

Lo sviluppo del sistema elettrico ed energetico

Il contributo di 30 anni di ricerca di Massimo Gallanti

VII volume - 2020



Lo sviluppo del sistema elettrico ed energetico

Il contributo di 30 anni
di ricerca di Massimo Gallanti

Autore: Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA
Impaginazione e editing: Editrice Alkes – Fabio Lancini
Copertina: La Scuola di Atene di Raffaello (particolare)

Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa pubblicazione può essere riprodotta, archiviata, memorizzata o trasmessa in qualsiasi forma o mezzo, se non nei termini previsti dalla legge che tutela i diritti d'autore.

L'autorizzazione alla riproduzione dovrà essere richiesta a RSE

Via Raffaele Rubattino 54 – 20134 Milano – Italia

Finito di stampare nel mese di Settembre 2020 presso
AGF Spa - Unipersonale
Via del Tecchione 36 | 20098 Sesto Ulteriano | San Giuliano Milanese (MI)
Prima edizione

Massimo Gallanti ci ha lasciato il 21 Settembre 2019, senza averci “mollato” mai, fino a pochi giorni prima, quando, come ci hanno confidato i suoi famigliari, si era fatto portare in ospedale il personal computer per scrivere la solita bugia sulle sue condizioni e dare il suo parere (che poi era una precisa disposizione) sulle questioni del Dipartimento.

Il vuoto che ha lasciato è enorme, e nel periodo che è seguito ci siamo detti che era necessario testimoniare, con un segno da parte nostra, il contributo straordinario che quotidianamente aveva dato alla nostra realtà per tanti anni. E questo segno lo abbiamo voluto costruire con le sue parole, con il suo lavoro scientifico.

La scelta di alcuni articoli pubblicati a firma di Massimo è stata sicuramente complicata, in primo luogo perché, pur non essendo certo un accademico, ha scritto molto e molto bene; in secondo luogo perché si è distinto in molti campi, in ciascuno dei quali ha spesso segnato tappe importanti in tempi diversi e, infine, perché, non essendo ambizioso, non aveva mai curato troppo la compilazione del suo curriculum né tantomeno una raccolta organica dei suoi lavori.

Un altro aspetto dello stile professionale di Massimo era la cura che ha sempre avuto nel coinvolgere i suoi collaboratori, i cui nomi appaiono – ahimè casualmente – nella scelta che abbiamo fatto, ma che con frequenza e numerosità ben maggiore compaiono in tanti altri lavori, segno della cura e dell’apprezzamento del loro Direttore, che li ha sempre coinvolti in imprese comuni e mai ha voluto firmare qualcosa che non lo vedesse parte attiva e autore vero e vitale.

Il ricordo di Massimo e l’espressione del vuoto lasciato da una figura così nota e apprezzata hanno coinvolto un’ampia cerchia di persone attorno a RSE, che ci hanno esortato e pregato di lasciare un segno, un ricordo, a significare quanto è stato capace di costruire, grazie alla sua personalità e al suo ingegno, nella comunità di coloro che hanno un ruolo nel mondo dell’energia in Italia.

Ed anche qui è stato difficile pensare a chi escludere, tra le persone eminenti che serbano un’idea della nostra realtà mutuata e forgiata dalla collaborazione con Massimo Gallanti. Alla fine, altrettanto arbitrariamente, abbiamo chiesto solo a pochi di commentare, a partire dagli articoli riprodotti, alcuni passaggi della storia della ricerca energetica vissuti con lui. Li ringraziamo moltissimo per la passione e la pazienza con cui hanno portato la loro testimonianza diretta e personale, ma altrettanto basata su fatti concreti e scientificamente e professionalmente importanti, dell’esperienza fatta. Ringraziamo, tuttavia, anche e soprattutto tutti gli altri che ci

hanno manifestato il loro desiderio di contribuire a questo volume e ad un convegno scientifico a lui dedicato.

Nelle condizioni di emergenza in cui, purtroppo, ci siamo trovati tutti, abbiamo voluto dare alla stampa il volume e presentarlo unicamente con i mezzi di comunicazione oggi praticabili, ma vogliamo dare a tutti un appuntamento, per un evento da ripetere per gli anni a venire, in cui continuare nella pratica di un dialogo fecondo e concreto tra la ricerca scientifica, la tecnologia e la gestione dell'economia dell'energia.

Sarà questo il modo di onorare la figura di Massimo, continuando a lavorare per un futuro migliore.

Romano Ambroggi, Michele Benini, Antonio Negri



© ImagoEconomica by courtesy of Editrice Alkes

Indice

Prefazione

Stefano Besseghini 5

1

Scenari energetici: *gli articoli*

Uno scenario energetico nazionale al 2020
per conseguire gli obiettivi europei 11

Marco Borgarello, Massimo Gallanti, Michele Governatori, Stefano Mottarelli

A methodology to assess the impact of 2030 EU climate
and energy targets on the national power systems: the Italian case 21

Fabio Lanati, Alberto Gelmini, Michele Benini, Massimo Gallanti

■ **Scenari energetici: *il commento***

Rosaria Fausta Romano 26

2

Mercato elettrico: *gli articoli*

Il modello di mercato elettrico italiano 31

Massimo Gallanti, Giancarlo Manzoni

La remunerazione della capacità di produzione
nel mercato elettrico liberalizzato 43

Massimo Gallanti, Dario Lucarella

■ **Mercato elettrico – Modelli e *Capacity market*: *il commento***

Massimo Ricci 59

Virginia Canazza 61

Impatto della tariffa bioraria sui consumi dei clienti domestici
in regime di maggior tutela 67

Michele Benini, Massimo Gallanti, Walter Grattieri, Simone Maggiore

Analisi della bolletta elettrica di un'abitazione con impianto
fotovoltaico e nuove tariffe domestiche 81

Simone Maggiore, Massimo Gallanti

■ **Mercato elettrico – Tariffe: *il commento***

Luca Lo Schiavo 97

Indice

3	Efficienza energetica: <i>gli articoli</i> Energy efficiency: the Italian situation and opportunities <i>Alessandro Clerici, Massimo Beccarello, Massimo Gallanti</i>	103
	■ Efficienza energetica: <i>il commento</i> <i>Massimo Beccarello</i> <i>Alessandro Clerici</i>	117 119
4	Reti elettriche: <i>gli articoli</i> MBI: a maintenance management system for high voltage transmission grids <i>Massimo Gallanti, Edoardo Corsetti, Diego Bisci</i>	125
	■ Reti elettriche: <i>il commento</i> <i>Evaristo Di Bartolomeo</i>	134
5	Accumulo e mobilità: <i>gli articoli</i> EV Recharge for the Supply of Balancing Services in Italy: Preliminary Techno-Economic Evaluations <i>Silvia Canevese, Diego Cirio, Massimo Gallanti, Antonio Gatti</i>	139
	Il servizio di regolazione primaria tramite batteria: valutazioni tecnico-economiche <i>Michele Benini, Silvia Canevese, Emanuele Ciapessoni, Diego Cirio, Massimo Gallanti, Antonio Gatti, Andrea Pitto</i>	149
	■ Accumulo e mobilità: <i>il commento</i> <i>Fabio Zanellini</i>	163
	Postfazione <i>Maurizio Delfanti</i>	167
	Bibliografia	169

Prefazione

Stefano Besseghini
Presidente ARERA

Massimo faceva le cose bene.

Solo i pazienti redattori di questo volume sanno quanto ho fatto loro patire queste poche righe. A parziale discolpa vale la pena di spiegarne il motivo. Scrivere una prefazione per un libro celebrativo presta il fianco a facili scivoloni.

Molti facilmente intuibili.

Uno particolarmente insidioso.

Immaginarsi che la richiesta generosamente formulata corrisponda alla attribuzione di un punto di vista privilegiato, di una relazione che permetta di portare una chiave di lettura particolare.

Rifuggire da questo scivolone, o almeno tentare, ha portato a numerose false partenze.

Eviterò quindi con attenzione ricordi personali e testimonianze di sostanziale complicità per concentrarmi su un dato credo fondamentale e incontrovertibile: Massimo faceva le cose bene.

Una affermazione di grande semplicità ma che credo colga la sostanza di quello che (anche) questo libro cerca di testimoniare.

È dote rara nelle persone trovare quell'innato equilibrio che permette di capire cosa voglia dire fare una cosa bene, che non vuol dire farla perfetta ma vuol dire comprendere che tipo di risultato è necessario raggiungere per permettere di soddisfare non solo la propria autonoma valutazione di cosa sia bene.

Massimo sapeva fare le cose bene perché sapeva comprendere perfettamente il contesto in cui si trovava ad operare e identificare la risposta più adeguata alle necessità.

Altra fondamentale caratteristica era l'essere sostanzialmente immune dal "limite asintotico del tecnico", quella curiosa caratteristica che porta le persone con grandi competenze tecniche a inseguire sistematicamente il raffinamento della soluzione di un problema, consegnandosi all'infinito allungarsi del tempo di risoluzione del problema stesso.

Tale pragmatismo era sostenuto proprio dal perfetto dominio della competenza che gli permetteva di valutare correttamente le diverse situazioni.

Ma non di sola tecnica vive l'uomo: Massimo riusciva a fare bene anche con le persone e qui entra in campo un'altra dote rara a trovarsi. Massimo sapeva ascoltare. Ascoltare non solo per rendersi informato delle cose ma ascoltare per capire. E gli piaceva farsi raccontare le cose. Se curiosità è sintomo di intelligenza, certo non eravamo in difetto.

Forse l'unico ricordo a cui non posso non cedere è proprio quello delle chiacchierate la sera, sino a tardi, quando verso le diciannove si affacciava alla porta dell'ufficio e l'incipit "hai un attimo?" ci trascinava fino alle telefonate preoccupate delle rispettive mogli.

Infine Massimo sorrideva.

Forse questa era una delle caratteristiche più piacevoli della interazione e del lavoro con lui. A volte sorrideva un po' beffardo, con un piccolo scuotimento delle spalle e un "sì... figurati" che consegnava al vicolo cieco della impossibilità le ipotesi più o meno fantasiose. Se poi era accompagnato da un rapido gesticolare della mano, aperta, a taglio la sentenza era decisamente definitiva.

Scegliere di raccogliere i lavori più significativi, o perlomeno alcuni di questi, in questo *Colloquia* accompagnandoli a tanti contributi di persone che hanno conosciuto e apprezzato Massimo anche per più tempo di quello che ho avuto io, credo sia stata la scelta migliore che gli amici e colleghi di RSE potessero fare.

Rileggerli, pur nella diversità dei temi e dei contesti, permette di riscoprire un *fil rouge* unico che credo abbia caratterizzato molto del contributo che Massimo ha saputo portare alla ricerca italiana nel settore elettrico ed energetico in generale. Questo *fil rouge* è la percezione nitida di cosa si debba intendere per "ricerca di sistema".

Quando ci si interrogava sul reale significato di queste parole, che definiscono un ambito di indagine della ricerca molto particolare, ci ritrovavamo nella identificazione delle caratteristiche che doveva avere.

Un ambito di indagine sempre in bilico tra l'esigenza generalizzatrice della modellazione e la specificità delle tecnologie, tra la consulenza di breve periodo e le grandi visioni di scenario, tra la tentazione di allargarsi a temi nuovi e stimolanti e la consapevolezza di doversi ricondurre sempre a esigenze precise di chiara utilità per la crescita del nostro sistema energetico.

E di questo delicato equilibrio Massimo è sempre stato notevole interprete, perché... Massimo faceva le cose bene.

E mi mancherà.

Stefano Besseghini

Lo sviluppo del sistema elettrico ed energetico
Il contributo di 30 anni di ricerca di Massimo Gallanti

1

Scenari energetici

Gli articoli

1 Scenari energetici: *gli articoli*

L'Energia Elettrica

marzo/aprile 2012

Uno scenario energetico nazionale al 2020 per conseguire gli obiettivi europei

Marco Borgarello Massimo Gallanti *RSE*
Michele Governatori Stefano Mottarelli *EGL*

Come rendere compatibili gli obiettivi sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione del consumo di energia primaria.

Quadro di riferimento

Il pacchetto "clima energia" rappresenta una strategia integrata in materia di energia e cambiamenti climatici, volta a indirizzare l'Europa verso un futuro sostenibile, sviluppando un'economia a basse emissioni di CO₂, improntata allo sfruttamento delle *Fonti di Energia Rinnovabile* (FER) e all'efficienza energetica.

A fianco dell'obiettivo della riduzione della CO₂, che è quello direttamente legato al contrasto dei cambiamenti climatici, la Commissione Europea ha voluto porre due ulteriori obiettivi, integrativi rispetto alla riduzione dei gas serra:

- l'incremento dell'impiego dell'energia da fonti rinnovabili, fissando l'obbligo che una quota parte del Consumo Finale Lordo di energia sia soddisfatto da energia da fonti rinnovabili;
- la riduzione del consumo di energia primaria, indipendentemente dalla fonte energetica utilizzata.

Nell'introdurre i due suddetti obiettivi la Commissione ha inteso confermare la riduzione della

CO₂ (infatti sia lo sviluppo delle FER, sia la riduzione del consumo di energia primaria vanno in questa direzione), ma nel contempo ha imposto che tale risultato sia ottenuto tramite lo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'adozione delle migliori pratiche di efficienza energetica nella trasformazione e nell'uso finale dell'energia, al fine di ridurre l'impiego di energia primaria¹.

In termini più generali, possiamo affermare che la politica energetico-ambientale europea si basa su tre pilastri:

1. **la sostenibilità ambientale**, con la riduzione dell'emissione dei gas serra e dell'uso di risorse energetiche disponibili in quantità limitata;
2. **la sicurezza degli approvvigionamenti energetici**, per garantire la quale occorre diversificare le fonti energetiche, ridurre la dipendenza dall'estero e migliorare le infrastrutture per l'approvvigionamento e il trasporto dell'energia;
3. **la crescita della competitività**, attraverso una duplice azione: sul fronte della domanda, con interventi volti ad aumentare la competitività dei mercati energetici al fine di ridurre il prezzo dell'energia pagato dai consumatori; sul fronte dell'offerta, supportando lo sviluppo di tecnologie green (in particolare fonti rinnovabili e efficienza energetica) per dare all'Europa una posizione di leadership nella green economy.

¹ Si noti che la riduzione della CO₂ non passa necessariamente attraverso l'impiego delle fonti rinnovabili e/o dell'efficienza energetica. Per esempio il massiccio impiego dell'energia nucleare consentirebbe di ridurre l'emissione di CO₂, senza far ricorso né alle fonti rinnovabili, né all'efficienza energetica.

scenari energetici

La definizione degli obiettivi di tale politica è sinteticamente espressa dallo slogan 20/20/20 che prevede, in estrema sintesi, che a livello UE, all'anno 2020, si ottengano i seguenti risultati:

- la riduzione del 20% delle emissioni di gas a effetto serra rilevate nel 2005;
- la riduzione del 20% dei consumi di energia primaria rispetto ai consumi previsti nello scenario tendenziale al 2020;
- la fornitura del 20% del Consumo Finale Lordo² da FER.

L'elemento di novità espresso da tale pacchetto è appunto l'approccio integrato, ovvero il fatto che il risultato finale da conseguire al 2020 costituisca l'integrazione di più obiettivi di natura energetica e ambientale, e che per raggiungerli si debba procedere attraverso un'azione sinergica che ha come "fil rouge" la riduzione dei consumi energetici e il contemporaneo incremento delle fonti rinnovabili.

Gli strumenti per conseguire gli obiettivi

La **figura 1** rappresenta i tre obiettivi della politica energetico-ambientale europea al 2020 e la relazione con le misure da attuare per conseguire gli obiettivi.

In particolare una maggiore diffusione delle fon-

ti rinnovabili, per uso elettrico e termico, concorre sia al raggiungimento dell'obiettivo sulle FER, sia alla riduzione della CO₂. A quest'ultimo obiettivo contribuiscono anche il passaggio da combustibili fossili con più alto contenuto di carbonio (esempio, carbone) a combustibili con minor contenuto di carbonio (esempio, gas naturale), la sostituzione di combustibili fossili con l'energia nucleare e le tecniche di cattura e sequestro della CO₂. Infine c'è l'efficienza energetica, che contribuisce a tutti e tre gli obiettivi. In particolare l'obiettivo di riduzione dell'energia primaria può essere conseguito facendo ricorso esclusivamente all'efficienza energetica nel processo di trasformazione e di impiego dell'energia. Inoltre occorre osservare che alcune tecnologie che impattano positivamente sulle emissioni della CO₂ (esempio, cattura e sequestro della CO₂, impiego dell'energia nucleare) causano invece un incremento del consumo di energia primaria. Esse quindi devono essere applicate con prudenza, per non compromettere il conseguimento dell'obiettivo sulla riduzione dell'energia primaria.

Dalle considerazioni fin qui fatte, risulta evidente il ruolo cruciale svolto dall'efficienza energetica nel conseguimento degli obiettivi al 2020. Il contenimento dei consumi energetici rappresenta l'azione più efficace per centrare tutti e tre gli obiettivi attesi.

Appare dunque chiaro che non si possa affron-

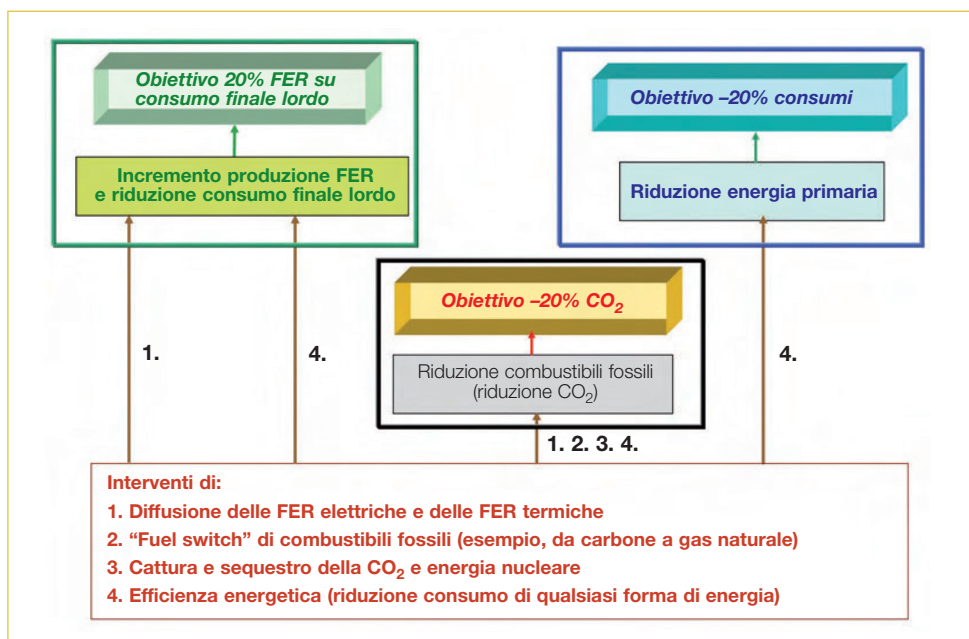


Figura 1 Obiettivi della politica energetico-ambientale europea al 2020 e la relazione con le misure da attuare per conseguire gli obiettivi.

