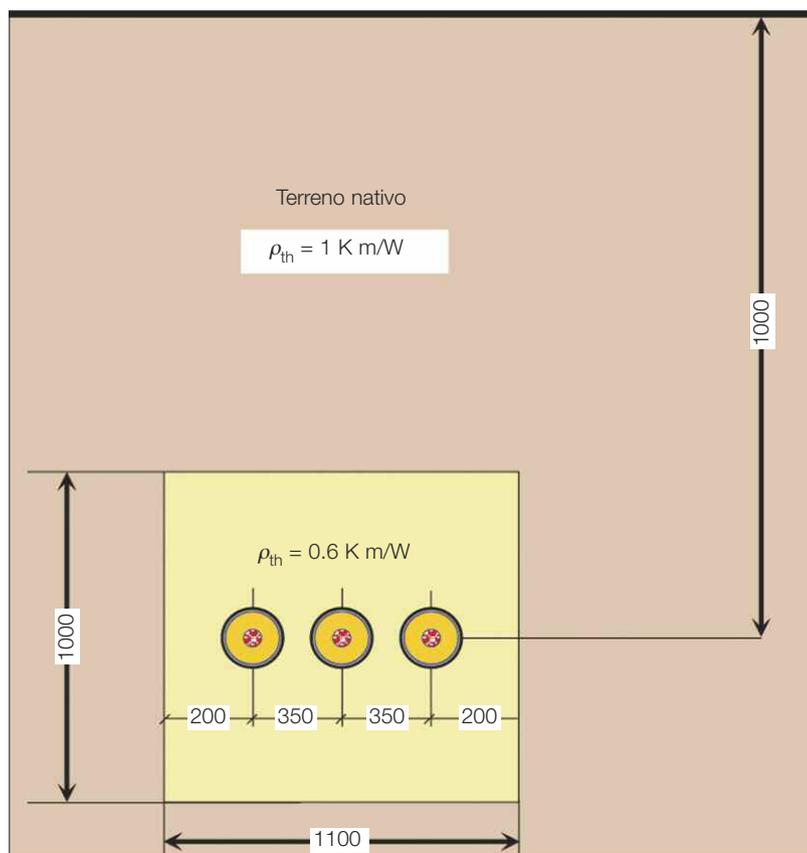


Figura 8 Terna di cavi unipolari in alta tensione installati in una parte di terreno con bassa resistività termica.

Tabella 4 Portate di corrente per cinque soluzioni speciali

SOLUZIONE #	TIPO D'INSTALLAZIONE	AMPACITY [A]
1	S = 2500 mm ² ; k _s = 0.435; k _p = 0.37; spaziatura = 0.7 m	2026
2	S = 2500 mm ² ; k _s = 0.435; k _p = 0.37; spaziatura = 0.35 m come nella figura 8	1930
3	S = 3250 mm ² ; k _s = 0.435; k _p = 0.37; spaziatura = 0.35 m	1970
4	S = 2500 mm ² ; k _s = 0.25; k _p = 0.15; spaziatura = 0.35 m	1889
5	S = 3250 mm ² ; k _s = 0.25; k _p = 0.15; spaziatura = 0.70 m; riempimento con $\rho_{th} = 0.6 \text{ K} \cdot \text{m/W}$	2484

menta il costo d'investimento e i livelli di campo magnetico);

- utilizzare materiale di riempimento a bassa resistività termica come mostrato nella **figura 8** (ciò aumenta il costo d'investimento);

- utilizzare una sezione uguale a 3 250 mm² (ciò aumenta il costo d'investimento e comunque tale sezione non è mai stata installata);
- utilizzare cavi di tipo Milliken a fili isolati (ciò aumenta il costo d'investimento);
- utilizzare tutte le soluzioni menzionate i.e. cavo Milliken a fili isolati con sezione 3 250 mm² installato con interassi maggiorati in una parte di terreno con resistività bassa (i.e. 0.6 K · m/W).

Le portate conseguibili sono mostrate nella **tabella 4**.

Raccolta delle più importanti installazioni in cavo e in GIL

Questo paragrafo offre un'ampia visuale sulle più importanti installazioni in cavo e in blindato che per la necessaria brevità vengono qui presentate con riferimento a due sole installazioni tedesche.

Il GIL direttamente interrato di Kelsterbach

L'estensione dell'aeroporto di Francoforte richiedeva di interrare una linea elettrica aerea in doppia terna a 220 kV e di passare al livello di tensione di 420 kV. La **figura 9** mostra le suddette linee aeree e il corridoio in cui sono stati interrati gli elettrodotti blindati in doppia terna. Si scorge la tenda di assemblaggio (area mobile) che è posta al di sopra dello scavo. Le operazioni di assemblaggio e saldatura (**figura 10**) avvengono all'interno dell'area mobile (figura 10) e poi vengono movimentati all'interno della trincea. La **tabella 5** riporta i dati tecnici dell'installazione. La **figura 11** mostra infine il GIL in doppia terna prima dell'interramento.

Cavi tripolari e unipolari per il collegamento di centrali eoliche fuori costa: BorWin2 (Germania)

La necessità di trasmettere grossi quantitativi di potenza da grosse centrali eoliche ubicate molto lontano dalla costa collegandole alla rete di trasmissione ha portato a un grande sviluppo di progetti di cavi sottomarini. A seconda dell'estensione del parco eolico, vengono impiegati cavi sottomarini in media tensione tra i singoli generatori (detti *inter-array*), cavi HVAC per connettere i blocchi di generatori (detti *cluster*) e cavi HVDC marini/terrestri per connettere il sistema con la stazione elettrica ubicata



Figura 9 Vista delle linee aeree che interferivano con l'aeroporto di Francoforte e area mobile per l'assemblaggio del GIL (Germania 2010).



Figura 10 Area mobile e a dx operazioni di saldatura.

Tabella 5 Dati del GIL direttamente interrato a Kelsterbach, Germania, 2010	
Tensione nominale U_r	420 kV
Corrente nominale I_r	3000 A
Tensione nominale di tenuta alle sovratensioni di origine esterna U_{BIL}	1425 kV
Corrente nominale di breve durata I_s	63 kA
Lunghezza del circuito	2 terne di 860 m
Gas isolante	80% N_2 /20% SF_6



Figura 11 Primo GIL direttamente interrato al mondo di seconda generazione (prima di essere interrato).

in terraferma. Una tipica architettura distributiva/trasmittiva di un parco eolico è mostrato nella **figura 12**.

- La struttura tipica di cavi in media tensione è:
- ☐ tipo: cavi tripolari ad isolamento estruso;
 - ☐ tensioni nominali: 12 ÷ 72.5 kV;

- ☐ sezioni tipiche: 150 ÷ 800 mm²;
 - ☐ potenza trasmessa: fino a 50 MW.
- Per i cavi HVAC tra i gruppi di generatori (**figura 13**):
- ☐ tipo: cavi tripolari ad isolamento estruso;
 - ☐ tensioni nominali: 115 ÷ 245 kV;

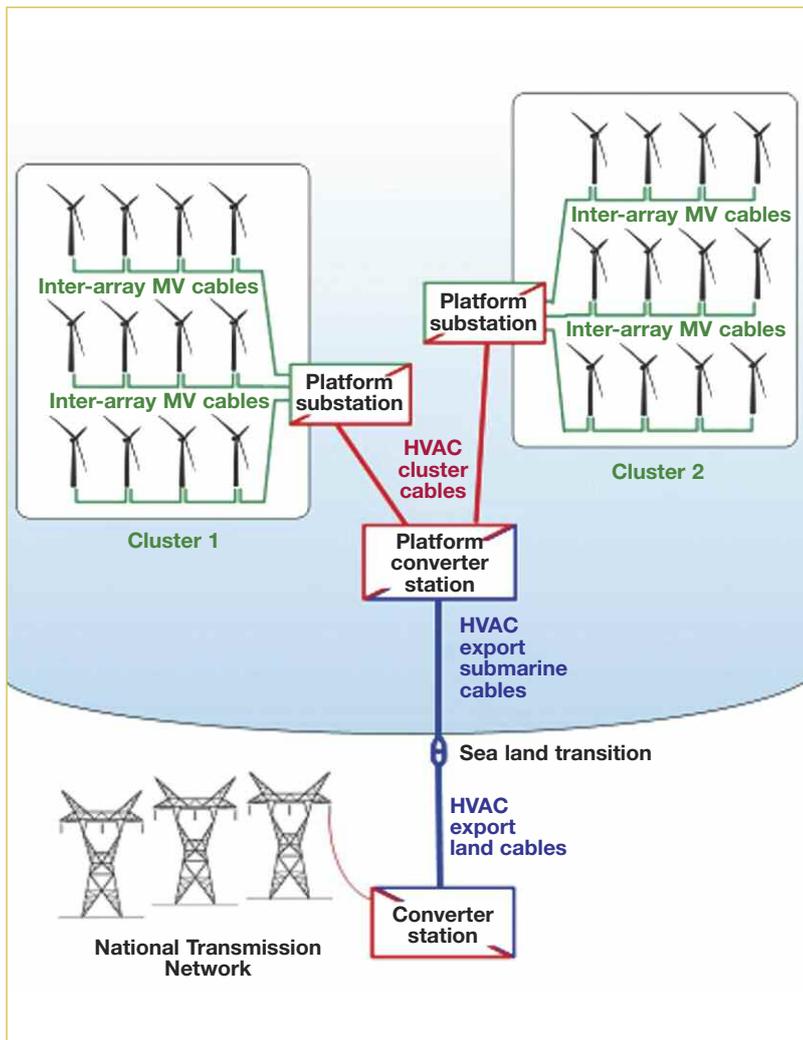


Figura 12 Schema distributivo/trasmissivo di un parco eolico.

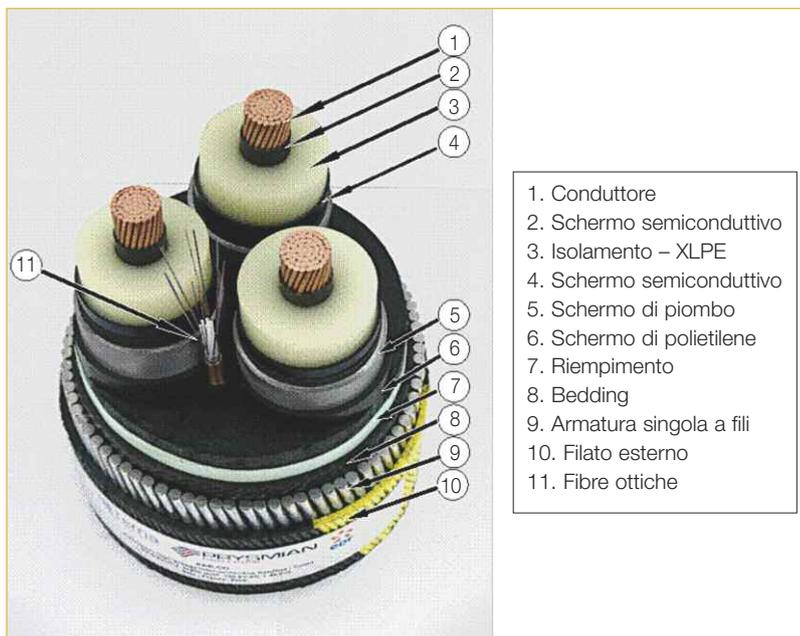


Figura 13 Tipico cavo tripolare a 170 kV c.a.



Figura 14 Tipico cavo a 320 kV c.c.

- sezioni tipiche: $630 \div 1600 \text{ mm}^2$;
- potenza trasmessa: fino a 250 MW.