² Secondo la direttiva 2009/28/CE, per Consumo Finale Lordo si intendono "i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore nella distribuzione e trasmissione".

scenari energetici

tare il tema del pacchetto clima energia senza analizzare il tema dei consumi energetici.

Il ruolo della riduzione dei consumi

Per quanto riguarda l'efficienza energetica, l'obiettivo di riduzione è definito con riferimento al consumo di energia primaria al 2020³. La riduzione è pari al 20% della previsione dei consumi europei di energia primaria al 2020 risultante dalle simulazioni ottenute con il modello PRIMES nell'anno 2007⁴. La previsione in questione, che nel seguito riferiremo come scenario PRIMES 2007, si riferisce allo scenario tendenziale (cioè a prescindere da misure di efficienza supplementare) dei consumi energetici europei, sviluppato sulla base delle previsioni fatte con il modello PRIMES nel 2007.

Secondo le proiezioni dello scenario PRIMES 2007, lo sforzo necessario per ridurre il consumo di energia primaria del 20% rispetto allo scenario tendenziale (detto anche BAU – *Business As Usual*) è pari a 368 Mtep a livello di intera Unione Europea.

Assumendo che la percentuale di riduzione europea sia applicata a livello di singolo Stato Membro, si calcola il valore del consumo di energia primaria al 2020 coerente con l'obiettivo europeo. In particolare, essendo il consumo di energia primaria al 2020 previsto per l'Italia nello scenario PRIMES 2007 pari a 209 Mtep, il consumo da raggiungere al 2020 per conseguire l'obiettivo nazionale di riduzione del 20% è pari a 167 Mtep⁵.

Tale impostazione, tuttavia, potrebbe essere rivista alla luce delle decisioni approvate lo scorso febbraio 2012 dalla Commissione ITRE (Industria ricerca e energia) del Parlamento Europeo, che ha approvato un emendamento al draft della Direttiva Efficienza Energetica attualmente in fase di discussione al Parlamento Europeo. Sulla base della nuova impostazione, che dovrà comunque seguire un complesso ed articolato percorso di approvazione, l'obiettivo di riduzione di energia primaria del 20% non è equamente distribuito fra i Paesi Membri, ma è ripartito in maniera differenziata sui singoli Stati Membri. Nella **tabella 1** sono riportati gli obiettivi assegnati a ciascun Stato

Tabella 1 Obiettivi assegnati a ciascun Stato Membro secondo quanto previsto dall'emendamento del Parlamento Europeo [Fonte: elaborazione RSE]

PAESI MEMBRI	CONSUMO ENERGIA PRIMARIA (ESCLUSI USI NON ENERGETICI) SCENARIO TENDENZIALE PRIMES 2007 [Mtep]	CONSUMO ENERGIA PRIMARIA (ESCLUSI USI NON ENERGETICI) OBIETTIVO 2020 [Mtep]	RIDUZIONE DI ENERGIA PRIMARIA [Mtep]	RIDUZIONE %
Sweden	55,81	41,41	14,40	25,8
France	276,38	207,48	68,90	24,9
Italy	208,79	159,79	49,00	23,5
Netherlands	75,74	58,04	17,70	23,4
United Kingdom	213,47	165,37	48,10	22,5
Slovenia	8,78	6,98	1,80	20,5
Portugal	30,01	24,01	6,00	19,99
Romania	50,07	40,07	10,00	19,97
EU	1.842,05	1.474,25	367,80	20,0
Austria	36,36	29,16	7,20	19,80
Germany	299,85	241,15	58,70	19,58
Spain	162,82	131,72	31,10	19,10
Belgium	53,35	43,55	9,80	18,37
Poland	109,83	90,13	19,70	17,94
Luxembourg	5,60	4,70	0,90	16,06
Ireland	18,67	15,87	2,80	14,99
Bulgaria	21,77	18,57	3,20	14,70
Cyprus	2,77	2,37	0,40	14,46
Czech Republic	45,62	40,12	5,50	12,05
Lithuania	9,70	8,60	1,10	11,34
Finland	37,38	33,18	4,20	11,24
Malta	0,92	0,82	0,10	10,86
Hungary	29,63	26,73	2,90	9,79
Slovak Republic	20,33	18,73	1,60	7,87
Greece	35,96	33,26	2,70	7,51
Denmark	20,00	19,20	0,80	4,00
Estonia	5,60	5,40	0,20	3,57
Latvia	6,84	7,84	-1,00	-14,62

³ Dal calcolo dell'energia primaria sono esclusi i consumi per uso non energetico e i bunkeraggi.

⁴ Sviluppato dalla National Technical University di Atene, PRIMES è un modello energetico su scala europea che simula una soluzione di equilibrio di mercato tra domanda ed offerta di energia, ed è utilizzato per calcolare le stime dei consumi energetici futuri in Europa. La maggior parte delle politiche comunitarie che si basano sulle proiezioni future dei consumi energetici, fanno riferimento a stime prodotte con il modello PRIMES.

⁵ Proiezioni realizzate nel 2007 indicano che nel 2020 il consumo di energia primaria a livello europeo è pari a 1.842 Mtep (per l'Italia 209 Mtep). Una riduzione del 20% corrisponde a un consumo di 1.474 Mtep nel 2020, e per l'Italia a 167 Mtep. Si ricorda che nel conteggio non sono compresi i consumi da bunkeraggio e da usi non energetici.

scenari energetici

Membro secondo quanto previsto dal suddetto emendamento. Appare evidente che per sei Stati Membri, fra cui l'Italia, l'obiettivo da conseguire è superiore al 20%, mentre per molti altri Paesi la riduzione richiesta è minore del 20%. Allo stato attuale non sono stati forniti elementi di dettaglio e quindi non è possibile comprendere le ragioni e la metodologia che hanno portato a tale ripartizione. La riduzione prevista per il nostro Paese è pari al 23,5% per un consumo di energia primaria al 2020 che non dovrà superare i 159,8 Mtep, un valore decisamente più basso rispetto a quello di altri scenari energetici (esempio, il Piano di Azione Nazionale per le fonti rinnovabili, che verrà descritto nel capitolo successivo) alla base di valutazioni per conseguire gli obiettivi per l'Italia al 2020.

La riduzione dei consumi finali: lo scenario del PAN

Nei capitoli precedenti è stato evidenziato come l'obiettivo sulle FER dipenda non solo dalla crescita dell'impiego di tali fonti ma anche dalla riduzione del Consumo Finale Lordo. Pertanto la riduzione del consumo di energia tramite misure di efficienza energetica ha un importante effetto anche sul conseguimento dell'obiettivo sulle fonti rinnovabili.

La Direttiva 2009/28/CE ha definito per ciascun Stato Membro un obiettivo pari al valore percentuale di consumo da fonti rinnovabili rispetto al Consumo Finale Lordo. Per l'Italia tale percentuale è pari al 17%. La scelta di condizionare l'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili all'ammontare del consumo finale complessivo crea una stretta relazione fra le misure di promozione delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Ne consegue la necessità, per ciascun Stato Membro, di definire uno scenario energetico integrato che consideri sia lo sviluppo delle rinnovabili, sia il trend dei consumi complessivi. A tal riguardo, la

Direttiva 2009/28/CE ha imposto che ciascun Stato Membro produca un proprio *Piano Azione Nazionale* (PAN) per lo sviluppo delle fonti rinnovabili al 2020. Il PAN deve riportare i valori di energia da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali consumate al 2020, in linea con l'obiettivo fissato dalla Direttiva. Inoltre il Piano specifica le principali linee di azione che lo Stato Membro intende adottare per incrementare la produzione da fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. In sintesi il PAN costituisce una quadro organico di come lo Stato Membro intende sviluppare le fonti rinnovabili e contenere il consumo di energia nel decennio 2010-2020.

Il PAN preparato dall'Italia nell'estate del 2010 prevede che per centrare l'obiettivo della Direttiva 2009/28/CE il Consumo Finale Lordo al 2020 sia pari a circa 133 Mtep. Conseguentemente, per rispettare l'obiettivo del 17%, è necessario che al 2020 i consumi soddisfatti dalle FER siano almeno pari a 22,6 Mtep.

Il PAN riporta che al 2005 il Consumo Finale Lordo (calcolato secondo le medesime convenzioni dell'equivalente consumo al 2020) è stato di circa 141,3 Mtep: ne deriva che dal 2005 al 2020 il Consumo Finale Lordo si riduce di circa 8 Mtep; come si osserva dalla **tabella 2** tale riduzione è l'effetto risultante di un minor consumo di combustibili fossili (pari a circa 24 Mtep) ed un maggior utilizzo di fonti rinnovabili (15,7 Mtep).

Ma rispetto agli obiettivi previsti dal PAN qual è lo sforzo richiesto in termini di contenimento del Consumo Finale Lordo?

Per rispondere al quesito è utile fare riferimento alle previsioni al 2020 (scenario tendenziale) eseguite con i modelli PRIMES. A tal riguardo, occorre considerare non solo le previsioni di PRIMES 2007, delle quali si è già detto in precedenza, ma anche quelle realizzate due anni dopo con una versione aggiornata dello stesso modello (di seguito riferito PRIMES 2009). Le

Tabella 2 Confronto dei consumi finali lordi al 2005 e quelli previsti dal PAN al 2020 [Fonte: elaborazione RSE]

FONTI	SETTORI	CONSUMI FINALI LORDI AL 2005 [ktep]	CONSUMI FINALI LORDI AL 2020 [ktep]	DELTA 2020-2005 [ktep]
Da fonti fossili	Riscaldamento	66.585	50.729	-15.856
	Elettricità	24.902	22.597	-2.305
	Trasporti	42.797	37.100	-5.697
Da FER	FER-E, FER-C e FER T	6.942	22.617	15.675
	Consumo Finale Lordo	141.225	133.043	-8.182

scenari energetici

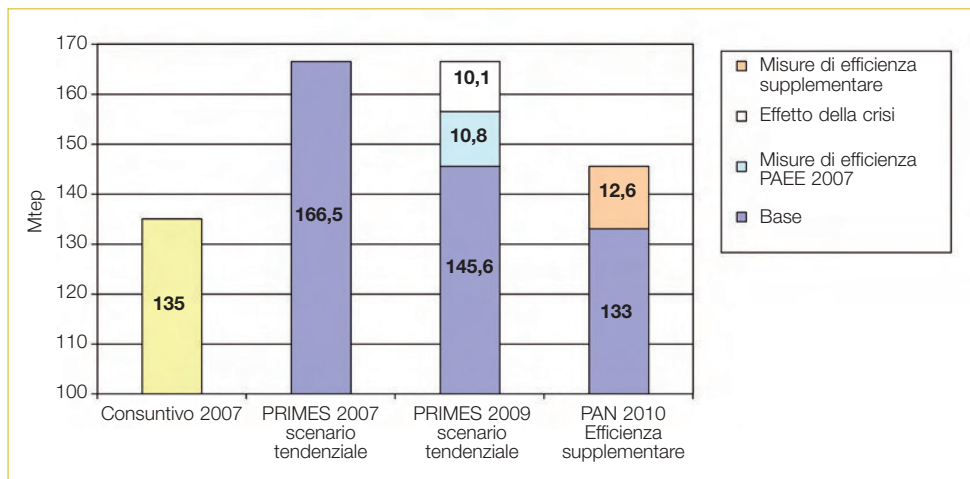


Figura 2 Previsioni Consumo Finale Lordo al 2020: confronto fra i dati a consuntivo 2007 e le previsioni al 2020 di PRIMES e gli obiettivi del PAN [Fonte: elaborazioni RSE].

previsioni dello scenario tendenziale di PRIMES 2009 differiscono da quelle di PRIMES 2007 sia perché PRIMES 2009 già considera gli effetti della crisi economica del 2008 ÷ 2009, sia perché incorpora gli effetti delle misure di efficienza energetica che gli Stati Membri hanno introdotto nel periodo 2007 ÷ 2009. Nel caso dell'Italia le previsioni di PRIMES 2009 (scenario tendenziale) tengono conto delle riduzioni di Consumo Finale Lordo derivanti dagli interventi del Primo Piano di Azione di efficienza energetica presentato dal nostro Paese nell'agosto del 2007, in ottemperanza alla Direttiva 2006/32/CE.

Per quanto riguarda il Consumo Finale Lordo i due scenari prevedono, al 2020, un valore pari rispettivamente a 166,5 Mtep (PRIMES 2007) e 145,6 Mtep (PRIMES 2009). La differenza dei consumi tra i due scenari, pari a circa 21 Mtep, è per circa 10 Mtep imputabile all'effetto della crisi economica e per il restante valore all'effetto degli interventi previsti nella prima versione del Piano di Azione di Efficienza del 2007 (figura 2).

Tuttavia, per raggiungere il valore di Consumo Finale Lordo al 2020 indicato nel PAN (133 Mtep) sono necessari, rispetto al consumo previsto dallo scenario tendenziale PRIMES 2009, ulteriori interventi di riduzione dei consumi, per un valore pari a circa 12,6 Mtep. Queste azioni dovranno essere trasversali ai diversi settori di consumo e, secondo stime RSE, saranno ripartite per circa 6,7 Mtep dal settore civile, 1,2 Mtep dal settore industriale ed il restante 4,7 dal settore dei trasporti, come riportato nel diagramma a torta di figura 3.

Si noti che lo scenario di efficienza supplementare, su cui si basa il valore del Consumo Finale Lordo previsto dal PAN, appare particolarmente sfidante, anche confrontandolo con altri scenari che

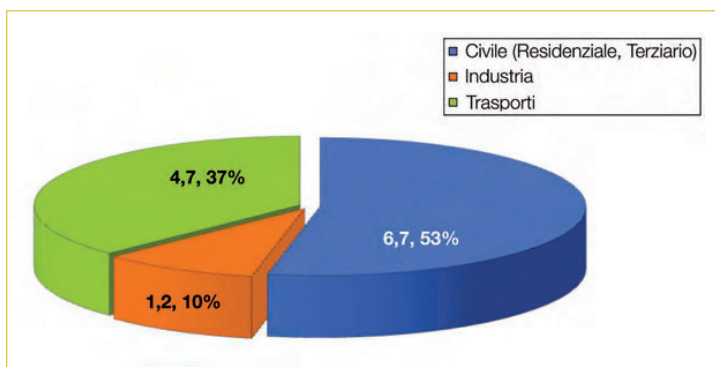


Figura 3 Ripartizione, per settori di impiego, delle riduzioni del Consumo Finale Lordo al 2020, previste dallo scenario di efficienza energetica supplementare del PAN [Fonte: elaborazioni RSE].

prevedono ulteriori riduzioni di consumi rispetto allo scenario tendenziale di PRIMES 2009, quali:

- la revisione del PAEE prodotta dal MiSE nell'agosto 2011, che per il 2020 prevede una riduzione supplementare, rispetto al PAEE del 2007, del consumo finale di 5,0 Mtep [1];
- lo studio della task force dell'efficienza energetica di Confindustria, pubblicato nel 2010 [2], che prevede al 2020 una riduzione di 9,8 Mtep rispetto ad uno scenario tendenziale che incorpora già gli effetti delle misure di efficienza energetica e delle riduzioni di consumi conseguiti fino al 2010.

Analizzando in dettaglio lo scenario di efficienza supplementare del PAN, si può ipotizzare che nel settore civile la riduzione riguardi sia i consumi elettrici che quelli termici: nella figura 4 sono riasunte le stime effettuate da RSE sulle ulteriori principali azioni di efficienza da attuare nello scenario di efficienza supplementare e sull'impatto che esse potranno avere sulla riduzione dei consumi.

scenari energetici

La riduzione dei consumi elettrici si ottiene con una maggior diffusione di sistemi di illuminazione efficiente e con l'accelerazione della "fisiologica" sostituzione degli elettrodomestici attuali con prodotti più efficienti. È prevista anche la larga diffusione di soluzioni energeticamente efficienti per applicazioni di ICT (esempio, server virtuali) e di apparati correlati (esempio, UPS efficienti), che determinano anche una riduzione dei consumi di condizionamento delle sale calcolo ove i sistemi ICT sono collocati.

Per il riscaldamento/raffrescamento di edifici civili, si prevedono interventi sia sull'involucro, per ridurre la domanda di climatizzazione degli ambienti, sia sugli impianti di riscaldamento/raffrescamento, per soddisfare in modo più efficiente la domanda di servizio residua degli ambienti. A tal riguardo si prevede un incremento dell'impiego delle pompe di calore soprattutto nel terziario, adatte tanto per il servizio di riscaldamento, quanto quello di raffrescamento. In specifici settori del terziario (ospedali, alberghi, case di cura) si registrerà un incremento della cogenerazione di piccola e media taglia, adatta a soddisfare i fabbisogni termici ed elettrici contemporaneamente presenti in tali settori.

Gli interventi si concentreranno sugli edifici che per tipologia costruttiva e posizione geografica sono caratterizzati da un più elevato fabbisogno energetico. Per quanto riguarda le nuove costruzioni e le ristrutturazioni, si presume che esse avvengano nel rispetto dei nuovi obiettivi di efficienza energetica previsto dalle disposi-

zioni di legge. Se tuttavia si accelerasse l'applicazione di valori limite di fabbisogno energetico dei nuovi edifici, si potrebbero ottenere ulteriori riduzioni dei consumi.

Occorre osservare che lo scenario di efficienza energetica supplementare del PAN prevede un importante contributo delle FER anche per la produzione di calore. Tale impiego, che va a sostituire i combustibili fossili (in particolare gas naturale), non deve far incrementare il consumo di energia complessiva. A tal fine è indispensabile che l'impiego di biomasse per usi termici, anche nel settore civile, avvenga mediante tecnologie efficienti (caldaie ad alta efficienza, caminetti chiusi, ecc.). In tal modo è possibile soddisfare la domanda di energia termica contenendo l'impiego di combustibile e quindi senza incrementare il consumo complessivo di energia consumata.