Per i cavi HVDC (figura 14) di collegamento con la terraferma:

- tipo: HVDC unipolari con isolamento estruso;
- tensioni nominali: $\pm 150 \div \pm 320 \text{ kV DC}$;
- potenza trasmessa per bi-polo: fino a 1000 MW.

La figura 15 mostra l'installazione nel Mare del Nord chiamata BorWin2. La tabella 6 riporta i dati dei due cavi tripolari in c.a. che collegano con BorWin beta il gruppo di generatori eolici chiamati "Veja Mate" e "Global Tech1". Essi hanno una sezione di 800 mm^2 , schermo in piombo e un'unica armatura a fili d'acciaio zincato.

Fattori specifici di confronto

Una volta individuata la potenza che la nuova linea deve trasmettere, si possono seguire, nel confronto cavi vs GIL, le seguenti valutazioni finali. Un GIL direttamente interrato ha un *ampacity* di 2390 A. Aumentando i costi d'investimento, si possono aumentare le sezioni di fase e involucro (arrivando a 3524 A con $S_{\text{fase}} = 13270 \text{ mm}^2$ e $S_{\text{involucro}} = 20 \cdot 106 \text{ mm}^2$) o/e la spaziatura tra i condotti (arrivando a 2737 A con spaziatura pari a 2 m). Per i cavi, da un *ampacity* di 1800 A relativa a un'installazione standard si può arrivare, con soluzioni speciali aventi costi d'investimento superiori, fino a 2484 A (tabella 4). È fondamentale notare che il rapporto tra il costo d'investimento di un GIL e quello di un cavo varia tra 2,5 a 4 volte. I costruttori di cavi possono quindi considerare l'utilizzo di più terne in parallelo. Ciò

implica che ogni progetto abbisogna di un confronto specifico, caso per caso, da condurre mediante gli strumenti di confronto presentati in questa brochure.

Influenza del percorso della linea

Si noti che il minimo raggio di curvatura di un GIL è 400 m. Se il percorso prevede delle curve con raggio di curvatura più piccolo, è necessario usare unità d'angolo speciali che aumentano il costo d'investimento. Il cavo ha raggio di curvatura 15-20 volte il proprio diametro: per un cavo di 2500 mm² si può assumere 3 m. Il cavo segue, quindi, il percorso con grande facilità e senza costi aggiuntivi e ha un vantaggio sui GIL per percorsi con molte curve.

Opzioni d'installazione (posa interrata, in tunnel, su ponti)

Gli elettrodotti in cavo e in blindato possono avere diverse installazioni con costi differenti. La classica installazione di un cavo è direttamente interrata (vedi figura 6). Per i GIL esiste solo un'installazione importante direttamente interrata (come esposto in questa sintesi e nel § 6.2.1 della brochure) ma si può stimare che questo tipo d'installazione incida per circa il 30% del totale costo d'investimento.

Definizioni tecniche dei fattori di costo

Ai fini di ottenere un confronto ingegneristico tra diverse opzioni di trasmissione è necessario riferirsi ai costi globali e non ai meri costi d'investimento [7, 25, 27, 29]. Cosa confrontare?

Le due linee di trasmissione devono avere:

- la stessa lunghezza;
- la stessa potenza trasmissibile (di regime e di sovraccarico).

Con riferimento al secondo punto, per confermare una possibile equivalenza d'esercizio tra cavo e GIL, è necessario costruire le relative *capacity-charts* [7, 29].

Tali curve hanno bisogno che siano definite, in modo più o meno cautelativo, le *ampacity* delle due tecnologie. La necessità di confrontare le due opzioni a parità di potenza trasmessa può implicare l'utilizzo di una singola terna di GIL e una doppia terna in cavo. Analogamente, la necessità di un confronto a parità di lunghezza potrebbe implicare l'utilizzo della compensazione reattiva derivata per i cavi e non per i GIL. Tutte queste decisioni hanno un'influenza sui costi.



Figura 15 Parco eolico Borwin2 (Germania).

Tabella 6 Dati tecnici dei cavi marini tripolari, BorWin Beta, Germania, 2012

Tensione nominale U_n	170 kV
Corrente nominale I_n	960 A
Tensione nominale di tenuta alle sovratensioni di origine esterna U_{BIL}	750 kV
Corrente di breve durata I_s	35 kA / 0,5 s
Lunghezza del circuito	1 circuito di 30 km 1 circuito di 10 km
Tipo di isolamento	XLPE

I costi d'investimento

I costi d'investimento per una nuova linea di trasmissione possono essere assegnati ad uno o più anni di costruzione prima dell'esercizio della linea. Usualmente si assume che tutti i costi d'investimento siano sostenuti nell'anno zero [29]. In caso di lunghezze d'installazione superiori a quelle mostrate nel § 8.2 della brochure, va conteggiato un costo aggiuntivo (Δ)_{sh} per la compensazione stessa.

La valorizzazione delle perdite nella trasmissione dell'energia elettrica

Il costo dell'energia perduta rappresenta la componente più importante dei costi d'esercizio. Il

rete di trasmissione

diagramma di carico di una linea (e quindi le perdite) è strettamente correlato al suo utilizzo in seno alla rete: si menzionano, come esempio, in AAT, le interconnessioni transfrontaliere (potenza complessa nel primo e terzo quadrante), connessioni tra centrali e rete [19, 20, 21, 22] (potenza complessa nel primo quadrante) o linee nella rete magliata [7, 29]. Con riferimento a quest'ultime, i diagrammi dei flussi di potenza presenta-