Nel settore dell'industria, in particolare per i comparti più energivori, un'intrinseca convenienza economica ha già portato ad importanti iniziative per la riduzione delle intensità energetiche dei prodotti: per esempio nell'industria del cemento l'energia utilizzata per tonnellata di clinker prodotto è diminuita di circa del 10% nell'ultimo decennio.

Secondo le previsioni RSE (la [figura 5](#) riporta le riduzioni di consumo nel settore industria nello scenario di efficienza supplementare) ci sono margini di incremento di efficienza nei servizi generali (esempio. illuminazione, aria compressa), in un maggior impiego di motori elettrici ad alta efficienza e in una maggior diffusione degli inverter.

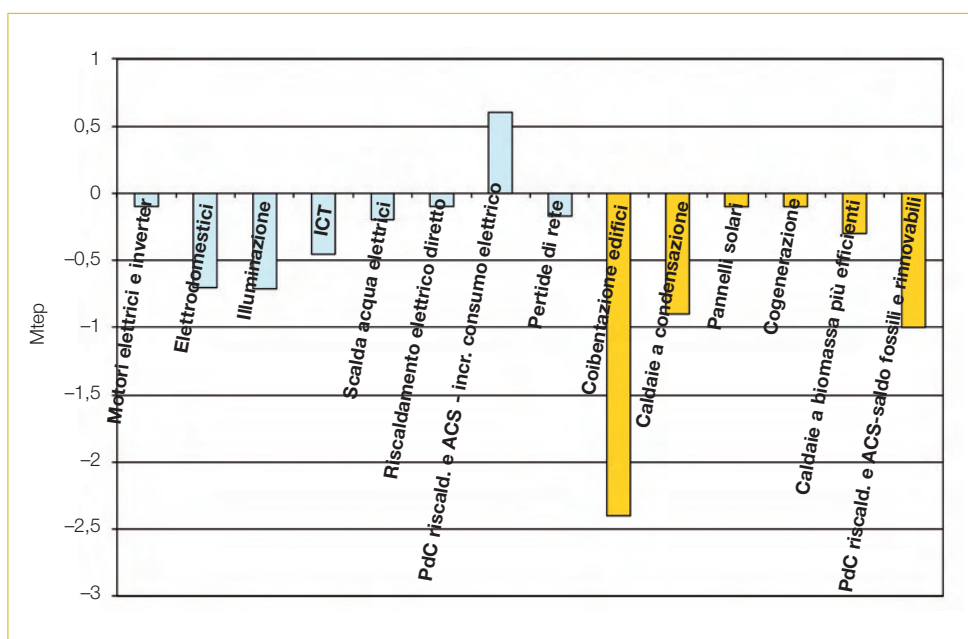


Figura 4 Riduzioni del Consumo Finale Lordo nello scenario di efficienza energetica supplementare del PAN per settore civile [Fonte: elaborazioni RSE].

scenari energetici

I risparmi più importanti deriveranno da interventi per il miglior impiego e/o il recupero dell'energia termica nelle lavorazioni di processo, grazie ad esempio ad una maggior penetrazione della cogenerazione ad alto rendimento. La riduzione del consumo sarà maggiore nei comparti industriali, per i quali il peso economico della bolletta energetica incide tra il 5 e il 15% sul valore aggiunto (esempio, alimentare, tessile, ceramiche, piastrelle, vetro): tale valore, sebbene importante, spesso nel passato non ha giustificato economicamente l'adozione di misure tecnologiche in grado di generare risparmi di energia⁶.

Anche nel settore dell'industria è importante che l'incremento della produzione di calore (eventualmente in cogenerazione) da fonti rinnovabili, atteso nel comparto agroalimentare, della filiera legno e del cemento anche attraverso la valorizzazione energetica degli scarti dei processi produttivi, si accompagni a processi di trasformazione energetica che riducano al minimo le perdite, al fine di non incrementare il consumo complessivo di energia e penalizzare quindi l'efficienza energetica.

Infine, per quanto riguarda il settore dei trasporti, sono previste importanti misure strutturali di gestione della mobilità, oltre che il rinnovo accelerato del parco circolante di autovetture e di veicoli commerciali leggeri, in grado di ridurre i

consumi. Nella **figura 6** sono riassunte le stime da parte di RSE dei contributi di riduzione dei consumi da parte delle singole azioni di riduzione straordinarie.

Occorre anche sottolineare un incremento del trasporto elettrico, grazie sia ad una significativa diffusione di auto elettriche alimentate dalla rete (plug-in) – circa 1 milione al 2020 – in sostituzione di auto alimentate da motore a combustione interna, sia ad un incremento del trasporto pubblico elettrico (metropolitane, treni).

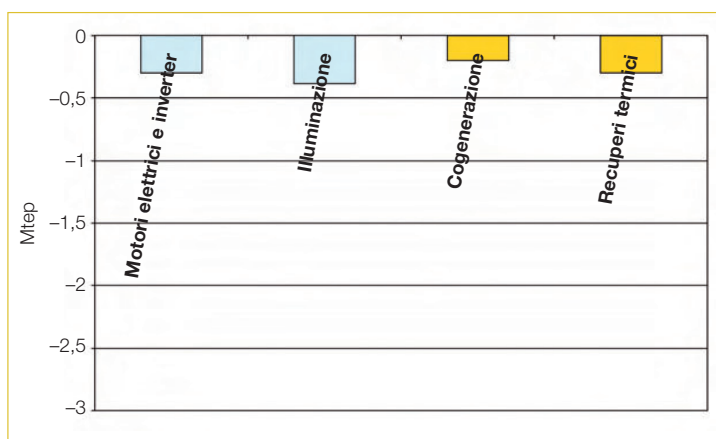


Figura 5 Riduzioni del Consumo Finale Lordo nello scenario di efficienza energetica supplementare del PAM per il settore industria [Fonte: elaborazioni RSE].

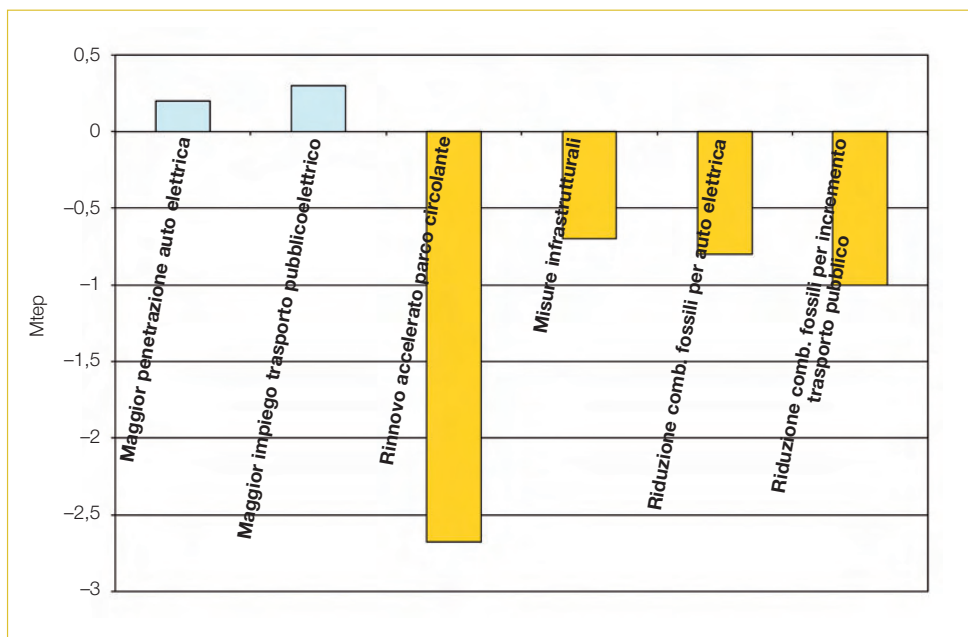
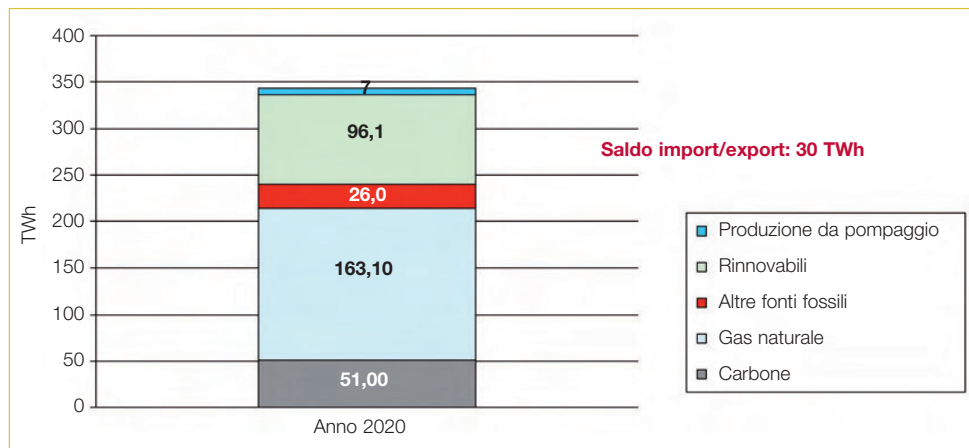


Figura 6 Riduzioni del Consumo Finale Lordo nello scenario di efficienza energetica supplementare del PAN per il settore dei trasporti [Fonte: elaborazioni RSE].

⁶ Per esempio, un'analisi parziale condotta sul settore dell'industria agroalimentare italiana, analizzando le prestazioni energetiche di alcune importanti e rappresentative realtà industriali e confrontando i dati medi di intensità energetica dei principali processi produttivi con quelli equivalenti riferibili alle Best Available Technologies descritte nei Bref dell'IPPC, ha consentito di verificare significativi spazi di miglioramento, seppure essi siano configurabili come potenzialità.

scenari energetici

Figura 7 Previsione produzione elettrica netta nazionale al 2020 [Fonte: elaborazioni RSE].



Il consumo di energia primaria

Come si è visto l'applicazione sinergica delle misure di efficienza energetica e di sviluppo delle rinnovabili previste dal PAN dovrebbe portare al 2020 ad un Consumo Finale Lordo pari a circa 133 Mtep. Tale valore è il risultato dell'aumento dei consumi delle FER abbinato ad una riduzione dei consumi delle fonti fossili.

L'effetto di tali azioni determina, dunque, un impatto sul bilancio dei consumi di energia primaria e sul rapporto delle fonti che lo compongono. Analizziamo dunque, in dettaglio, le principali conseguenze.

L'aspetto più importante è sicuramente l'energia elettrica: il PAN stima al 2020 un consumo elettrico finale lordo di circa 32,2 Mtep pari a circa 375 TWh.

Secondo stime RSE (figura 7) tale consumo sarà soddisfatto da una produzione elettrica netta da FER di circa 96 TWh (di cui 5,3 TWh in cogenerazione), da import per 30 TWh, mentre la restante quota sarà garantita dalla produzione termoelettrica, di cui circa 72 TWh da impianti in cogenerazione.

Per quanto riguarda la produzione termoelettrica da combustibili fossili, 163 TWh saranno prodotti da impianti a gas e 77 TWh da impianti alimentati da altri combustibili fossili (51 TWh da carbone). Una quota significativa, pari a 72 TWh, della suddetta produzione termoelettrica da combustibili fossili sarà prodotta da impianti in cogenerazione ad alto rendimento.

Il consumo di energia primaria corrispondente a queste produzioni elettriche nette è pari a:

- 168 TWh per la produzione elettrica da FER, assumendo un rendimento netto pari al 30% per gli impianti non cogenerativi e un rendimento complessivo (termico più elettrico) del 74% per gli impianti in cogenerazione;

- 550 TWh per la produzione elettrica da fonti fossili, assumendo un rendimento netto pari al 52% per gli impianti a gas naturale non cogenerativi e un rendimento netto pari al 43% per gli impianti alimentati da altre fonti fossili (prevalentemente carbone), non cogenerativi. Per quanto riguarda gli impianti cogenerativi si è assunto un rendimento complessivo (termico più elettrico) che varia dal 56% al 74% a seconda del combustibile utilizzato e della data di costruzione;

- 30 TWh da importazioni.

Grazie all'impiego di impianti in cogenerazione, l'energia utile risultante dai sopracitati quantitativi di energia primaria include, in aggiunta ai 375 TWh di energia elettrica, anche 62,8 TWh di calore (di cui 7 TWh da fonti rinnovabili) impiegati per soddisfare i fabbisogni termici nel settore civile, industria e agricoltura. Per differenza tra il consumo di energia primaria e la produzione di energia elettrica e calore si ottengono le perdite di calore per la trasformazione in energia elettrica, pari a 311 TWh (26,7 Mtep).

Il valore del consumo di energia primaria che si ottiene da tale calcolo è pari a 168 Mtep, ed è molto prossimo all'obiettivo di 167 Mtep, che è il valore ottenuto riducendo del 20% il consumo di energia primaria nello scenario tendenziale del modello PRIMES 2007 (figura 8).

In sintesi quindi si può affermare che il conseguimento dell'obiettivo al 2020 sulle fonti rinnovabili (17% del Consumo Finale Lordo) secondo le ipotesi previste dal PAN consente di centrare anche l'obiettivo sull'efficienza energetica (riduzione del 20% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario tendenziale).

Dall'analisi appena svolta si evidenzia come una riduzione del consumo di energia primaria superiore al 20%, quale quella ipotizzata dal recente emendamento alla Direttiva Efficienza Energetica

scenari energetici

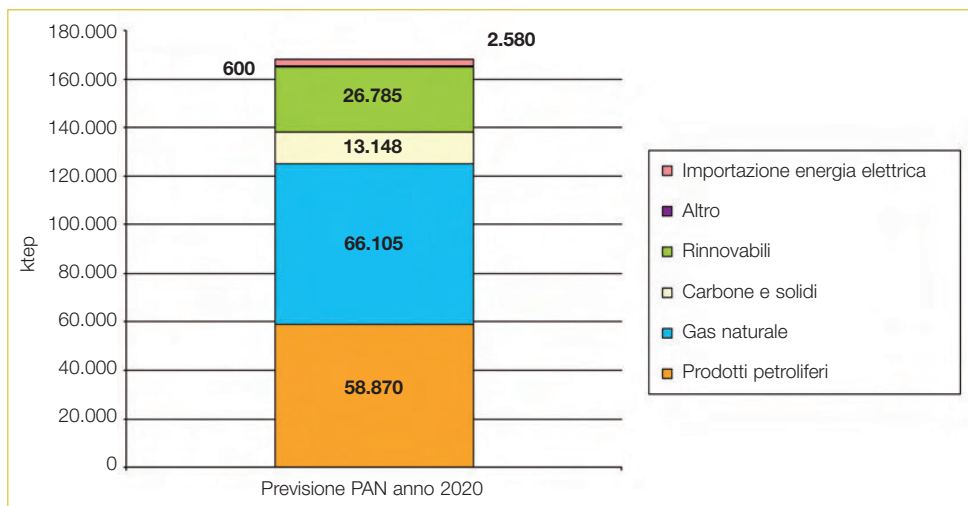


Figura 8 Ripartizione per fonte del consumo di energia primaria al 2020 [Fonte: elaborazioni RSE].

approvato dalla Commissione ITRE del Parlamento Europeo (-23,5% per l'Italia), richiederebbe ulteriori sforzi rispetto a quelli già previsti per il conseguimento degli obiettivi del PAN.

Conclusioni

Il PAN rappresenta la sintesi di due importanti impegni: garantire che al 2020 l'Italia possa assicurare che almeno il 17% dei propri consumi finali siano di origine rinnovabile, raggiungere l'obiettivo auspicato dall'Europa di ridurre del 20% i consumi di energia primaria rispetto al valore riferimento.

Entrambi gli obiettivi richiedono sforzi significativi e RSE ha sviluppato un'analisi per valutare lo sforzo che, prevedibilmente, sarà a carico di ciascuno dei settori interessati.

Complessivamente, per raggiungere entrambi gli obiettivi previsti sarà necessario agire sui consumi energetici mediante azioni supplementari rispetto agli scenari tendenziali, che contabilizzano le misure di efficienza già in atto o di prossima applicazione.

Le riduzioni derivanti da tale pacchetto di misure "di efficienza supplementare", pari ad un va-

lore di circa 12,6 Mtep (consumi finali), dovrebbe riguardare per circa il 50% il settore residenziale e terziario, per circa il 37% il settore dei trasporti e per il restante valore quello dell'industria.

Per conseguire tali obiettivi dovranno essere attuate misure di efficienza energetica in tutti i settori di consumo, coinvolgendo tutti gli impieghi energetici (esempio, illuminazione, riscaldamento, ecc.).

Complessivamente tali azioni, abbinate all'utilizzo delle migliori tecnologie di trasformazione dell'energia elettrica e all'utilizzo significativo della cogenerazione ed alla conseguente valorizzazione del calore prodotto, consentiranno all'Italia di ridurre, entro il 2020, i consumi di energia primaria a circa 167 Mtep, quindi in linea con gli obiettivi richiesti dall'Europa in tema di efficienza energetica, assumendo che la riduzione del 20% dei consumi di energia primaria sia ripartita equamente su tutti gli Stati Membri. Viceversa, lo scenario previsto dal PAN dovrebbe essere significativamente rivisto se la riduzione del consumo di energia primaria richiesta al nostro Paese fosse maggiore, come previsto dal recente emendamento alla Direttiva Efficienza Energetica approvato dalla Commissione ITRE del Parlamento Europeo.

bibliografia

[1] Piano di Azione italiano per l'Efficienza Energetica (PAEE), MiSE, luglio 2011.

[2] **Confindustria**: *Task force efficienza energetica. Proposte di Confindustria per il Piano Straordinario di efficienza energetica 2010*. 2010.

1 Scenari energetici: *gli articoli*

IEEE

2015

A methodology to assess the impact of 2030 EU climate and energy targets on the national power systems: the Italian case

Fabio Lanati, Alberto Gelmini, Michele Benini, Massimo Gallanti
Energy System Development department
RSE (Ricerca sul Sistema Energetico)
via Rubattino n° 54, 20134 Milano, Italy
fabio.lanati@rse-web.it

Abstract - On October 23rd, 2014 the European Council confirmed the targets for the new 2030 climate and energy policy. In this paper we present a methodology to assess the impact of the achievement of such targets on the development and on the operation of the power system, to determine the necessary investments on infrastructures by means of a cost-benefit analysis based on simulations and to estimate the effects on the electricity cost. The methodology has been applied to the Italian case by RSE, starting from a scenario, developed by ENEA, where the Italian energy system in 2030 achieves a 36% reduction of CO₂ emissions compared to 2005 levels, in line with the EU targets. Using s-MTSIM, a simulation model of the Italian power system developed by RSE, the main criticalities (congestion, overgeneration, energy not supplied, etc.) have been identified and quantified. Then, the measures to upgrade the transmission and distribution networks and to increase the flexibility of the generation set, needed to mitigate the impact of such critical issues, have been valued on the basis of a cost/benefit analysis. Finally, the amount of the investments needed and the impact on electricity cost for end users have been estimated.