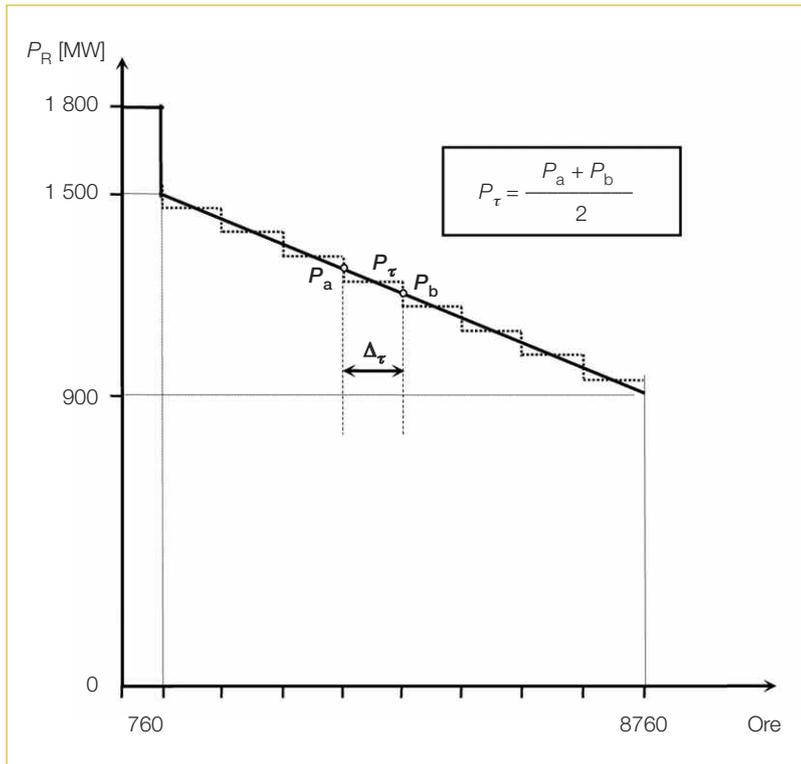


Figura 16 Curva di durata annuale linearizzata e a gradini per una linea di trasmissione in seno alla rete magliata.

no grosse fluttuazioni sia su base giornaliera sia su base mensile dovute alle variazioni di potenza assorbita dall'insieme dei carichi. La potenza trasmessa dalla linea può essere rappresentata per mezzo di una tipica curva di durata annuale, che riporta l'ampiezza della potenza attiva all'arrivo P_R in ciascuna ora dell'anno. È stato assunto un rapporto $Q_R/P_R = 0.2$ che equivale a $\cos\varphi_R = 0.98$. Ai fini di una semplificazione computazionale, la curva continua di durata P_R viene approssimata da una curva a gradini. Ciascun gradino corrisponde a un intervallo di tempo $\Delta\tau = 1000$ h (solo per l'ultimo gradino si ha $\Delta\tau = 760$ h) per il quale la potenza complessa $\underline{S}_\tau = P_\tau (1 + j0.2)$ è stata considerata costante e uguale al suo valore medio sull'intervallo. Naturalmente deve essere utilizzata la stessa curva di durata annuale (**figura 16**) sia per i GIL sia per i cavi nell'ipotesi di disponibilità di 8760 h. Utilizzando il teorema di Ossanna [7], viene calcolato il regime della linea con carico all'arrivo pari alla potenza complessa \underline{S}_τ e vengono quindi anche calcolate le perdite di energia per ciascun intervallo temporale.

La **tabella 7** riporta per una data Potenza complessa all'arrivo le perdite per GIL e cavi. Si noti che nel caso dei cavi sono state anche computate le perdite dei reattori $P_{Reactor}$. Come spiegato nel § 8.2 della brochure, per tale lunghezza, i GIL non abbisognano di compensazione reattiva derivata.

In questo modo, possono essere quantificate, per le due tecnologie, le totali perdite di energia AEL. Dal momento che le perdite energetiche richiedono, di fatto, di consumare extra-combustibile nelle centrali, è stato assunto un costo marginale di generazione pari a $Lec = 40$ €/MWh.

Tabella 7 Perdite [kW/km] di un GIL in singola terna e di una doppia terna di cavi compensati alle estremità aventi lunghezza pari a 25 km con $U_n = 400$ kV (tensione stellata nominale pari a 230 kV)

$\underline{S}_\tau = 1800 \text{ MW} + j360 \text{ Mvar}$			
GIL Singola terna $\xi_{sh} = 0,0$	Perdite kW/km	UGC Doppia terna $\xi_{sh} = 0,53$	Perdite kW/km
P_J Perdite Joule	183,8	P_J Perdite Joule	140,2
$P_{Reactor}$ Perdite nei reattori	0	$P_{Reactor}$ Perdite nei reattori	12,3
P_g Perdite dielettriche	0	P_g Perdite dielettriche	16,3
$P_J + P_g + P_{Reactor}$	183,8	$P_J + P_g + P_{Reactor}$	168,8

Conseguentemente, il costo totale delle perdite ALC può essere così calcolato:

$$ALC \text{ [€]} = AEL \text{ [MWh]} \cdot Lec \text{ [€/MWh]}$$

Costi imputabili alle riparazioni dopo guasti casuali

Dopo un guasto permanente è prevista sia per cavi sia per GIL la riparazione. Mentre tutti gli altri costi possono essere valutati su basi deterministiche, la stima dei costi per riparare i componenti guastatisi aleatoriamente ha ovviamente natura probabilistica. Dunque, l'ammontare, (R) , di questi costi durante la vita della linea deve essere inteso come valore atteso. Nella memoria [29] vengono forniti valori di (R) per una doppia terna di cavi compensati. I bassi costi attesi per la riparazione imputabili al cavo riflettono l'alta affidabilità dei cavi isolati con XLPE e dei suoi accessori.

Valutazione dell'impatto sul territorio

L'onere finanziario sul territorio, sia sulla proprietà privata sia pubblica, imposto dalla presenza di una linea lungo tutto il suo percorso può essere non trascurabile. Ne conseguono degli oneri economici imputabili alle eventuali restrizioni sull'utilizzazione dei terreni limitrofi al corridoio di attraversamento. Essi devono essere introdotti nell'analisi economica come costi di compensazione. Molte autorità locali hanno imposto limitazioni all'uso residenziale di terreni esposti a campi elettromagnetici a frequenza di esercizio, che oltrepassino un prestabilito valore (RMS) dell'induzione magnetica, B [μT]. Per esempio,

in Italia, per esposizioni di lungo periodo, è stato stabilito, nel caso di linee esistenti, un valore di attenzione pari a 10 [μT]; mentre nel caso di costruzione di nuove linee è previsto un obiettivo di qualità pari a 3 [μT]. In Svizzera, il valore limite del campo magnetico per esposizione di lungo termine è stato fissato a 1 [μT] nel caso di nuove installazioni. In osservanza alla legge italiana, la fascia di larghezza F ai bordi della linea, entro cui $B \geq 3$ [μT], deve essere calcolata ed esclusa da qualunque procedimento di autorizzazione per edilizia residenziale. Al fine di quantificare tale perdita, viene presunto un "parametro di edificabilità medio ed " simile a quello delle zone adiacenti. Il parametro ed [m^3/m^2], il cui valore può presentare sensibili variazioni sul territorio, rappresenta il rapporto medio, in una zona specifica, tra il volume complessivo edificato e la superficie della zona. Valori caratteristici sono compresi nell'intervallo $3 \div 4$ in aree urbane, $0,5 \div 1$ in aree suburbane e possono scendere al di sotto di 0,1 in aree rurali. La **figura 17** offre visualizzazione immediata di due zone con il medesimo coefficiente ed . Perciò, ogni m^2 di terra compreso all'interno del corridoio di larghezza F potrebbe potenzialmente perdere, per effetto del divieto di edificare a uso residenziale, il valore:

$$w_x = k \cdot ed \text{ [€/m}^2\text{]}$$

in cui il valore di k [$€/m^3$] dipende strettamente dal mercato immobiliare locale. Pertanto, l'onere gravante su una superficie di dimensioni $F \cdot 1000$ [m^2] (cioè, pari alla larghezza della

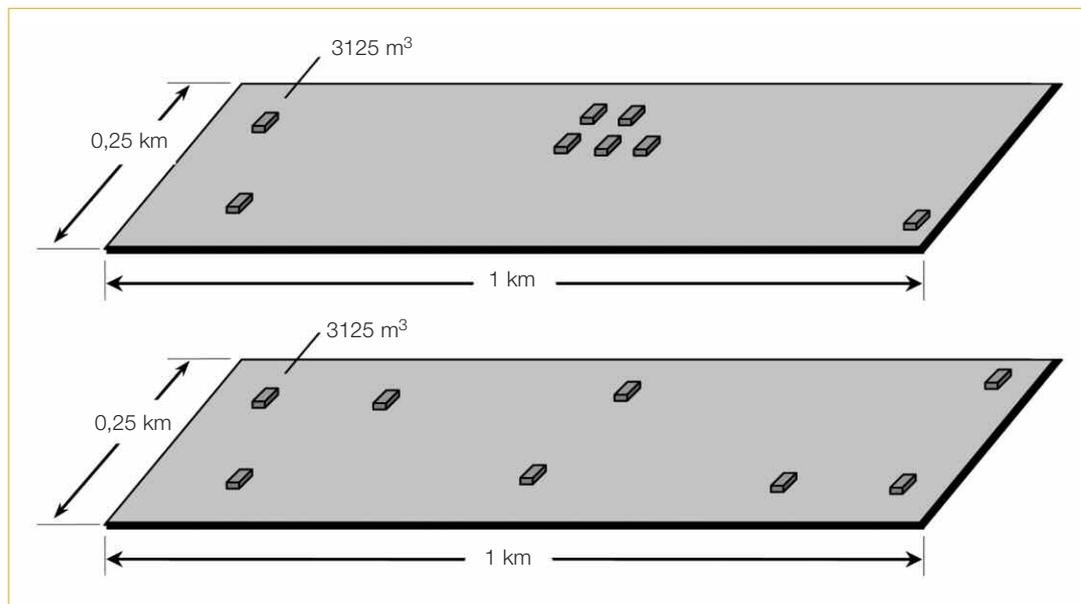


Figura 17 Impresione visiva di due aree aventi il medesimo parametro $ed = 0,1$ [m^3/m^2].

fascia inedificabile moltiplicata per la lunghezza di un km di "corridoio") può essere espresso come:

$$(T) = F \cdot 10^3 \cdot w_x \text{ [€/km]} \Rightarrow F \cdot 10^{-3} \cdot w_x \text{ [M€/km]}$$

Aspetti relativi alla sicurezza

Entrambe le tecnologie offrono ampie garanzie per la sicurezza dal rischio di shock elettrico. Nel caso d'installazione in tunnel, gli involucri dei GIL possono essere toccati senza pericolo: infatti, essi sono messi a terra alle estremità e la tensione di contatto è pressoché nulla durante il normale esercizio. Quindi non sono necessari extra costi. Nel caso di installazione in tunnel che abbia un'armatura continua, gli involucri possono essere ad essa collegati sistematicamente lungo il percorso a intervalli regolari e sufficientemente corti; ciò assicura equipotenzialità tra le pareti del tunnel e gli involucri del GIL e costituisce un'ottima messa a terra distribuita¹. Nel caso di corto circuito monofase le tensioni di contatto sono così annullate. Se l'armatura del tunnel non fosse continua, l'installazione di una maglia di terra potrebbe essere onerosa. Per quanto riguarda i cavi, gli schermi metallici non possono essere toccati per la presenza della guaina esterna in PE. Gli unici punti in cui gli schermi metallici potrebbero essere toccati è in corrispondenza delle cassette di *cross-bonding* che sono, però, sempre ben protette dai contatti. Questo risulta importante dal momento che le tensioni degli schermi durante il normale esercizio possono superare i 50 V [42]. Durante un guasto monofase, le ampiezze delle tensioni degli schermi diventano alte, ma ancora una volta, essi sono ben protetti dai contatti. Anche per i cavi non ci sono extra costi per la sicurezza dai contatti elettrici.