Index Terms - Climate and energy policy, Cost-benefit analysis, Power system simulation, Renewable generation, CO₂ emissions, 2030.

I. INTRODUCTION

On January 22nd, 2014 the European Commission presented a Communication [1] proposing new targets for the climate and energy policy in 2030:

- a reduction of greenhouse gas emissions by 40% compared to 1990; this objective would be achieved through the mechanism of exchange of CO₂ emissions allowances (Emissions Trading System – ETS) while, for non-ETS sectors, binding targets would be assigned to Member States;
- a 27% share of renewable energy in gross final energy consumption (binding at EU level).

In October 2014, the Council reached the expected agreement on the Commission's proposal [2], confirming the aforementioned two targets previously proposed by the Commission. The Council has also proposed a non-binding indicative target for energy efficiency resulting in a reduction of 27% of future consumptions compared to current projections, indicating that this percentage will be re-assessed in 2020 with a view to a possible increase to 30%.

The original Commission's proposal was accompanied by an impact assessment study [3] which provided information on the efforts to be made by Member States to achieve the overall objective. The approach measures the required additional efforts with respect to the situation that is expected to be reached in 2030 only on the basis of policies and measures already in force at the beginning of 2012. According to this analysis, without additional measures, in 2030 compared to 2005, Germany and the UK will reduce emissions of greenhouse gases, respectively, by 35% and 38%, France's reduction would be 28%, while Italy would reach -30%. Thus, the same countries are required to make additional efforts (depending on how the EU objective will be shared) between -6% and -8% for Germany, between -7% and -10% for the United Kingdom, between -9% and -12% for France and between -6% and -10% for Italy.

Within this context, RSE and ENEA, the leading Italian energy research centers, have been requested by the Italian Government to carry out an analysis of the impact on the national energy system of the new 2030 climate and energy package, assuming that Italy is assigned a target of CO₂ emissions reduction of 36% compared to 2005, in line with the above mentioned estimates.

The analysis is not limited to assessing the needed investments, but also the actions and the incentives to support the investments. Moreover, the complexity and specific constraints of the power system require more detailed analyses than what is allowed by the energy models used for

This work has been financed by the Research Fund for the Italian Electrical System under the Contract Agreement between RSE S.p.A. and the Ministry of Economic Development - General Directorate for Nuclear Energy, Renewable Energy and Energy Efficiency.

the Impact Assessment. In particular, hourly dispatching and flexibility constraints of conventional generation set, hourly zonal load and production profiles of intermittent renewable energy sources, transmission network constraints and impact of congestion are far beyond the modelling and computational capabilities of the PRIMES European energy model used by the Commission, therefore we followed a hierarchical approach: a scenario analysis for the overall Italian energy system has been carried out by ENEA with its national energy model (TIMES-Italia), thus setting the boundary conditions for a detailed study of the impact on the Italian power system carried out by RSE, with a specific simulation model (s-MTSIM).

II. FROM THE ITALIAN 2030 OVERALL ENERGY SCENARIO TO THE POWER SYSTEM SIMULATION

Using the model of the Italian energy system TIMES-Italia [4], ENEA identified the mix of energy sources and technologies capable of meeting the demand for energy services expected till 2030 and to achieve the goal of reducing CO₂ emissions at minimum cost, thus defining the “-36%” scenario. In the model, constraints about specific sectorial CO₂ emissions targets were not imposed, nor it was bound to reach a specific amount regarding the penetration of renewables. ENEA also outlined a “Reference” scenario that defines the trends followed by the energy system without the additional measures required to achieve the objective in 2030.

In the “-36%” scenario, contributions to CO₂ reductions would come mainly from electricity generation (which reduces its emissions by 51% compared to 2005), as well as from the tertiary sector (that reduces by 42%) and from the transport sector (that reduces by 23%).

A strong contribution should come from energy efficiency: the primary energy demand in 2030 would fall by 22% compared to 2005 and by 13% compared to the “Reference” scenario. The reduction of demand would affect mainly natural gas (-34% compared to the consumption of 2005) and oil products (-45.5% compared to 2005), while renewables continue to grow. Even the total final consumption would decrease significantly (-18%), and it would be supplied by renewable sources with a share of about 26%, a percentage close to the 27% target for the whole EU.

This would lead, compared to the “Reference” scenario, to a saving in the energy bill of about 18 billion € in 2030.

The “-36%” scenario is characterized by an increase of electrification in all sectors, including transport, while the mix of electricity generation would change significantly compared to 2013 production. Natural gas would decrease by about 18%, coal would increase by 22%, while renewable sources would account for 54% of production (39% in 2013) and would cover nearly 50% of gross consumption, especially for the large increase of biomass, solar and wind power.

The “-36%” scenario is characterized by a strong development of renewable electric sources (RES-E) with a production, in 2030, by more than 50% higher than in the year 2013. This development is mainly due to intermittent (non-programmable) renewable sources, which today have

dispatching priority. It would also show a significant growth of high-efficiency cogeneration plants, characterized by a low operational flexibility and that have dispatching priority today, too. The result is a further reduction of the share covered by the dispatchable generation plants, the only ones currently able to provide the reserve and balancing services essential to ensure a safe operation of the system, that are more and more necessary considering the increasing level of uncertainty introduced by renewable sources.

TABLE I. shows the contributions of the different sources to cover the gross domestic electricity consumption (GDC) in 2013 and in the 2030 “Reference” and “-36%” scenarios. The table also shows the percentage of RES-E production on the overall production and on GDC.

TABLE I. ELECTRICITY NET PRODUCTION AND GDC IN ITALY IN 2013 AND IN THE 2030 “REFERENCE” AND “-36%” SCENARIOS [TWh]

Source	2013	“Reference”	“-36%”
		Scenario	Scenario
		2030	2030
Natural Gas	106.0	176.6	87.0
Coal	40.8	43.3	49.8
Oil and others	20.3	1.6	1.2
RES	109.8	133.2	168.1
Photovoltaic	21.2	29.0	46.2
Concentrated Solar Power	-	2.9	5.2
Onshore wind	14.8	21.7	19.2
Offshore wind	-	3.9	5.2
Geothermal	5.3	8.4	10.2
Hydroelectric	52.2	49.4	50.9
Bioenergies	16.3	17.9	31.2
Pumped storage	1.9	5.6	5.6
Total production	279	360	312
Net Imports	42.1	31.6	31.5
Gross Domestic Consumption	332	404	354
% RES/Production	39%	37%	54%
% RES/GDC	33%	33%	47%

While the share of “rigid” generation (intermittent renewable sources and cogeneration) shows such a significant increase, the electricity demand (network losses included), on the contrary, shows a particularly low growth in the “-36%” scenario, with a value in 2030 (equal to 342 TWh) higher than the one of 2013 (equal to 318,5 TWh) by only about 7%, and comparable to the value reached in 2007 (340 TWh).

As above mentioned, these are the boundary conditions we took as a reference for an in-depth analysis of the main criticalities that would affect the power system and of the measures to tackle with them.

In such a scenario, significant problems arise in terms of network congestion, excess production by non-programmable sources at certain times and, more in general, a low flexibility of the generation set no longer sufficient to ensure system security. The high penetration of distributed generation also causes a progressive transformation of distribution networks from passive to active ones, thus requiring an evolution towards the concept of “smart grids”.

III. METHODOLOGY AND TOOLS

Through various simulations of the power system and of the electricity market in 2030, carried out using the s-MTSIM simulator developed by RSE [5][6][7], the main criticalities for the safe operation of the power system have been identified and quantified, together with the required interventions (such as upgrading the network infrastructure and increasing the flexibility of the generation set) to mitigate the impact of such critical issues.

s-MTSIM (*Stochastic Medium Term SIMulator*) is a zonal¹ electricity market simulator able to determine the hourly dispatching of the generation set and the clearing of the market over an annual time horizon, calculating the hourly marginal price for each market zone, fuel consumption and cost for each thermal power plant, emissions of CO₂ (and of other pollutants) and related costs for emissions allowances, revenues, variable profits and market shares of the modelled generation companies, as well as power flows on the interconnections between market zones. s-MTSIM can provide also information about the level of inter-zonal congestion, the amount of overgeneration, of energy not supplied and the lack of available reserve capacity.

The starting point of the simulations was the set of results of the “-36%” overall energy system scenario, relevant to the power system (annual electricity demand, renewable energy and cogeneration production, dispatchable conventional installed capacity, net imports, fuel and CO₂ emissions allowances prices, etc.). Then, we proceeded as follows [8]:

- the annual electricity demand, as well as renewable energy and cogeneration production were allocated to the different market zones and profiled on an hourly basis, together with net imports;
- the set of dispatchable conventional generators, with their specific characteristics in terms of minimum / maximum power, consumption curve, flexibility and availability rates was configured;
- the reserve margins for each market zone required for the secure operation of the system were calculated with a specific algorithm [9], taking into account load, photovoltaic and wind generation typical forecasting errors and thermal units failure rates;
- on the basis of the above mentioned information, using s-MTSIM, simulations of power system operation were carried out in order to highlight and quantify the main critical issues;
- then, different measures to address the detected criticalities were progressively introduced, quantifying them with specific simulations able to determine their cost/benefit ratio;
- moreover, further assessments of development costs of distribution networks and of incentives to renewable sources needed to ensure their development were carried out;

¹ The Italian electricity market is composed of six zones, i.e. NO: North, CN: Center-North, CS: Center-South, SU: South, SA: Sardinia, SI: Sicily.

- finally, the total costs arising from the overall implementation of all the considered measures were evaluated and their impact on the cost of energy for end users was estimated.

IV. PROBLEMS AND SOLUTIONS

The large development of non-programmable renewables and cogeneration (i.e. non-dispatchable generation), along with a very limited growth of electricity demand significantly reduces the share of dispatchable generation, able to provide dispatching services. Fig. 1 shows the hourly average share of non-dispatchable production on total electricity demand in the considered 2030 scenario. This share is almost always greater than 40% and, in the middle of the day, characterized by the highest photovoltaic production, reaches levels around 70-80% and close to 100% in spring².

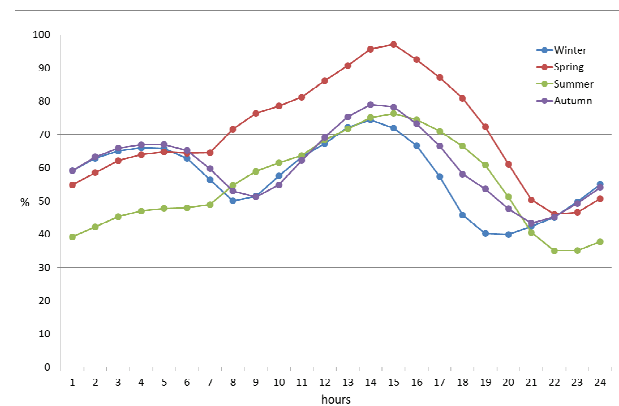


Fig. 1 Hourly average share of non-dispatchable production on total electricity demand in 2030.

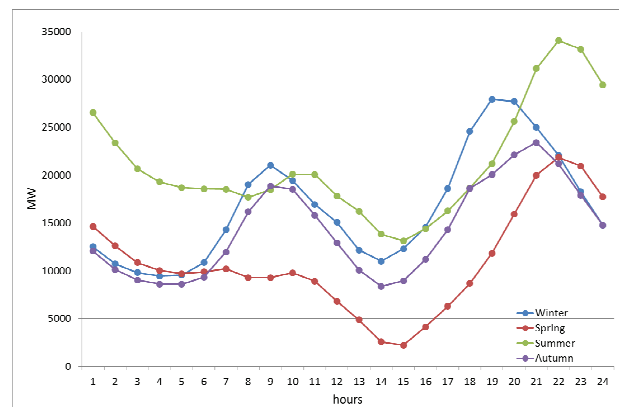


Fig. 2 - Hourly average residual demand, to be supplied by dispatchable power plants and imports in 2030.

Fig. 2 shows the hourly average residual demand, to be supplied by dispatchable power plants and imports. The residual demand, at night and in the hours of highest

² The situation in summer, which is characterized by a high photovoltaic production, too, is less critical than the situation in spring because of the higher demand due to space cooling in the residential and tertiary sectors.

photovoltaic production often reaches levels below 10 GW, with extremes of a few thousand MW in the early hours of the afternoon in spring. The limited share that remains available during certain hours for conventional generation could make it difficult to ensure adequate reserve margins and regulating capacity for the secure operation of the system.

The results of the simulations show significant inter-zonal network congestion between Center-North and North and between Center-North and Center-South. Moreover, there are non-negligible overgeneration phenomena due to the high levels of non-dispatchable generation, to low demand and to the limited flexibility of thermal power plants. Such low flexibility causes also events of energy not supplied, particularly frequent in Sicily, as well as difficulties in ensuring the necessary reserve margins, especially in the South zone and in Sicily. The high penetration of distributed generation causes also a significant impact on the operation of distribution networks.

The possible solutions, valued on the basis of cost/benefit analyses, are described below, specifying also the required investment costs.

- 1) Full implementation of the 2013 Transmission Network Development Plan proposed by the Italian TSO Terna [10] (investment: 7.9 billion €).
- 2) Further development, compared to the Development Plan, of the transport capacity of the transmission network between the Center-North market zone and the North and Center-South market zones (+1500 MW from Center-North to North and +1000 MW in the opposite direction and in both directions between Center-South and Center-North; investment: 2.1 billion €), in order to reduce the level of congestion that occurs on these interconnections.
- 3) Increasing the flexibility of the generation set, necessary for the provision of dispatching and balancing services, in a context of high penetration of non-programmable renewable sources. The main measures considered are:
 - installation of storage systems in the Center-South, South, Sicily and Sardinia market zones for a total of 1,7 GW (investment: 1,7 billion € in case of construction of pumped storage hydroelectric power plants);
 - measures to improve flexibility of existing CCGT plants, mainly in terms of reduction of start-up time (investment: 500 million €).
- 4) Strengthening and upgrading of distribution networks making them “smarter”, in order to cope with the wide diffusion of distributed generation (photovoltaic, biomass and mini cogeneration): development and improvement of primary and secondary substations, of operations centers and of metering systems, as well as deployment of a fast charging infrastructure for electric vehicles, which are one of the main measures to increase efficiency in the transport sector (investment: 9 billion €).

In Fig. 3 the results of the market simulation after the implementation of the foreseen measures are reported (zonal prices are shown inside each box in €/MWh). Congestion is reduced to acceptable values, there is no more overgeneration and lack of reserve capacity and energy not supplied is negligible.

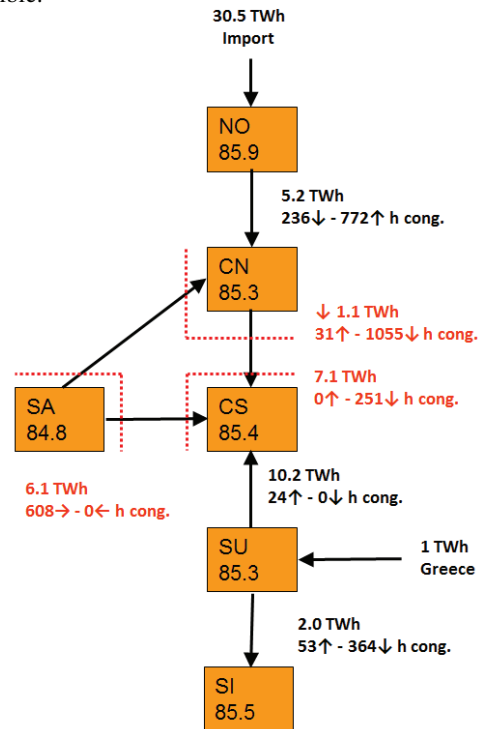


Fig. 3 - Results of the market simulation after the implementation of the foreseen measures (“h cong.” = number of hours when congestion occurs).

TABLE II. ELECTRICITY BILL IN ITALY

	2013	2030	2030
	Million €	“Reference” Scenario Million €	“-36%” Scenario Million €
Energy costs	18945	34700	29770
Dispatching costs	3445	4840	5320
Marketing and sales	1397	1320	1200
Grid costs (T&D)	7521	8850	9520
of which transmission	1532	2450	2700
of which distribution	5877	6400	6820
System charges	14062	9990	11930
of which A3 component	12763	8610	10000
Taxes	2405	3500	3465
Total	47775	63200	61205
Average unit cost of electricity VAT excluded (c€/kWh)	16.1	17.7	18.9

TABLE II. shows the expected evolution of the main costs of the electricity bill and the average cost of electric energy for end users [11]. The data refer to the actual situation in 2013, the expected changes in the “Reference” scenario and further changes needed to achieve the target in the “-36%” scenario.

“System charges” have a significant weight due mainly to the A3 component that includes the costs of renewables subsidies: in this respect, we assumed to provide new renewable power plants with the minimum incentive necessary to allow them to achieve the market parity, i.e. to bring their production costs minus the incentives in line with those of the marginal generation technology, i.e. CCGT.

V. CONCLUSIONS

Realizing in Italy the “-36%” scenario in line with the objectives of the European climate and energy policy for 2030, would allow to avoid emissions in the period 2014-2030 for about 440 million tons of CO₂ (54 Mt only in 2030) compared to the “Reference” scenario.

To achieve the desired emissions reduction in 2030, Italy need to focus on interventions in the following areas:

- a significant shift in the mix of energy sources from fossil fuels to renewable sources (especially in the electricity sector);
- increase of the use of renewable energy sources for heating, both in the building and in the industry sectors;
- increase of energy efficiency measures in all areas, and particularly in the civil sector;
- increase of heat recovery in industrial processes and in the production of electricity;
- greater electrification of consumption, including the transport sector (heat pumps, electric vehicles);
- further development of the transmission and distribution networks and of flexibility resources in the power system (e.g. storage systems) to ensure a secure operation.