Comportamento al fuoco

I GIL non producono alcun rischio d'incendio. Il corto circuito fase-involucro non provoca effetti irreversibili. Dal momento che il sistema è totalmente composto da parti metalliche, non vi può essere innesco di combustione. La parte a tenuta delle flange è l'unica

non metallica (potenzialmente combustibile ma presente in minima parte) e non può né innescare né incendiarsi visto l'assenza di ossigeno (si ricorda che la miscela di gas isolante è N_2/SF_6). Non vi è inoltre possibilità alcuna di generazione di fumo. Per di più, gli sforzi elettrodinamici sono auto centranti all'interno e nulli all'esterno degli involucri. Nessun costo extra è previsto per la prevenzione incendio. Per cavi installati in tunnel, un incendio² può causare un rapido innalzamento di calore e fumo in uno spazio confinato. Il fumo generato dai materiali combustibili utilizzati nel cavo possono essere tossici. Al fine di proteggere il cavo e ritardare lo sviluppo di un possibile incendio nella struttura, può essere utilizzata una protezione fisica del cavo. In alternativa, il cavo può essere costruito con una guaina non propagante l'incendio oppure a cavo installato possono essere applicati dei materiali resistenti al fuoco. Un'altra possibilità è installare i cavi in compartimenti resistenti al fuoco o interrati nel tunnel. In ogni caso, la prevenzione al fuoco nel caso dei cavi in tunnel rappresenta un extra costo. La TB 403 [16] ha analizzato la prevenzione al fuoco nel caso di installazioni condivise in infrastrutture stradali e ferroviarie. In aggiunta, un nuovo gruppo Cigré B1.51 sta analizzando questo argomento.

Campi elettromagnetici

Il campo elettrico a frequenza d'esercizio esterno a cavi e GIL è nullo visto che gli involucri dei GIL e gli schermi dei cavi sono messi a terra alle estremità (sia per il *solid-bonding* dei GIL sia per il *cross-bonding* dei cavi). Per quanto riguarda il campo magnetico, senza tecniche di schermatura, i cavi hanno livelli d'induzione magnetica superiori a quelli dei GIL (ciò è ascrivibile all'elevato effetto schermante degli involucri che sono poco resistivi e messi a terra). Laddove, nel caso dei cavi, il livello di campo magnetico superasse i valori imposti, vi è la possibilità di utilizzare tecniche di mitigazione del campo magnetico in alcune parti del tracciato: ciò aumenta i costi d'investimento e implica una riduzione dell'*ampacity* [43, 44].

¹ Anche se tale dicitura non è riportata nella brochure si tratta di una terra di fatto (N.d.A.).

² Non viene qui specificata l'origine dell'incendio ovvero se endogeno (i.e. provocato dal cavo) o esogeno (i.e. subito dal cavo) (N.d.A.).

bibliografia

- [1] Cigré Technical Brochure # 218: *Gas Insulated Transmission Lines (GIL)*. Joint Working Group 23/21/33.15, February 2003.
- [2] Cigré Technical Brochure # 351: *Application of long high capacity gas-insulated lines in structures*. Working Group B3/B1.09, October 2008, ISBN: 978-2-85873-044-5.
- [3] International Standard IEC 62271-204: *High-voltage switchgear and control gear - Rigid gas-insulated transmission lines for rated voltage above 52 kV*. Edition 1, 2011.
- [4] IEEE: *Draft Guide for Application and User Guide for Gas-Insulated Transmission Lines (GIL), Rated 72.5 kV and Above*. IEEE PC38.122.4/DH, December 2012, May 17 2013, p. 1, 48.
- [5] Koch H.: *Gas-Insulated Transmission Lines*. John Wiley & Sons, 2012.
- [6] Benato R., Di Mario C., Koch H.: *High capability applications of Long Gas Insulated Lines in Structures*. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 22, Issue 1, January 2007, p. 619-626, doi: 10.1109/TDC.2006.1668566.
- [7] Benato R., Paolucci A.: *EHV AC Undergrounding Electrical Power*. Performance and Planning, SPRINGER, Series: Power Systems, ISBN: 978-1-84882-866-7, 2010.
- [8] IEC 60502-2: *Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV (Um = 1,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV) - Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV (Um = 7,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV)*.
- [9] IEC 60840: *Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV (Um = 36 kV) up to 150 kV (Um = 170 kV) - Test methods and requirements*.
- [10] IEC 62067: *Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV (Um = 170 kV) up to 500 kV (Um = 550 kV) - Test methods and requirements*.
- [11] Argaut P., Bjorlow-Larsen K., Zaccone E., Gustafsson A., Schell F., Waschk V.: *Large projects of EHV underground cable systems*. Paper A.2.1, Jicable 2007 also in Revue de l'électricité et de l'électronique, n. 6/7, 2007, p. 65-75.
- [12] Cigré Technical Brochure # 338: *Statistics of ac underground cables in power networks*. December, 2008.
- [13] Cigré Technical Brochure # 379: *Update of service experience of HV underground and submarine cable systems*. 2009.
- [14] Cigré Technical Brochure # 194: *Construction, laying and installation techniques for extruded and self-contained fluid filled cable systems*. October, 2001.
- [15] Cigré Technical Brochure # 250: *General guidelines for the integration of a new underground cable system in the network*. August, 2004.
- [16] Cigré Technical Brochure # 403: *Cable systems in multi-purpose or shared structures*. February, 2010, ISBN: 978-2-85873-090-2.
- [17] Peschke E., von Olshausen E.: *Cable systems for high and extra-high voltage*. Publicis MDC Verlag, Germany, 1999.
- [18] Cigré Technical Brochure # 110: *Comparison of high voltage overhead lines and underground cables*. December, 1996.
- [19] Benato R., Fellin L., Lorenzoni A., Paolucci A.: *Elettrodotti blindati nel territorio: connessioni dei nuovi impianti di generazione alla RTN*. AEI Journal, Vol. 88, n. 3, March 2001, p. 28-37.
- [20] Benato R., Fellin L., Lorenzoni A., Paolucci A.: *Sistemi di trasmissione nel territorio*. AEI Journal, Vol. 88, n. 12, December 2001, p. 28-35.
- [21] Benato R., Del Brenna M., Di Mario C., Lorenzoni A., Zaccone E.: *Analisi economica comparata tra linee di trasmissione in cavo XLPE e aeree*. AEI Journal, Vol. 92, n. 9, September 2005, p. 20-29.
- [22] Benato R., Fellin L., Lorenzoni A., Paolucci A.: *Impatto delle nuove tipologie di elettrodotti blindati sul territorio e sull'economia*. Proc. of "ELETTRODOTTI e TERRITORIO", 22 November 2000, Padova, p. 7.1-7.9 (in Italian).
- [23] JWG 21/22-01: *Comparison of overhead lines and underground cables for electricity transmission*. Proc. of Cigré 1996, Paper 21/22-01.
- [24] Fricke K.G., Paschen R., Steckel R.D.: *AC Overhead and Underground HV-Lines - Comparison and new aspects*. Proc. of Cigré 1996, Paper 21/22-07.
- [25] Benato R., Di Mario C., Lorenzoni A.: *Lines versus Cables: Consider All Factors*. Transmission & Distribution World, Vol. 59, Issue 11, (ISSN 1087-0849), November 2007, p. 26-32.
- [26] Benato R., Capra D., Conti R., Gatto M., Lorenzoni A., Marazzi M., Paris G., Sala F.: *Methodologies to assess the interaction of network, environment and territory in planning transmission lines*. Proc. of Cigré 2006, Paper C3-208.
- [27] Benato R., Del Brenna M., Di Mario C., Lorenzoni A., Zaccone E.: *A New procedure to compare the social costs of EHV-HV overhead lines and underground XLPE cables*. Proc. of Cigré 2006, Paper B1-301.
- [28] Armani G.V., Benato R., Di Mario C., Lorenzoni A., Rebolini M., Renaud F.: *Application Of Multi-Criteria Methodology For Planning An Electric Transmission Line*. Proc. of Cigré 2008, Paper C3-303.
- [29] Benato R., Napolitano D.: *Overall Cost Comparison Between Cable and Overhead Lines Including the Costs for Repair After Random Failures*. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 27, Issue 3, doi: 10.1109/TPWRD.2012.2191803, 2012, p. 1213-1222.
- [30] Cigré Working Group 21.12: *Calculation of the continuous rating of single core, rigid type, compressed gas insulated cables in still air with no solar radiation*. Electra 100, May 1985;
- [31] Cigré Working Group 21.12: *Calculation of the continuous rating of three-core, rigid type, compressed gas insulated cables in still air and buried*. Electra 125, May 1989;
- [32] IEC 60287: *Electric cables - Calculation of the current rating, in 8 parts (1.1, 1.2, 1.3, 2.1, 2.2, 3.1, 3.2, 3.3)*.
- [33] Dubois D., Mirebeau P.: *The use of insulated wires Milliken conductors in high voltage power transmission underground AC lines*. Proc. of Jicable 2007, Paper B8.1, Versailles, France.
- [34] Benato R., Paolucci A.: *Multiconductor cell analysis of skin effect in Milliken type cables*. Electric Power Systems Research, Vol. 90, 2012, p. 99-106, doi: 10.1016/j.epsr.2012.04.006.
- [35] Granadino R., Portillo M., Planas J., Schell F.: *Undergrounding the first 400 kV transmission line in Spain using 2 500 mm² XLPE cables in a ventilated tunnel: the Madrid "Barajas" airport project*. Jicable 2003, A.1.2.
- [36] Rendina, R., Posati A., Rebolini M., Bruno G., Bocchi F., Marelli M., Orini A.: *The New Turbigo-Rho 380 kV Transmission Line: An Example Of The Use Of Underground Xlpe Cables In A Meshed Transmission Grid*. Cigré 2006, paper B1.302.
- [37] Benato R., Paolucci A.: *Operating Capability of Long AC EHV Transmission Cables*. Electric Power Systems Research, Vol. 75/1, July 2005, p. 17-27, doi: 10.1016/j.epsr.2004.11.011.
- [38] Benato R., Paolucci A.: *Operating capability of ac EHV mixed lines with overhead and cables links*. Electric Power System Research, Vol. 78/4, April 2008, p. 584-594, doi: 10.1016/j.epsr.2007.05.002.
- [39] IEC 62271-100: *High voltage alternating-current circuit-breakers*. 2001.
- [40] IEEE Std 442-1981 (reaffirmed 1996): *IEEE GUIDE for Soil Thermal Resistivity Measurements*.
- [41] Anders G.J.: *Rating of electric power cables in unfavourable thermal environment*. IEEE Press, Wiley-Interscience, New Jersey 2005.
- [42] Benato R.: *Multiconductor Analysis of Underground Power Transmission Systems: EHV AC Cables*. Electric Power System Research, Vol. 79, Issue 1, January 2009, p. 27-38, doi: 10.1016/j.epsr.2008.05.016.
- [43] Cigré Technical Brochure # 373: *Mitigation techniques of power-frequency magnetic fields originated from electric power systems*. February 2009.
- [44] Cigré Technical Brochure # 559: *Impact of EMF on current ratings and cable systems*. December 2013.
- [45] Cigré Technical Brochure # 177: *Accessories for HV Cables with extruded insulation*. Working Group 21.06, February 2001.
- [46] Cigré Technical Brochure # 272: *Large Cross-Section and Composite Screens Design*. Working Group B1.03, June 2005.
- [47] Peters U., Laage U., Memmer H., Welein A.: *Worldwide Experiences and challenges with EHV XLPE Cable projects 330kV to 500 kV*. Jicable 2015, paper A1.1.
- [48] Shell F., Uhlenkücken H.: *The network connection of Niehl 3 CCCP- The first 380 kV long-distance cable project in Germany since the Bewag projects in 2000*. Jicable 2015, paper A1.2.
- [49] Biolley C., Mouchangou C.: *Production, Installation and Commissioning of two underground lines for the Pump-Storage plant project of Linth Limmern*. Jicable 2015, paper A.2.1.
- [50] Cigré SC B1 WG B1.35: *A Guide for rating calculations of Insulated cables*. Jicable 2015, paper E2.1.
- [51] Cigré SC B1 WG B1.34: *Mechanical Forces with Large conductor Cross Section XLPE cables*. Jicable 2015, paper D3.2.
- [52] Cigré SC B1 WG B1.42: *Recommendations for Mechanical tests on Submarine Cables*. Jicable 2015, paper B3.2.
- [53] Cigré Technical Brochure # 531: *Electrical Cable Characteristics*. Working Group B1.30, April 2013.
- [54] Cigré Technical Brochure # 560: *Guidelines for maintaining the integrity of XLPE Transmission Cable Accessories*. Working Group B1.29, December 2013.
- [55] Cigré Technical Brochure # 606: *Upgrading and uprating of existing HV Cable systems*. January 2015.
- [56] Cigré Technical Brochure #610: *Offshore Generation Cable Connection*. February 2015.
- [57] Cigré Technical Brochure #490: *Recommendations for testing of Long AC Submarine Cables for extruded insulation for system voltage above 30 (36) to 500 (550) kV*. February 2012.
- [58] Cigré Technical Brochure #623: *Recommendations for Mechanical Testing of Submarine Cables*. June 2015.
- [59] Lesur F., Mirebeau P., Mammeri M., Santana J.: *Innovative insertion of very long AC cable links into the transmission network*. Proc. of Cigré 2014, Paper B1-301.