All these additional investments, that the country should support, have been evaluated by ENEA and RSE approximately equal to 337 billion € (cumulative 2014-2030) in terms of higher cost compared to the “Reference” scenario.

Climate and energy policy targets for 2030 seem challenging for the power system, that will be characterized by a further large development of renewable sources that will still require subsidies (although lower than the levels of recent years) and specific supporting policies, such as:

- a “minimum incentive” for new renewable sources plants not yet in “market parity”, approximately equal to 43 billion € (cumulative 2014-2030);

- a permanent exemption from the payment of network and system charges for the energy produced, and self-consumed, from renewable sources and high-efficiency cogeneration, while preserving the “net metering” mechanism for small plants;
- a significant tax deduction for small photovoltaic systems installed on buildings, approximately equal to 3 billion € (cumulative 2014-2030).

A high renewable share in the power system requires new investments in networks and in system flexibility (estimated over 20 billion € in this paper) and an increase of dispatching costs, resulting, together with RES incentives, in an increase of the average cost of electricity for end users by about 8% compared to the “Reference” scenario and by 20% compared to the 2013 value.

REFERENCES

- [1] European Commission, “A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030”, COM(2014) 15, 22 January 2014.
- [2] European Council, “Conclusions on 2030 Climate and Energy Policy Framework”, SN 79/14, Brussels, 23-24 October 2014.
- [3] European Commission, “IMPACT ASSESSMENT - Accompanying the Communication A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030”, SWD (2014) 15, 22 January 2014.
- [4] ENEA, “Rapporto Energia e Ambiente – Scenari e Strategie 2013”, 2014. Available: <http://www.enea.it/produzione-scientifica/rapporto-energia-e-ambiente-1/rapporto-energia-e-ambiente-scenari-e-strategie-2013>, in Italian.
- [5] D. Siface, M.T. Vespucci, A. Gelmini, “Solution of the mixed integer large scale unit commitment problem by means of a continuous Stochastic linear programming model”, Energy Systems, No 2013, DOI 10.1007/s12667-013-0107-z.
- [6] D. Siface, A. Gelmini, M.T. Vespucci, “Development of the stochastic medium-term market simulation model s-MTSIM”, Proceedings of PMAPS 2012, Istanbul, Turkey, June 10-14, 2012.
- [7] D. Siface, A. Gelmini, M. Benini, M. T. Vespucci, “Assessment of the impact of RES uncertainty on the Italian power system in a 2020 scenario by means of stochastic programming”, 25th European Conference on Operational Research, Vilnius, Lithuania, 8-11 July, 2012.
- [8] M. Benini, A. Gelmini, D. Siface, A. Taverna, “Analisi di impatto sul sistema elettrico dello sviluppo delle fonti rinnovabili in scenari 2030 e valutazione degli interventi per farvi fronte”, report RdS n. 15000207, 31 January 2015, in Italian.
- [9] A. Iaria, E. Gaglioti: “Valutazione dei requisiti di riserva terziaria di sostituzione a salire nel Sistema Elettrico italiano: un approccio probabilistico”, L’Energia Elettrica, n° 4, vol. 90, 2013, in Italian.
- [10] TERNA, “Piano di Sviluppo della Rete 2013”, 2013, in Italian.
- [11] RSE, “Energia Elettrica, anatomia dei costi”, RSEview, October 2014, ISBN 978-907527-7-3 – Available: <http://www.rse-web.it/monografie/Energia-elettrica-anatomia-dei-costi.page>, in Italian.

ROSARIA FAUSTA ROMANO

Ministero dello Sviluppo Economico
Direttore generale per l'approvvigionamento,
l'efficienza e la competitività energetica

Nel ricordare Massimo Gallanti la prima cosa che torna in mente, non senza emozione, è il suo sorriso. Era, in fondo, la testimonianza della pacatezza con cui Massimo ha sempre affrontato il lavoro e, al contempo, il riflesso della tranquillità di chi conosce a fondo la materia di cui va discutendo.

Ed è proprio grazie a quella sua profonda e rassicurante competenza che si è stabilita la solida collaborazione fra RSE e il Ministero dello Sviluppo Economico, basata sulla comune consapevolezza di dover integrare il mondo della conoscenza e le scelte di politica pubblica, operazione tanto necessaria in teoria e tuttavia tanto poco coltivata in pratica.

Questa collaborazione si è via via intensificata negli ultimi anni, anche in ragione della rinnovata scelta dell'Europa e anche del nostro Paese – dopo almeno un decennio all'insegna del mercato come priorità, quasi a volte in antitesi al ruolo delle politiche pubbliche – di adottare documenti di programmazione strategica in materia di energia, con la conseguente crescente necessità del contributo di RSE e del team di ricercatori guidato da Massimo Gallanti. E, in effetti, dopo un silenzio di 25 anni che durava dal piano energetico del 1988, nel 2013 è stata adottata una prima Strategia Energetica Nazionale, seguita da una nuova SEN nel 2017 e, oggi, dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

Al netto delle contingenze politiche del momento, la ragione principale del rilancio della programmazione strategica nel settore energetico è partita dalla necessità di ciascun Paese di raggiungere degli obiettivi – in materia di energie rinnovabili ed efficienza energetica, in primo luogo – non conseguibili con dinamiche di mercato e che dunque hanno richiesto, e richiedono ancora, scelte di politica pubblica, strumenti adeguati per raggiungerli e capacità di monitoraggio e correzione *on going*.

Oggi, dopo 10 anni di piani settoriali, il passaggio a pianificazioni integrate anche con gli obiettivi di sicurezza, economicità e competitività nasce dalla consapevolezza di dover regolare in maniera più completa la transizione – sempre più veloce – verso un sistema profondamente diverso, non più basato sulle fonti fossili. Si tratta di un cambiamento di grandissima complessità, una graduale rivoluzione che passerà, prima di tutto, dal disegno di una nuova architettura per il sistema e dalla sfida di realizzare tutte le infrastrutture necessarie, continuando a garantire sicurezza e affidabilità delle forniture. Un secondo passaggio, altrettanto complesso, riguarderà la definizione delle nuove regole di funzionamento di questo sistema: dalla necessaria revisione e aggiornamento del già complesso quadro normativo-regolatorio, fino al cambio di paradigma nei comportamenti e nell'approccio culturale, che interesserà progressivamente tutta la società civile. Il tutto, in un processo dinamico di cambiamenti del settore energetico e scelte di politiche attive non solo nazionali, ma europee se non anche internazionali.

In questo quadro, è stato chiaro come fosse necessario rafforzare la capacità di let-

tura del sistema energetico attraverso la costruzione di scenari di medio-lungo termine e l'apporto degli enti di ricerca pubblica che operano nel settore. Altrettanto forte è stata la necessità di verificare *ex ante* la sostenibilità tecnica e l'impatto più complessivo sul sistema energetico di alcune scelte che la politica era portata a fare, ponendo quindi dei vincoli di razionalità tecnica all'autonomia decisionale della politica.

In questo, è stato di fondamentale importanza il lavoro di Massimo Gallanti e del Dipartimento Sviluppo di Sistemi Energetici di RSE.

Un lavoro lungimirante, di cui abbiamo potuto beneficiare nella redazione degli scenari energetici prima per la SEN e poi, ancor più, per il PNIEC. Parliamo di scelte importanti, come quella del completo abbandono del carbone nella generazione elettrica, insieme a uno sfidante target di penetrazione delle fonti rinnovabili in special modo nel settore elettrico, che meritavano un lavoro fine, che consentisse al contempo di valutare la capacità del sistema di mantenere i requisiti di sicurezza, adeguatezza e flessibilità, esaminando variabili complesse come la progressiva interconnessione fra le diverse reti europee, sulla base di ipotesi relative alle dinamiche (ancora oggi non del tutto definite) delle politiche di *phase-out* da fossili e da nucleare adottate da alcuni Paesi europei.

E se gli scenari ci restituivano un sistema che cambiava il proprio assetto infrastrutturale, la sfida era quella di trovare chiavi di lettura che consentissero di costruire un futuro utile per il nostro sistema, in cui qualità ambientale si coniugasse con sicurezza, economicità, opportunità per i consumatori. Così, davanti a prospettive di forte crescita delle fonti rinnovabili a costi prevalentemente fissi, ci siamo più volte interrogati con Massimo Gallanti sul significato da dare ai valori di PUN che lo scenario restituiva "inerzialmente" oltre il 2030 e, più in generale, sulla necessità di riforma delle stesse regole di mercato, sempre avendo come stella polare l'efficienza e il benessere per i consumatori.

Nell'affrontare il PNIEC e i suoi scenari, abbiamo trattato il tema delle infrastrutture non solo dal punto di vista dei nuovi impianti, degli accumuli, del *sector coupling*, ma anche della diversa partecipazione dei consumatori. Pensiamo al caso delle comunità energetiche, novità introdotta dalle recenti direttive europee, che delinea la figura di consumatori 2.0 i quali, interagendo con reti ormai attive ad ogni livello di tensione, potranno consumare, produrre e scambiarsi energia. Una nuova ulteriore sfida, per la quale il lavoro di affiancamento di RSE è stato e sarà prezioso: la Commissione Europea ha ufficialmente affidato a RSE il ruolo di partner del MISE nel complesso compito di definire il quadro normativo e regolatorio per queste nuove configurazioni di autoconsumo.

Oggi, guardando a tutto questo lavoro, possiamo dire che entro il 2019, così come richiesto, l'Italia si è dotata di un Piano integrato energia e clima credibile e basato su solide basi tecnico-scientifiche. Di questo risultato, riconosciuto anche dalla Com-

missione Europea, dobbiamo certamente ringraziare, fra gli altri, Massimo Gallanti e il suo gruppo.

Domani, continueremo a lavorare per realizzare concretamente gli obiettivi che abbiamo tratteggiato insieme: la transizione verso le fonti rinnovabili, la riforma del mercato, la mobilità elettrica, le reti attive, il nuovo ruolo dei consumatori, sono fra le più grandi sfide che dovremo affrontare nei prossimi decenni e che, se vinte, segneranno il futuro del Paese.

In conclusione, si tratta di un lavoro, quello di Massimo, che ha guardato costantemente al futuro, con curiosità e generosità, e di cui non finiremo di ringraziarlo. E il messaggio e il compito che lascia a tutti noi credo sia proprio questo: una grande sfida tecnica nella costruzione di un domani migliore.

Sara Romano

Lo sviluppo del sistema elettrico ed energetico
Il contributo di 30 anni di ricerca di Massimo Gallanti

2

Mercato elettrico

Modelli, *Capacity market*, Tariffe

Gli articoli

2 Mercato elettrico: *gli articoli*

L'Energia Elettrica

gennaio/febbraio 2002

Il modello di mercato elettrico italiano

Massimo Gallanti *CESI SpA* Giancarlo Manzoni *AEI*

Alla luce delle recenti disposizioni emanate dal Gestore del Mercato e dal GRTN, si esaminano le modalità di funzionamento del mercato elettrico quando sarà operativa la Borsa dell'Energia.

1. Introduzione

Il D.lgs n. 79/99 ha istituito il mercato elettrico in Italia recependo la Direttiva 96/92/CE. Il decreto prevede che le unità di produzione ammesse a produrre ed il loro programma di produzione siano stabiliti direttamente dal Gestore del Mercato, in base ad un ordine di merito economico risultante da un mercato organizzato (la cosiddetta Borsa dell'energia), dove si incontrano le offerte di vendita e di acquisto dell'energia presentate dai soggetti che partecipano al mercato, per ciascuna unità di tempo e per ciascuna unità di produzione/consumo.

L'adozione del modello basato su tale "dispacciamento di merito" pone la Borsa dell'energia al centro dei processi secondo i quali si articolerà il mercato elettrico italiano. Tuttavia la compravendita di energia tramite il mercato organizzato dell'energia non sarà l'unica modalità di scambio consentita nel modello italiano. Anche dopo l'avvio della Borsa continuerà ad essere ammessa la contrattazione bilaterale fisica, sottoposta comunque a preventiva autorizzazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. L'autorizzazione può essere negata o condizionata qualora i contratti bilaterali pregiudichino la concorrenza o la sicurezza ed efficienza del sistema elettrico. Esulano anche dal dispacciamento di merito, nel senso che hanno precedenza, gli impianti da fonti rinnovabili e quelli essenziali per il corretto funzionamento del sistema.

In ottemperanza a quanto prescritto dal decre-

to 79/99, in data 27/6/2000 è stata costituita dal GRTN la società Gestore del Mercato (GME), che ha il compito di organizzare il mercato elettrico ed assicurarne la gestione economica: il GME assumerà la gestione delle offerte di acquisto e vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi, rendendo operativa la Borsa dell'energia.

In vista di questo obiettivo il GME ha predisposto la Disciplina del mercato elettrico (di seguito Disciplina), approvata dal Ministero dell'Industria lo scorso 9 maggio. La Disciplina definisce il modello organizzativo del mercato elettrico, stabilendo i singoli mercati che lo costituiscono, le modalità secondo le quali i mercati operano, i soggetti che vi parteciperanno ecc. Successivamente, il GME, in data 4/10/2001, ha presentato lo schema di Istruzioni alla Disciplina, che contiene le norme attuative ed i dettagli realizzativi del mercato elettrico. Le Istruzioni, dopo consultazione condotta presso operatori del mercato (inclusa la commissione AED), sono state trasmesse dal GME al Ministero per le Attività Produttive per l'approvazione.

Il GME completerà il quadro normativo per le funzioni che gli competono con la definizione delle Disposizioni tecniche di funzionamento, attese a breve.

In parallelo il GRTN ha definito le Regole di Dispacciamento, che disciplinano:

- i diritti e gli obblighi relativi al dispacciamento riguardanti il GRTN ed i soggetti che partecipano al mercato;
- le modalità tecniche, economiche e procedurali che il GRTN dovrà seguire nell'attuare il di-

spacciamento, conformemente alle direttive fornite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nella deliberazione n. 95/01 del 30/04/2001. Tale deliberazione concorre alla definizione del quadro generale entro il quale devono essere precisate le modalità di funzionamento del mercato elettrico, con particolare riferimento al servizio di dispacciamento.

Appare evidente che la definizione del quadro normativo che regolerà il mercato organizzato dell'energia è il risultato di un processo alquanto articolato; tuttavia è doveroso notare che tale articolazione è giustificata dalla complessità del sistema elettrico e dalla criticità che esso riveste nell'ambito di un paese economicamente avanzato, e dalla forte influenza che tali regole hanno sul corretto funzionamento del sistema stesso.

Sebbene ad oggi la data di avvio della Borsa dell'energia non sia stata ancora fissata, si può prevedere che essa si collocherà nella seconda metà del 2002, anche in considerazione del fatto che, per allora, la vendita di Eurogen da parte di ENEL sarà stata presumibilmente completata ed avviata quella di Interpower; il mercato potrà quindi contare su una pluralità di soggetti partecipanti anche sul lato della vendita.

2. Quali mercati

La struttura generale del mercato delineata dalla Disciplina prevede due tipi principali di mercati (figura 1).

- *I mercati per la compravendita dell'energia tra gli operatori.*

Da questi mercati, ai quali partecipano sia produttori che consumatori (direttamente o tramite grossisti), scaturisce la programmazione delle produzioni e dei consumi dell'energia per

ogni ora del giorno successivo e il relativo prezzo orario dell'energia scambiata. I mercati hanno luogo nel giorno che precede lo scambio di energia e nelle primissime ore della giornata in cui ha luogo lo scambio.

- *I mercati per l'approvvigionamento delle risorse per i servizi di sistema assicurati dal GRTN.* Questi dovranno assicurare al GRTN le disponibilità delle risorse per garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico e, allo stesso tempo, la qualità del servizio; in particolare tramite questi mercati sono acquisite, per ogni ora del giorno successivo, le risorse per i servizi di regolazione secondaria (frequenza/potenza) e terziaria (a salire e a scendere) e per il servizio di bilanciamento.

Oltre ai suddetti mercati il GME è chiamato a gestire il mercato dei certificati verdi, che attestano la produzione da fonti rinnovabili¹. I certificati verdi, che costituiscono lo strumento previsto dal decreto 79/99 per incentivare l'uso delle energie rinnovabili e ridurre le emissioni, superando il precedente meccanismo rappresentato dal Cip 6, sono contrattati nell'apposito mercato, organizzato dal GME con modalità simili a quelle dei mercati mobiliari: è prevista una sessione alla settimana nei mesi da gennaio a marzo ed una sessione al mese per i restanti mesi.

Infine è previsto dalla Disciplina che il GME promuova lo sviluppo della contrattazione di strumenti finanziari derivati sul prezzo dell'energia elettrica, al fine di fornire agli operatori adeguate possibilità per la copertura del rischio. I derivati (in particolare i contratti "future") consentiranno agli operatori di replicare in Borsa le caratteristiche dei vecchi contratti bilaterali, usufruendo dei vantaggi di stabilità di lungo periodo che da questi derivano, senza incorrere negli svantaggi di quel sistema ed in particolare nel rischio di controparte. Il GME intende creare al più presto un apposito mercato regolamentato, su cui scambiare strumenti finanziari standardizzati, con i vantaggi di liquidità di mercato e di eliminazione del rischio di controparte che questa soluzione comporta.

Nel seguito dell'articolo ci si sofferma sulle caratteristiche e la modalità di funzionamento dei mercati per lo scambio dell'energia e dei merca-

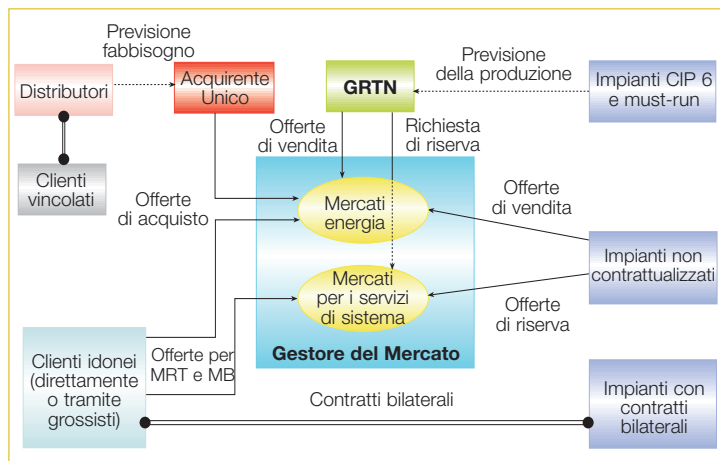


Figura 1 Assetto di riferimento del mercato elettrico.