ILLUMINOTRONICA

HUMAN CENTRIC LIGHTING TECHNOLOGIES

PADOVA 6/8 OTTOBRE 2016

i.p.

L'evento per chi fa, produce, genera, "crea" luce, per chi la utilizza, la modifica, la installa.

Il know-how del LED, dalla sua emissione, alimentazione, amplificazione, gestione, per chi lo vuole applicare e plasmare per le sue e altrui esigenze.

Tutte le tecnologie e le soluzioni integrate di luce, domotica e sicurezza per la smart home.

ILLUMINOTRONICA

Alla sua quinta edizione in Italia, è l'unico evento professionale a proporre il coordinamento di macroaree, prodotti e applicazioni, contenuti e tipologie d'interesse convergenti su:

LED & LIGHTING

Tecnologie & design nel dialogo-incontro tra chi fornisce tecnologie e chi produce corpi e soluzioni

SMART HUT

Sistemi e soluzioni hw/sw per ottimizzare applicazioni, sicurezza, efficienza nella domotica del "visibile"

ELETTRO & MICRO

Elettronica (componenti e sistemi) per alimentare, assemblare, pilotare prodotti e soluzioni

PROMOSSO DA:

Associazione Italiana
Distretti Elettronica



IN PARTNERSHIP CON:

Consorzio Elettrimpex
Lumen International



CONTATTI:

Tel. +39 02 210.111.236
segreteria@illuminotronica.it



VUOI PARTECIPARE?

RICHIEDI LA DOMANDA DI ADESIONE

<http://illuminotronica.it/exhibitors>

www.illuminotronica.it

SMART HUT ON THE ROAD

I ROADSHOW SMART
ALLA SCOPERTA
DELLA DOMOTICA



Oggi la **domotica** e le tecnologie per la smart home sono formidabili opportunità professionali capaci di migliorare la vita delle persone.

I roadshow di Hut sono lo strumento più efficace per costruire un network tra i protagonisti del mercato.

La forza di un gruppo di aziende che unisce le competenze per offrire formazione qualificata e moltiplicare le occasioni di conoscenza.

OBIETTIVI

- > Incontro diretto con il proprio target
- > Formazione e qualificazione professionale
- > Relazione e confronto con gli esperti del settore

FORMAT

- > *Conferenza plenaria*: i migliori esperti del settore coordinati e moderati da Smart Hut
- > *Workshop aziendali* tecnici e di approfondimento
- > *Area espositiva*: desk aziendali per approfondimenti tecnici e incontri one-to-one
- > *Omaggi e promozioni*: offerti in esclusiva dalle aziende del gruppo

TARGET

- > Installatori, impiantisti, system integrator
- > progettisti, architetti, geometri, periti industriali
- > operatori e professionisti del settore

LE TAPPE 2016

- > TORINO
- > VERONA
- > BERGAMO
- > BOLOGNA
- > TRENTO
- > FIRENZE
- > ANCONA
- > ROMA



SCOPRI DI PIU'

TRA GLI ARGOMENTI

- ✓ Perché la domotica è una opportunità per case e retail?
- ✓ Diminuire e gestire i consumi energetici: soluzioni e tecnologie
- ✓ Sicuri sempre, anche da lontano. Tutto sotto controllo in un clic
- ✓ Domotica senza fili e nuove applicazioni tecnologiche
- ✓ Orientarsi tra gli standard di comunicazione
- ✓ Come fa la luce a diventare intelligente?
- ✓ Integrazione di domotica, sicurezza e illuminazione nella progettazione di interni

CHE COSA ASPETTI?
REGISTRATI SUBITO È GRATIS

Informazioni:
Tel. 02 21011271 - segreteria@smarthut.it

I ♥
DOMOTICS



www.smarthut.it/roadshow



**Eccellenza. Integrità.
Comprensione.**

Unione di persone, luoghi,
progetti e passione.