¹ Ogni "certificato verde" attesta la produzione da fonti rinnovabili di nuova costruzione di una quantità di energia pari a 100 MWh. Annualmente i produttori hanno l'obbligo di immettere una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili di nuova costruzione almeno pari ad una percentuale fissata (2% per il 2002) dell'energia convenzionale prodotta o importata nell'anno precedente. I produttori che non possono realizzare autonomamente questa quota, possono acquistarne i titoli da altri che ne producono in eccesso.

ti per i servizi di sistema, riprendendo quanto definito nella Disciplina e nello schema di Istruzioni del mercato elettrico, nonché nelle Regole di Dispacciamento.

3. I mercati dell'energia

I mercati per la compravendita dell'energia comprendono:

- *il mercato del giorno prima (MGP)*, dove hanno luogo le contrattazioni dell'energia scambiata fisicamente per ciascuna ora del giorno successivo. Il mercato si svolge il giorno che precede lo scambio fisico dell'energia, in un'unica sessione relativa a ciascuna ora del giorno successivo;
- *il mercato di aggiustamento (MA)*, dedicato alla contrattazione di variazioni di energia rispetto al programma orario scaturito dal mercato del giorno prima, al fine di correggerlo man mano che ci si avvicina al tempo reale. Il mercato di aggiustamento si svolge in due sessioni: la prima subito dopo la conclusione del mercato del giorno prima, la seconda nelle prime ore della giornata in cui ha luogo lo scambio.

Ad entrambi i mercati dell'energia partecipano sia la domanda che l'offerta (*double sided auction*).

Sul lato dell'offerta, sono ammesse unità di produzione di potenza nominale pari o superiore a 10 MVA. Lo stesso GRTN partecipa al mercato dell'energia offrendo l'energia delle unità essenziali alla sicurezza del sistema (must run) eventualmente contrattata, oltre a quella prodotta dalle unità di produzione in regime Cip 6².

Per quanto riguarda la domanda, partecipano ai mercati dell'energia i clienti liberi (direttamente o tramite i grossisti), l'Acquirente Unico, che acquista l'energia venduta dai distributori ai clienti vincolati, i produttori che dispongono di unità idroelettriche di pompaggio.

Possono inoltre partecipare al mercato produttori ed acquirenti esteri assegnatari di capacità di trasporto sulle linee di interconnessione o che

abbiano, a qualsiasi titolo, la possibilità di transitare sino alla o dalla frontiera italiana.

Entrambi i mercati sono basati sul modello dell'asta non discriminatoria tra operatori che presentano al GME offerte di acquisto/vendita di energia per ciascuna delle loro unità di produzione/consumo³, per ogni ora del giorno successivo. L'offerta è costituita da una o più coppie di valori relativi a potenza (MW) e prezzo (Euro/MWh) che:

- nel caso di offerte di vendita, esprimono la disponibilità del produttore a vendere la quantità di energia specificata nell'offerta ad un prezzo non inferiore a quello offerto;
- nel caso di offerte di acquisto, esprimono la disponibilità del consumatore ad acquistare la quantità di energia specificata ad un prezzo non superiore a quello offerto⁴.

Il GME verifica innanzitutto che le offerte ricevute siano formalmente corrette e coerenti con le caratteristiche tecniche delle unità di produzione/consumo⁵. Le offerte di vendita e di acquisto relative a ciascuna ora sono quindi cumulate⁶, in base al merito economico, nella curva di offerta aggregata e nella curva di domanda aggregata. Il punto di incrocio tra le due curve, corrispondente all'equilibrio di mercato, determina la quantità complessiva di energia scambiata nell'ora ed il relativo prezzo (prezzo di equilibrio del mercato) (figura 2). Si noti che il prezzo di equilibrio del mercato è pari al prezzo dell'ultima offerta (la più costosa) accettata. A tale prezzo sono valorizzate tutte le quantità di energia (venduta ed acquistata) accettate nell'ora. Per tale ragione, tale prezzo è detto anche "prezzo marginale".

Il prezzo di equilibrio viene poi riportato sulla curva di offerta di ciascuna unità di produzione/consumo (figura 3) per determinare le offerte preliminarmente accettate e la corrispondente quantità di potenza venduta/acquistata. Tali offerte sono infine sottoposte alla verifica di congestioni tra zone, come descritto nel paragrafo successivo.

Si noti che la Disciplina prevede che il GME risulti controparte economica nei confronti degli ope-

² Le offerte di vendita sul MGP sia delle unità essenziali alla sicurezza del sistema che delle unità di produzione in regime Cip 6 sono a prezzo nullo.

³ Al mercato sono ammesse le unità di produzione di potenza nominale pari o superiore ai 10 MVA. Ciascun gruppo termoelettrico di potenza nominale pari o superiore a 50 MVA è comunque considerato, ai fini del mercato, una singola unità di produzione. I gruppi termoelettrici di potenza inferiore ai 50 MVA, appartenenti alla stessa centrale, sono considerati una singola unità di produzione. Tutti i gruppi appartenenti ad una stessa centrale idroelettrica sono considerati una singola unità di produzione.

⁴ Un'offerta di acquisto può anche essere senza indicazione di prezzo, il che sta a significare che l'operatore che la presenta, non pone limitazioni di prezzo nell'acquisto della quantità specificata.

⁵ Per esempio una delle verifiche accerterà che la quantità offerta da un'unità di produzione non sia superiore al suo massimo tecnico.

⁶ La curva di offerta aggregata viene costruita ordinando secondo il prezzo crescente le quantità di energia relative a tutte le offerte di vendita. Parimenti, la curva di domanda aggregata viene costruita ordinando secondo il prezzo decrescente le quantità di energia relative a tutte le offerte di acquisto.

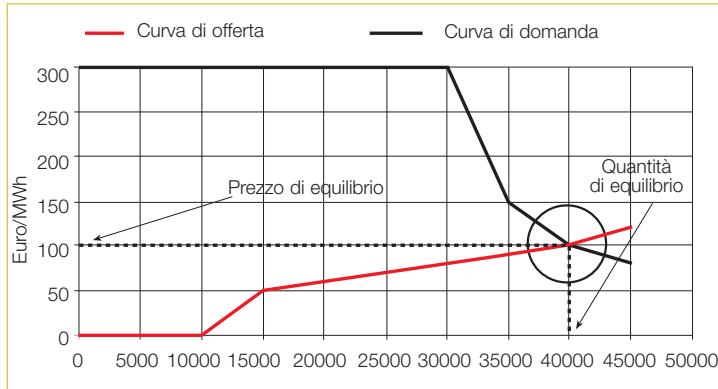


Figura 2 Incrocio offerta e domanda per la determinazione della quantità e del prezzo (Fonte: GME).

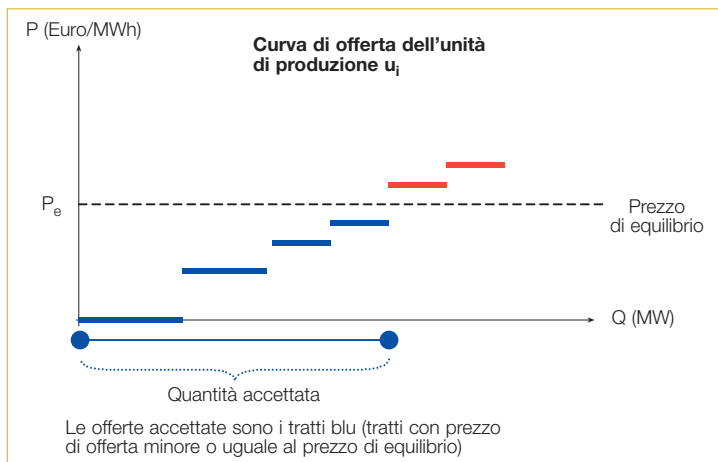


Figura 3 Determinazione della qualità di quantità accettata in ciascuna offerta.

ratori che acquistano energia, senza che da tale posizione il GME realizzi alcun profitto o perdita. Questa soluzione semplifica per gli operatori, la gestione delle partite economiche e ne riduce il rischio.

3.1. I prezzi zonali

Nella rete italiana, come nella maggior parte delle reti di trasmissione, esistono dei vincoli sull'entità dei flussi di potenza che transitano tra le diverse zone della rete; tali vincoli sono dovuti alla capacità finita di trasporto delle linee che costituiscono la rete di trasmissione elettrica. Il GRTN individua - e propone all'Autorità per approvazione - la suddivisione della rete in zone tra le quali la capacità di transito è limitata. Le zone saranno individuate operando una schematizzazione che tiene conto dei flussi di potenza tipici e degli sviluppi di rete a breve termine. Un esempio di possibile suddivisione in zone è riportata in **figura 4**. Oltre ai flussi tra le zone sono anche limitati i transiti da e verso le reti estere. All'interno di una

zona possono poi essere presenti insieme di gruppi di generazione geograficamente prossimi (esempio le centrali termoelettriche di Brindisi Sud e Brindisi Nord) - detti poli di produzione limitata - la cui connessione alla rete di trasmissione nazionale non consente di trasferire la massima potenza erogabile dall'insieme dei gruppi.

A causa di questi vincoli, le offerte di immissione e prelievo preliminarmente accettate risultanti dalle sessioni dei mercati dell'energia potrebbero non essere realizzabili, in quanto la procedura di risoluzione del mercato precedentemente descritta non tiene conto della collocazione delle unità di produzione e dei carichi rispetto alla rete.

Pertanto il GME procede a valutare le offerte preliminarmente accettate, rispetto ai valori dei transiti tra le zone (inclusi i poli di produzione limitata). Qualora l'entità di almeno un transito di energia tra zone limitrofe sia superiore al vincolo di scambio massimo, il GME attua un procedimento per la risoluzione della congestione, che mira ad aumentare la produzione (o diminuire il consumo, se questo è elastico rispetto al prezzo) nella zona che importa più energia di quanto permesso dalla connessione e, corrispondentemente, a diminuire la produzione (o aumentare i consumi, se questo è elastico rispetto al prezzo) nell'area esportatrice, fino a ripristinare il rispetto del vincolo di scambio tra zone. Questo procedimento comporta di intervenire sull'insieme delle offerte preliminarmente accettate, escludendone alcune ed aggiungendone altre.

In pratica il mercato viene suddiviso in più zone (quelle collegate da una connessione congestionata) ed entro ciascuna di esse si opera separatamente riportando ai limiti permessi gli scambi tra le stesse ed applicando per ciascuna zona la medesima procedura di incrocio della domanda e dell'offerta adottata per il mercato complessivo. Il risultato sarà un prezzo di mercato differente per ciascuna zona di mercato. In particolare, nella zona esportatrice il prezzo di equilibrio sarà più basso ed una parte delle offerte di vendita preliminarmente accettate (quelle a prezzo più alto) saranno rifiutate. Viceversa nella zona importatrice il prezzo di equilibrio sarà più alto ed una parte delle offerte di vendita precedentemente rifiutate saranno ora accettate.

In conclusione, in presenza di congestioni il prezzo di equilibrio di mercato non sarà più unico su tutta la rete nazionale, ma differenziato (prezzo zonale) nelle varie zone di mercato che si creano per effetto della congestione. In tal modo il mercato fornisce agli operatori un chiaro "segnale di prezzo" per la localizzazione dei nuovi impianti di produzione, lo sviluppo della rete e la

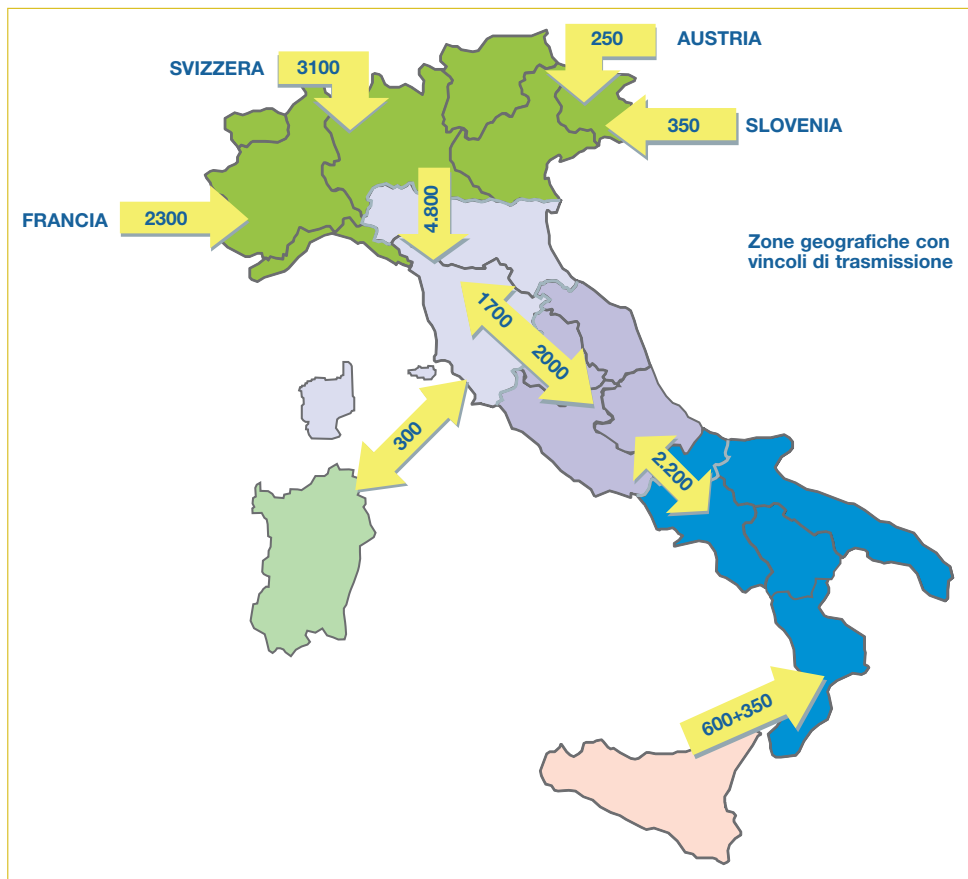


Figura 4 Esempio di suddivisione in zone geografiche di rete con vincoli di scambio (Fonte: GME).

collocazione dei carichi, che dovrebbe guidare ad uno sviluppo efficiente del sistema elettrico.

3.2. Scopo del mercato di aggiustamento (MA)

Come si è detto, il MA consente ai soggetti del mercato di rivedere a “programma” le posizioni di produzione/consumo scaturite dal MGP, senza dover ricorrere al mercato del bilanciamento, presumibilmente più costoso ed i cui prezzi sono noti solo *ex-post*, a transazione già avvenuta. Le modalità di svolgimento del MA sono del tutto simili a quelle del mercato dell’energia, con la differenza che al MA possono partecipare soltanto le unità che hanno già preso parte al mercato del giorno prima e le offerte di acquisto/vendita sono relative ai margini tra le capacità delle unità di produzione e consumo e le quantità accettate nei mercati precedenti.

La Disciplina prevede che il mercato di aggiustamento si articoli in due sessioni:

- la *prima sessione* (MA1), che ha luogo subito dopo il mercato del giorno prima;

- la *seconda sessione* (MA2), si svolge all’inizio dello stesso giorno a cui si riferiscono le offerte.

L’MA1 è rivolto principalmente alle unità di vendita, per consentire loro di rendere attuabili i programmi scaturiti dal mercato del giorno prima. La risoluzione del MGP - che, come si è visto, viene fatta separatamente per ciascuna delle 24 h del giorno successivo - potrebbe infatti portare ad un utilizzo delle unità di produzione non compatibile con i vincoli tecnici delle unità stesse (variazioni di carico tra un’ora non compatibili con le caratteristiche dinamiche di un’unità termoelettrica) o comunque non economico (esempio più fermate nella stessa giornata). Per ovviare a queste situazioni si consente al produttore, tramite opportune offerte sul MA1, di riaggiustare il programma di ciascun gruppo, al fine di renderlo fattibile e di eliminare programmazioni scarsamente efficienti. In particolare viene data facoltà di presentare offerte “bilanciate” tra più unità di produzione, cioè di raggruppare più offerte riferite ad unità differenti tali che le quantità (variazioni rispetto al programma del giorno prima) offerte si

equilibrino. Le offerte bilanciate hanno la priorità sulle altre offerte presentate nella sessione del mercato di aggiustamento.

L'MA2 consente invece agli operatori di rivedere i propri impegni di immissione e prelievo assunti sui precedenti mercati qualora nuovi eventi intervenuti, quali ad esempio il fuori servizio di un'unità di produzione o una variazione della domanda dovuta a condizioni meteorologiche non previste, lo richiedessero.

3.3. Programmi ai 15'

Il programma orario delle unità di produzione e di pompaggio scaturito dai mercati dell'energia deve essere trasformato dai titolari delle unità di produzione in un programma ai 15' e come tale fatto pervenire al GRTN. Il programma al quarto d'ora deve rispettare il vincolo che, in ciascuna ora, la somma della produzione nei quattro quarti d'ora della medesima ora sia uguale alla quantità oraria che l'unità ha acquisito nei mercati dell'energia. Il programma al quarto d'ora è vincolante ai fini del calcolo degli oneri di sbilanciamento (paragrafo 4.3.). La richiesta da parte del GRTN di disporre di programmi al quarto d'ora è giustificata dalla necessità di garantire il bilanciamento del sistema elettrico. Tale compito risulta particolarmente critico nei periodi di forte variazione di carico (esempio la presa di carico del mattino), durante i quali il GRTN deve disporre dei programmi di produzione ai 15', per seguire con più precisione le variazioni del carico e dotarsi delle adeguate risorse per il bilanciamento.

4. Mercati per l'approvvigionamento delle risorse per i servizi di sistema

Tramite i servizi di sistema, il GRTN garantisce la gestione in sicurezza del sistema elettrico e la qualità del servizio. Per garantire i servizi di sistema, il GRTN deve contare su risorse messe a disposizione dagli operatori del mercato, in particolare dalle unità di produzione. Le regole di dispacciamento stabiliscono le modalità di fornitura di tali risorse.

Alcuni servizi di sistema, quali la regolazione primaria della frequenza e la regolazione primaria e secondaria della tensione devono essere forniti obbligatoriamente dalle unità di produzione con caratteristiche definite (esempio la regolazione primaria deve essere fornita dai gruppi termici con potenza superiore ai 10 MVA); le unità di produ-

zione esentate sono comunque tenute a versare un contributo sostitutivo alla fornitura del servizio.

Altri servizi, quali il ripristino del sistema a seguito di disalimentazioni di vaste porzioni di rete (riaccensione dopo *black-out*), saranno acquisiti dal GRTN attraverso una procedura concorrenziale su base annua.

Infine vi sono servizi per i quali le risorse sono acquisite quotidianamente dal GRTN, tramite i mercati giornalieri dei servizi, e cioè:

- *il mercato per la risoluzione delle congestioni* (MCR), tramite il quale il GRTN approvvigiona le risorse per la risoluzione di congestioni presenti sulla rete a seguito del programma orario risultante dai mercati giornalieri dell'energia (MGP e MA1) e dai contratti bilaterali;
- *il mercato della riserva* (MR), che si articola in due sessioni attuate in sequenza:
 - a *mercato per la regolazione secondaria* (MRS), tramite il quale il GRTN acquisisce dalle unità di produzione i servizi per la regolazione secondaria frequenza/potenza;
 - b *mercato per la regolazione terziaria* (MRT), tramite il quale il GRTN si assicura la disponibilità di potenza con tempi di intervento più lunghi (dell'ordine delle decine di minuti) rispetto a quelli della riserva secondaria, per garantire il servizio di regolazione terziaria a salire e scendere;
- *il mercato di bilanciamento* (MB), che fornisce la disponibilità di variazioni di potenza, in riduzione ed aumento, per il bilanciamento in tempo reale tra la domanda e l'offerta di energia.

Le offerte per i suddetti mercati sono gestite dal GME, che si incarica della loro raccolta, della verifica di congruenza tecnica⁷ e del loro ordinamento secondo il merito economico. Le offerte così ordinate sono trasmesse al GRTN, che seleziona quelle da utilizzare per garantire i servizi di sistema. Il GME infine si occupa della liquidazione delle partite economiche relativamente alle offerte selezionate dal GRTN.

I mercati dei servizi di sistema includono anche il *mercato della riserva di ultima istanza* che, diversamente dai precedenti, è un mercato su base annuale gestito direttamente dal GRTN per l'acquisizione di capacità necessaria a coprire il fabbisogno, qualora gli impianti che partecipano al mercato dell'energia non offrano questa garanzia.

Nei paragrafi che seguono sono prese in esame in maggior dettaglio le caratteristiche dei mer-

⁷ Nel caso dei mercati dei servizi, le verifiche di congruenza sono in generale più articolate di quelle eseguite sulle offerte per il mercato dell'energia: per esempio nel mercato della regolazione terziaria occorrerà tenere presente, oltre ai valori di potenza minima e massima, anche dei vincoli di rampa a salire ed a scendere dell'unità di produzione.

cati giornalieri dei servizi e del mercato della riserva di ultima istanza.

4.1. Il mercato per la risoluzione delle congestioni (MRC)

Il rispetto dei vincoli di scambio tra le zone della rete - ottenuto applicando ai programmi orari di immissione e prelievo risultanti dai mercati dell'energia la procedura descritta al paragrafo 3.1. - non garantisce il rispetto del limite massimo di trasporto su ciascuna linea all'interno delle zone di rete o sulle singole linee che costituiscono una sezione di collegamento tra zone. È compito del GRTN verificare la compatibilità dei programmi orari con tali vincoli e, nel caso, intervenire sui programmi per eliminare la violazione dei vincoli.

Al fine di garantire al GRTN le risorse necessarie a variare i programmi orari di produzione e prelievo per eliminare le suddette, è stato istituito il MRC, dove vengono presentate le offerte di variazione ai programmi orari di immissione e prelievo risultate dal MA1. Al MRC partecipano:

- tutte le unità di produzione, che hanno l'obbligo di presentare offerte di vendita ed acquisto relativamente ai margini (a salire e a scendere) di potenza disponibile, riferiti al programma orario scaturito dai mercati dell'energia;
- le unità di consumo, che hanno facoltà di presentare offerte di vendita ed acquisto rispetto ai propri programmi orari.

Il MRC si svolge giornalmente, subito dopo la prima sessione del mercato di aggiustamento e, come per i mercati dell'energia, le offerte di variazione per unità di produzione/consumo sono costituite da coppie di valori relativi a potenza (MW) e prezzo (Euro/MWh) per ciascuna ora del giorno successivo. Le offerte di vendita esprimono la disponibilità dell'unità ad aumentare l'immissione in rete di energia o a ridurre il prelievo, mentre le offerte di acquisto esprimono la disponibilità a diminuire l'immissione o ad aumentarne il prelievo (sempre rispetto ai programmi orari di produzione/consumo).

Il GME raccoglie le offerte e le trasmette al GRTN, che le utilizza per modificare i programmi orari di produzione e consumo qualora siano riscontrate violazioni sui transiti nelle linee. Le offerte sono selezionate dal GRTN con l'obiettivo di minimizzare gli oneri derivanti dalla variazione del programma. Il GRTN comunica al GME le offerte di variazione accettate ora per ora; esse sono valorizzate ai prezzi unitari specificati in ciascuna offerta. Vengono remunerate esclusivamente le offerte di variazione selezionate dal GRTN.

4.2. Il mercato della riserva (MR)

Il MR è finalizzato a selezionare gli impianti che si impegnano a mantenere a disposizione del GRTN potenza in aumento ed in diminuzione per i servizi di regolazione secondaria e terziaria. Il MR si articola in due sessioni che hanno luogo in sequenza:

- la prima, mercato per l'approvvigionamento del servizio di regolazione secondaria (MRS);
- la seconda, mercato per la regolazione terziaria (MRT).

Al MRS possono partecipare esclusivamente le unità di produzione dotate di uno specifico apparato di regolazione in grado di essere comandato da un regolatore centralizzato, che interviene automaticamente per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema elettrico nazionale.

Al MRT possono partecipare invece sia unità di produzione che di consumo in grado di adattare manualmente, su richiesta del GRTN, l'immissione o il prelievo della propria potenza entro i tempi stabiliti per il servizio di regolazione terziaria. Le offerte presentabili alle sessioni del MR sono relative ai margini (a salire e a scendere) di potenza disponibile, riferiti ai risultati dei mercati dell'energia⁸.

Le due sessioni del MR si svolgono successivamente al MRC. È compito del GRTN definire il fabbisogno della regolazione secondaria e terziaria da acquisire nel mercato, per ciascuna ora del giorno successivo e per ciascuna zona di mercato.

4.2.1. Il mercato per il servizio di regolazione secondaria (MRS)

Nel MRS, le offerte sono costituite da coppie di valori che specificano la quantità (MW) di potenza offerta a salire ed a scendere (detta semi-banda di regolazione) ed il prezzo unitario per la potenza offerta (Euro/MW). La selezione delle offerte avviene secondo una procedura simile a quella dei mercati dell'energia: per ogni ora le offerte sono cumulate, in ordine non decrescente con il prezzo, in una curva di offerta aggregata; risultano accettate le offerte che, nella curva cumulata, sono al di sotto della quantità di riserva da acquistare specificata dal GRTN.

In ciascuna ora, il prezzo riconosciuto a tutte le offerte accettate è pari al prezzo unitario dell'offerta più costosa accettata (prezzo marginale). L'energia relativa alla potenza di regolazione secondaria accettata, qualora venga effettivamente utilizzata, è invece valorizzata al prezzo dell'e-

⁸ Nel caso della riserva terziaria, il margine deve tenere conto anche della potenza venduta sul mercato della riserva secondaria.

nergia del mercato del giorno prima, in quella stessa ora.

4.2.2. Il mercato per il servizio di regolazione terziaria (MRT)

Il MRT è finalizzato all'acquisizione delle risorse per le diverse tipologie di regolazione terziaria:

- *la regolazione terziaria a salire a 15 min* (o riserva pronta), costituita dall'incremento di immissione/decremento di prelievo che può essere attuato entro 15 min dalla richiesta del GRTN. Questa riserva ha lo scopo di ricostituire l'entità della regolazione secondaria frequenza/potenza a fronte di scostamenti del fabbisogno non previsti e/o avarie delle unità di produzione;
- *la regolazione terziaria a salire a 60 min* (o riserva di sostituzione), costituita dall'incremento di immissione/decremento di prelievo che può essere attuato entro 60 min dalla richiesta del GRTN. Questa riserva ha lo scopo di ricostituire l'entità della Riserva Pronta a fronte di scostamenti del fabbisogno non previsti e/o avarie delle unità di produzione, la cui durata sia di qualche ora;
- *la regolazione terziaria a scendere*, costituita da un decremento di immissione o un incremento di prelievo, che può essere attuato entro 15 min dalla richiesta del GRTN.

Al MRT partecipano le unità di produzione in parallelo con la rete, ma non eroganti la massima potenza, le unità di produzione in grado di sincronizzarsi con la rete in tempi contenuti (esempio unità idroelettriche e turbogas) ed i carichi in grado di ridurre, in tempi contenuti, il prelievo dalla rete.

Le offerte per le diverse tipologie di regolazione terziaria sono relative a ciascuna ora del giorno successivo e sono costituite da una terna di valori che specificano la quantità di potenza offerta (MW), il suo prezzo unitario (Euro/MW) ed il prezzo unitario (Euro/MWh) a cui viene remunerata l'energia, qualora la potenza offerta sia effettivamente impiegata dal GRTN.

Per ciascuna tipologia di regolazione le offerte vengono ordinate sulla base del valore non decrescente di una cifra di merito economico, costituita dall'indice di prezzo I, definito nel modo seguente:

- per la regolazione a salire: $I = P + u \cdot E$
- per la regolazione a scendere: $I = P - u \cdot E$

dove P è il prezzo per la potenza offerta, E è il prezzo per l'energia, u è il fattore convenzionale di utilizzazione delle unità di produzione e consumo definito dal GRTN per ciascuna tipologia di regolazione terziaria.

Con procedura simile a quella dei mercati del-

l'energia, le offerte sono cumulate, per ogni ora, in ordine non decrescente rispetto all'indice di prezzo; risultano accettate le offerte che, nella curva aggregata, sono al di sotto della quantità di riserva da acquistare specificata dal GRTN. Come già per i mercati dell'energia, le offerte accettate per ciascuna tipologia di regolazione e per ciascuna ora devono essere compatibili con il margine residuo di scambio tra zone di rete. Nei casi in cui ciò non accade, il GME procede alla separazione del mercato in zone, come per i mercati dell'energia. Analogamente, il GRTN verificherà la congruenza delle offerte con i vincoli di rete ed escluderà le offerte preliminarmente selezionate dal GME che violino tali vincoli, rimpiazzandole con offerte reperite tra quelle eccedenti, secondo l'ordine di merito.

A ciascuna offerta accettata nei mercati della regolazione terziaria è riconosciuto il prezzo unitario per la potenza offerta (*pay as bid*) mentre l'energia, qualora venga effettivamente utilizzata, è valorizzata secondo le regole del mercato di bilanciamento (paragrafo 4.3.).

4.3. Il mercato di bilanciamento (MB)

Il MB è finalizzato all'acquisizione di offerte di aumento o riduzione di immissioni per consentire al GRTN di eliminare, in tempo reale, gli scostamenti tra produzione e prelievo. Le offerte sono ordinate in apposite liste di merito e passate al GRTN, che le utilizzerà in tempo reale per operare il bilanciamento del sistema.

Il bilanciamento prevede due tipologie:

- bilanciamento in aumento, quando la produzione reale è inferiore a quella programmata e/o la domanda reale è superiore a quella programmata;
- bilanciamento in diminuzione, quando la produzione reale è superiore a quella programmata e/o la domanda reale è inferiore a quella programmata.

Al MB partecipano sia le unità di produzione che di consumo abilitate⁹, cioè dotate delle adeguate caratteristiche dinamiche specificate dal GRTN. Le unità di produzione abilitate sono tenute ad offrire nel mercato del bilanciamento, tutte le disponibilità residue di potenza, sia in aumento che in diminuzione, tenuto conto dei programmi di produzione determinati sul mercato dell'energia e degli impegni contratti sui mercati della riserva.

Le offerte sono presentate in un'unica sessione, a valle del MR, relativa alle 24 h del giorno successivo. Le offerte, relative a ciascuna unità di produzione/consumo ed a ciascuna ora, si differenziano per bilanciamento in diminuzione e in

aumento. Ogni offerta è costituita da una coppia di valori che specifica quantità e prezzo unitario della variazione di energia che l'unità di produzione/consumo è disposta ad attuare, rispetto al valore previsto dai programmi.

Acquisite le offerte per il MB, il GME prepara le liste orarie di merito per il bilanciamento in aumento (offerte ordinate sulla base di prezzi non decrescenti) e per il bilanciamento in diminuzione (offerte ordinate sulla base di prezzi non crescenti). Tali liste includono, oltre alle offerte presentate al mercato del bilanciamento, anche le quantità di energia relative alle offerte selezionate nel MRT di cui al paragrafo 4.2.2., ciascuna con il prezzo di energia offerto.

Le liste di merito orarie sono trasmesse al GRTN, che le utilizza in tempo reale per attuare il servizio di bilanciamento, cioè per ristabilire l'egualianza tra produzione e consumo. Un'offerta presentata sul mercato del bilanciamento si intende accettata al momento dell'invio, da parte del GRTN, all'unità che ha presentato l'offerta dell'ordine di aumento o diminuzione dell'immissione o del prelievo. Le variazioni di energia a seguito dell'attivazione da parte del GRTN sono valorizzate al prezzo unitario dell'energia specificato nell'offerta (*pay as bid*).

Per contro, i costi legati all'attuazione di offerte di bilanciamento – detti oneri di sbilanciamento – sono sostenuti direttamente dalle unità di produzione/consumo che hanno causato lo sbilanciamento. Più precisamente, le deviazioni dei prelievi o delle immissioni rispetto ai programmi definitivi dei mercati dell'energia (eventualmente modificati nel MRC) da parte delle unità di prelievo e consumo, sono valorizzate come segue:

- al prezzo più alto tra le offerte di bilanciamento in aumento, nel caso lo sbilanciamento aggregato sia positivo¹⁰;
- al prezzo più alto tra le offerte di bilanciamento in diminuzione, nel caso lo sbilanciamento aggregato sia negativo¹¹.

Questo approccio favorisce una corretta previsione da parte dei soggetti che partecipano ai mercati dell'energia.

4.4. Il mercato della riserva di ultima istanza

Annualmente il GRTN valuta se la capacità totale degli impianti che partecipano al mercato dell'energia è sufficiente a coprire la domanda elettrica per l'anno successivo, con riferimento ad un determinato valore di energia non fornita fissato dall'Autorità. Qualora la capacità degli impianti sia insufficiente, il GRTN acquisisce, tramite un apposito mercato, la disponibilità annua di una quantità di capacità che funge da riserva di ultima istanza. Tale capacità è fornita da impianti che si dichiarano non disponibili alla partecipazione al mercato dell'energia. In genere si tratterà di impianti non chiamati a produrre in quanto economicamente non convenienti, per cui i loro proprietari sarebbero indotti a decretarne la dismissione. Peraltro in attesa siano costruiti impianti economicamente più convenienti, una loro immediata dismissione potrebbe determinare una situazione transitoria di carenza di capacità. La riserva di ultima istanza ha quindi lo scopo di mantenere a disposizione, remunerandone i costi fissi, un certo numero di impianti altrimenti dismessi, per far fronte a temporanee carenze di produzione.

Gli impianti che partecipano al mercato della riserva di ultima istanza presentano offerte articolate con un prezzo unitario di potenza a copertura dei costi fissi ed un prezzo unitario dell'energia a copertura dei costi variabili. Le offerte sono ordinate, sulla base di un indice di economicità derivato dai suddetti prezzi, in una curva di offerta aggregata dalla quale vengono selezionati gli impianti che concorrono a fornire la capacità richiesta.

Gli impianti selezionati per la riserva di ultima istanza verranno utilizzati nelle seguenti circostanze:

- in caso di impossibilità per il GME ad assicurare l'equilibrio tra domanda ed offerta, in almeno un'ora nel mercato del giorno prima, indipendentemente dal prezzo;
- in caso di impossibilità per il GME ad approvvisionare la quantità di regolazione terziaria a salire richiesta dal GRTN.

⁹ Le offerte dei consumatori sul MB esprimono:

- nel caso di bilanciamento in aumento, la disponibilità a rivendere una quota dell'energia acquistata ad un prezzo pari a quello offerto sul MB;
- nel caso di bilanciamento in diminuzione, la disponibilità ad acquistare un'ulteriore quota di energia ad un prezzo pari a quello offerto sul MB.

¹⁰ Lo sbilanciamento aggregato è positivo quando i prelievi effettivi sono superiori a quelli programmati oppure le immissioni effettive sono inferiori alle programmate. Per far fronte ad uno sbilanciamento positivo il GRTN attua azioni di bilanciamento in aumento, volte a ripristinare l'equilibrio, aumentando la produzione o diminuendo i consumi.

¹¹ Lo sbilanciamento aggregato è negativo quando i prelievi effettivi sono inferiori a quelli programmati oppure le immissioni effettive sono superiori alle programmate. Per far fronte ad uno sbilanciamento negativo il GRTN attua azioni di bilanciamento in diminuzione, volte a ripristinare l'equilibrio, diminuendo la produzione o aumentando i consumi.

Tabella 1 Schema riassuntivo dei diversi mercati e della modalità di definizione del prezzo

MERCATO	BENE SCAMBIATO		DETERMINAZIONE DEL PREZZO	CHI VI PARTECIPA
	ENERGIA	RISERVA DI POTENZA		
Mercato del giorno prima	X		Prezzo di equilibrio ³	<ul style="list-style-type: none"> • Produttori nazionali ed esteri
Mercato di aggiustamento (prima e seconda sessione)	X		Prezzo di equilibrio ³	<ul style="list-style-type: none"> • GRTN (per impianti CIP-6)
Mercato della risoluzione delle congestioni	X		Prezzo offerto	<ul style="list-style-type: none"> • Acquirente Unico • Clienti idonei
Mercato della riserva - regolazione secondaria		X	Prezzo di equilibrio ³	<ul style="list-style-type: none"> • Produttori¹
Mercato della riserva regolazione terziaria		X	Prezzo offerto	<ul style="list-style-type: none"> • Produttori² • Consumatori²
Mercato di bilanciamento	X		Prezzo offerto	<ul style="list-style-type: none"> • Produttori² • GRTN • Consumatori²

¹ Titolari di impianti abilitati al servizio della regolazione secondaria.

² Titolari di impianti abilitati al servizio di bilanciamento.

³ Il prezzo è differente per zone di mercato in caso di superamento dei vincoli di transito tra zone.

5. Lo svolgimento dei mercati giornalieri

La tabella 1 e la **figura 5** forniscono un quadro riassuntivo dei mercati giornalieri dell'energia e dei servizi di sistema, e degli operatori che partecipano a ciascun mercato.

Gli orari di apertura e di chiusura dei mercati giornalieri saranno stabiliti nelle Disposizioni tecniche di funzionamento del mercato in fase di definizione da parte del GME. Tuttavia la loro collocazione di massima nelle ore della giornata è già definita e rappresentata in **figura 6**, nella quale si può notare che la tempistica dell'intero processo è particolarmente stringente e può essere attuata efficacemente solo ricorrendo a comunicazioni elettroniche tra gli operatori ed il GME e tra il GME ed il GRTN.

Ciascuna sessione di mercato si apre con la pubblicazione, sul sito Internet del GME, delle informazioni preliminari pertinenti. Gran parte di queste informazioni (esempio limiti di scambio tra zone di rete, quantità di riserva secondaria/terziaria) sono fornite direttamente dal GRTN. Il GME ha l'obbligo di pubblicare le informazioni preliminari di ogni sessione di mercato entro un tempo fissato dalla Disciplina, prima della chiusura della sessione. Gli operatori presentano le

loro offerte compilando elettronicamente appositi moduli disponibili sul sito del GME o, preferibilmente, tramite l'invio di un file.

Analogamente, i risultati di ciascuna sessione di mercato, non appena risultano disponibili, sono resi noti agli operatori sempre per via informatica. Una parte dei risultati quali ad esempio, nei mercati dell'energia, il prezzo di vendita, le quantità complessive orarie di energia scambiata, le curve cumulate di offerta di acquisto e di vendita, sono immediatamente disponibili a tutti gli operatori. Altri risultati sono invece comunicati soltanto agli operatori ai quali tali risultati si riferiscono; esempi di queste informazioni ristrette sono le offerte accettate, le partite economiche liquidate, ecc.

6. Conclusioni

Il modello di mercato organizzato dell'energia illustrato in questo articolo, è il risultato dello sforzo congiunto dei diversi soggetti coinvolti a vario titolo nella sua definizione: il GME, il GRTN, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il Ministero delle Attività Produttive ed i soggetti che vi parteciperanno. Questi ultimi hanno contribuito all'iniziativa aderendo agli appositi Gruppi di Lavoro istituiti dal GME e fornendo commenti, direttamente o attraverso le associazioni che li rap-

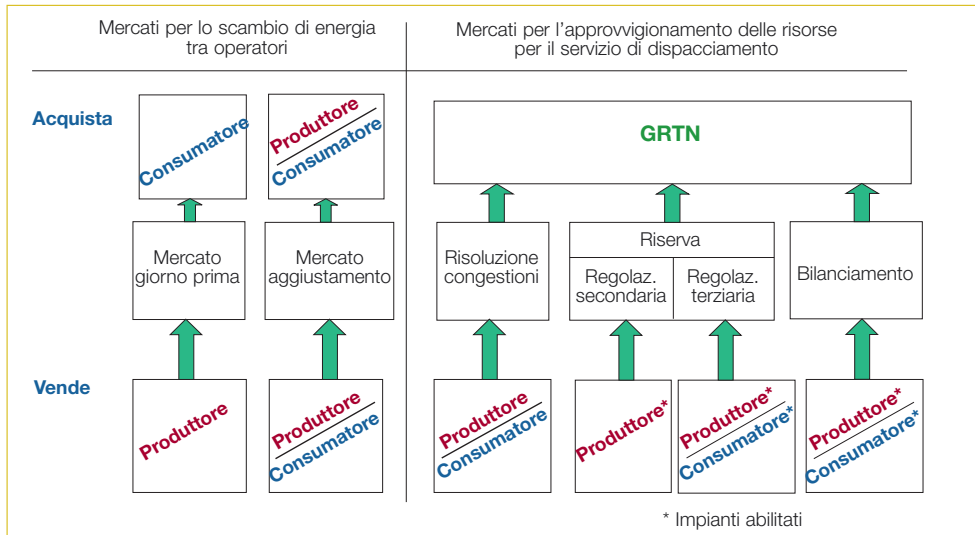


Figura 5 I partecipanti ai diversi mercati (Fonte: GME).

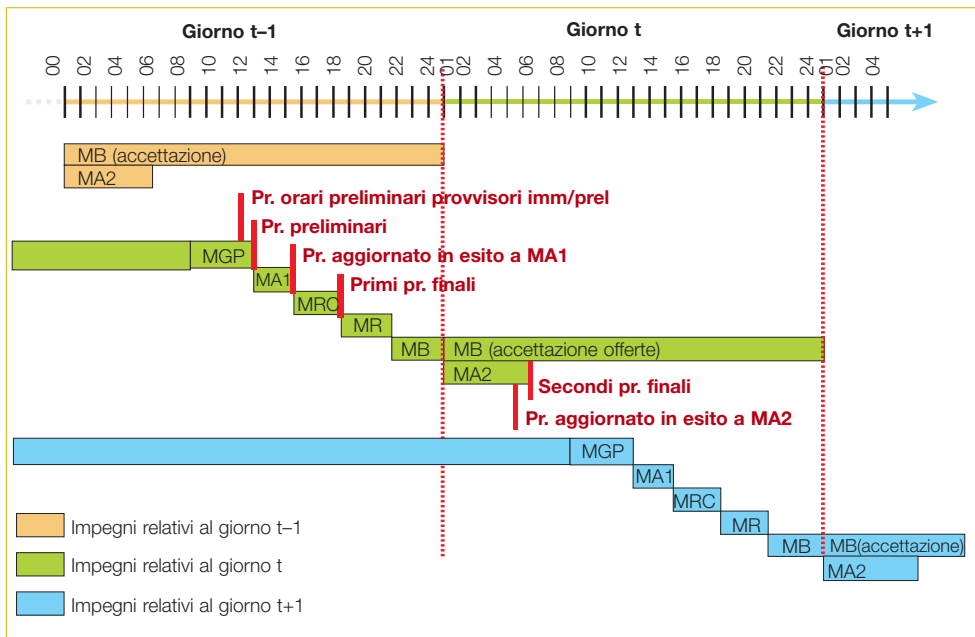


Figura 6 Sequenza temporale dell'esecuzione dei mercati (Fonte: GME).

presentano, ai documenti pubblicati per la consultazione dal GRTN e GME.

Il modello prodotto costituisce la premessa per poter avviare la Borsa dell'Energia ed i mercati dei servizi connessi. L'auspicio è che siano definiti rapidamente i dettagli normativi che ancora mancano per rendere il mercato effettivamente operativo e che siano nel contempo predisposti i sistemi informativi adeguati ad attuare in modo efficiente e sicuro l'intero processo. In tal modo la Borsa dell'Energia, tappa fondamentale nel processo di liberalizzazione del mercato elettrico, potrà "vedere la luce" al più presto, con l'auspi-

cio che sia luogo in cui si eserciti una vera concorrenza, a beneficio dei consumatori e dello sviluppo di un sistema elettrico più efficiente.

bibliografia

- Disciplina del mercato elettrico. Pubblicata dal GME in data 8/5/2001.
- Schema di Istruzioni alla Disciplina del mercato elettrico. Pubblicata dal GME per consultazione in data 4/10/2001.
- Regole di Dispacciamento. GRTN, v.1 del 31/10/2001.
- Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 95/01 del 30/04/2001.

2 Mercato elettrico: *gli articoli*

L'Energia Elettrica

maggio/giugno 2003

La remunerazione della capacità di produzione nel mercato elettrico liberalizzato

Massimo Gallanti Dario Lucarella CESI SpA¹

Viene presentata un'ampia rassegna delle soluzioni adottate nei mercati liberalizzati dell'energia per remunerare la capacità di produzione necessaria a garantire un adeguato livello di affidabilità della fornitura.

Nei diversi Paesi in cui il mercato elettrico è stato liberalizzato è emersa come potenziale criticità la garanzia di poter disporre di potenza sufficiente a coprire la domanda di picco, con un adeguato livello di affidabilità.

Da un punto di vista teorico, in un sistema perfettamente concorrenziale, un meccanismo puramente economico di autoregolazione del mercato, basato sul prezzo dell'energia, dovrebbe essere sufficiente a dare quei segnali che sia incentivino a tenere in servizio impianti chiamati a funzionare solo nelle ore di picco sia stimolino l'installazione di nuova capacità, garantendo in tal modo il livello di affidabilità richiesto sia nel breve che nel medio-lungo termine.

Evidentemente, l'adozione di un modello di mercato di questo tipo comporta, come conseguenza, il generarsi di picchi di prezzo che sono necessari a remunerare i costi fissi degli impianti di generazione (in particolare di quelli per funzionamento di punta) e che, se sufficientemente elevati, forniscono il segnale economico perché siano realizzati nuovi impianti. Tale meccanismo presenta a sua volta alcune criticità:

¹ Lo studio è stato finanziato nell'ambito della "Ricerca di Sistema" svolta dal CESI SpA, secondo quanto stabilito dal Decreto del Ministero dell'Industria DM MICA 26/01/2000.

- l'equilibrio determinato dal mercato è di lungo periodo e quindi una possibile situazione di prezzi elevati (il prezzo del mercato *spot* è di fatto un segnale economico di breve termine) potrebbe perciò protrarsi per un periodo di tempo notevole, cioè per il tempo necessario alla realizzazione dei nuovi impianti di generazione;
- la realizzazione dei nuovi impianti necessari potrebbe essere inoltre frenata dall'eccessivo rischio associato all'investimento, qualora la sola remunerazione dei nuovi impianti sia legata ai picchi di prezzo (sono da considerare anche le incertezze legate alla previsione della domanda elettrica).

Per questo motivo alcuni paesi hanno, invece, fatto ricorso ad un corrispettivo economico a copertura del servizio di "garanzia di potenza". L'adozione di un modello di mercato che prevede di introdurre una garanzia di potenza intende fornire ai produttori un meccanismo di remunerazione aggiuntivo rispetto ai proventi conseguibili sul mercato dell'energia, in modo da limitare le incertezze ed i rischi per i produttori medesimi e, di riflesso, limitare il rischio di *shortage* di potenza a livello di sistema.

Va rilevato, inoltre, che l'effetto dell'introduzione di tale remunerazione comporta la riduzione dei picchi di prezzo nel mercato dell'energia, il che permette ai consumatori il recupero dei corrispettivi versati a copertura della garanzia di potenza, con il positivo effetto di riduzione della volatilità dei prezzi dell'energia. In quest'ipotesi, il problema diventa allora la quantificazione economica e la modalità di attribuzione di tale corrispettivo, così che sia correttamente d'incentivo all'inserimento di nuova capacità produttiva nel sistema.

Come è ben noto sulla problematica, a livello internazionale, è in corso un dibattito che divide gli esperti sull'opportunità di evitare possibi-

strumenti di mercato

li distorsioni al libero mercato ovvero sull'opportunità, viste le peculiarità del mercato elettrico, di introdurre un meccanismo di remunerazione che garantisca disponibilità di potenza adeguata nel breve e nel medio-lungo termine. Qualora la situazione tecnico-economica del sistema elettrico e/o le specificità del mercato in esame ne suggeriscano l'adozione, un ulteriore fattore di scelta consiste poi nell'individuare le modalità di funzionamento del meccanismo stesso ed il criterio adottato per la quantificazione economica del corrispettivo di remunerazione.

Questo lavoro intende favorire una riflessione e fornire un contributo sul tema, attraverso una rassegna delle alternative possibili, unitamente ad un'analisi di vantaggi e svantaggi che ogni alternativa comporta. Infine, a completare il quadro, si riportano le scelte fatte in merito nei diversi Paesi per garantire adeguata disponibilità di potenza, a seguito dell'apertura e della liberalizzazione del mercato elettrico.

La definizione della capacità ottima di produzione in un sistema verticalmente integrato

La definizione della capacità di produzione richiesta in un sistema verticalmente integrato avviene tramite un processo di pianificazione centralizzato. Esso determina la quantità di capacità di produzione, ripartita tra le diverse tecnologie, che minimizza il costo complessivo di produzione (costi fissi + costi variabili) atto a soddisfare una curva di domanda attesa².

Le diverse tecnologie di produzione si differenziano in relazione ai rispettivi costi fissi e variabili, che costituiscono le variabili di decisione per determinare la quantità di capacità di produzione da installare per ciascuna tecnologia ed il relativo periodo di utilizzo:

- le *unità di base* (impianti nucleari, a carbone, cicli combinati) hanno costi fissi (F_C) alti e costi variabili (V_C) bassi ed è quindi conveniente farle funzionare per il maggior numero possibile di ore in un anno in quanto, in tale situazione, il loro costo medio orario sarà il più basso;

- le *unità di picco* (turbine a gas, gruppi diesel) hanno costi fissi bassi (F_A) e costi variabili (V_A) alti, pertanto risultano economicamente vantaggiose rispetto alle unità di base quando funzionano solo per poche ore l'anno (durante i picchi di fabbisogno).

- le *unità mid-merit* (impianti a olio, impianti vecchi ma già ammortizzati), saranno intermedie rispetto alle due categorie precedenti.

Un secondo importante concetto che entra in gioco nella pianificazione centralizzata è il valore dell'energia non fornita VOLL (*Value Of Lost Load*). Infatti, anche in un sistema verticalmente integrato si possono presentare situazioni in cui coprire tutto il carico risulta troppo costoso. Si pensi per esempio, come caso estremo, alla situazione in cui, per coprire il fabbisogno nell'ora di picco di un periodo pluriennale, sia necessario far ricorso ad un impianto che funziona esclusivamente in quell'ora. In questo caso il costo di produzione complessivo per coprire il carico marginale è molto alto, in quanto tutto il costo fisso dell'unità di produzione chiamata in servizio grava solo su quest'ora. È evidente che se il costo di produzione per alimentare il carico marginale supera il valore dell'energia non fornita, da un punto di vista meramente economico sarebbe più conveniente non alimentare il carico (cioè attuare un distacco di carico) piuttosto che realizzare un'unità di produzione che funziona un'ora soltanto nel periodo pluriennale.

La **figura 1** riassume graficamente l'approccio seguito per determinare la capacità di produzione e la composizione del parco di produzione³ (la trattazione è ripresa da [1, 2]). Il grafico superiore riporta la curva di durata annuale del fabbisogno; in quello inferiore è rappresentata graficamente l'analisi di costo relativa alle tre tecnologie di produzione considerate, che consente di determinarne la composizione ottimale. Dalla spezzata, evidenziata in arancio, è possibile determinare il numero di ore annue (rispettivamente T_A , T_B , T_C) in cui ciascuna tecnologia di produzione è marginale. Sull'asse delle ordinate del primo grafico è riportata la quantità di capacità di produzione per ciascuna tecnologia necessaria a soddisfare il fabbisogno annuo considerato.

² Per questo tipo di analisi la curva di domanda è rappresentata sotto forma di "curva di durata", cioè i valori di domanda di ciascuna ora dell'anno sono ordinati dai valori più alti ai più bassi.

³ Nel modello semplificato qui presentato si assume che i costi e il fabbisogno siano noti con certezza (cioè si assume che il modello sia deterministico). In realtà le suddette variabili sono affette da incertezza; per tenere conto di ciò il modello dovrà essere di tipo stocastico; tuttavia i risultati presentati non sono inficiati da questa semplificazione.

strumenti di mercato

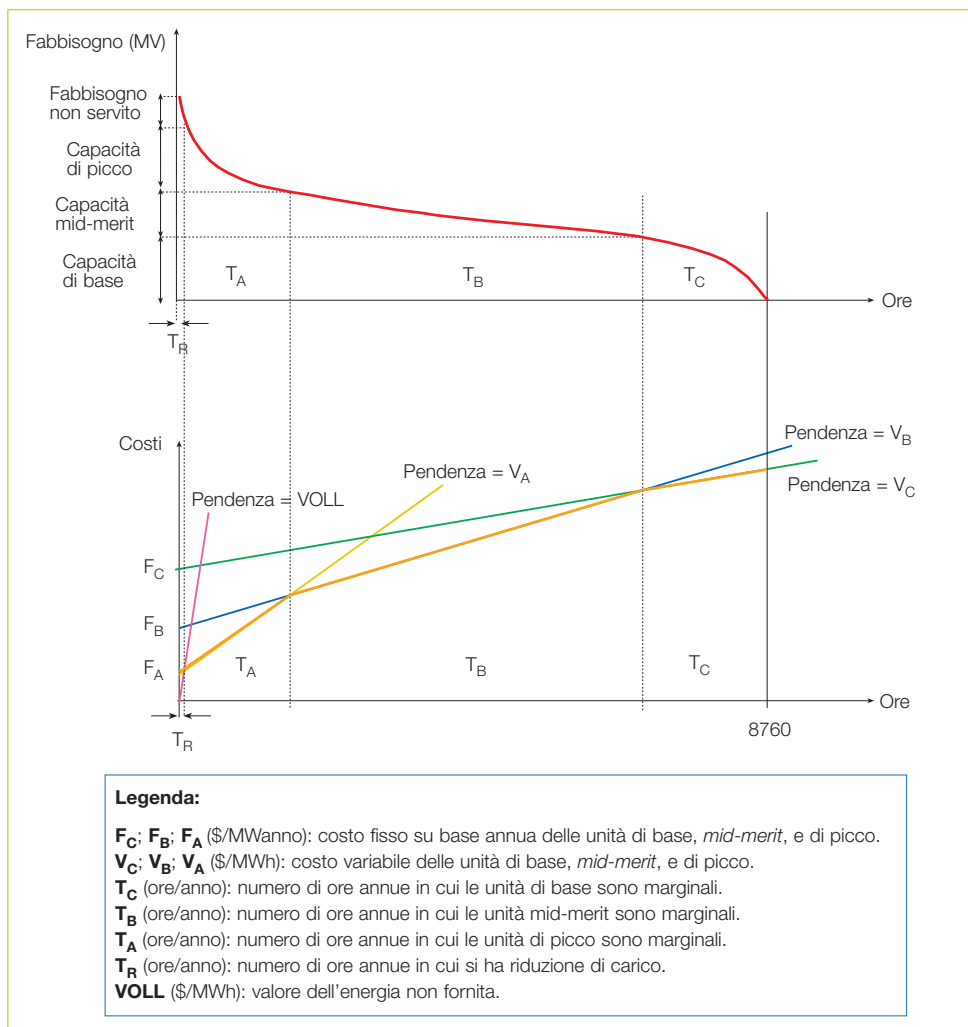


Figura 1 Determinazione della capacità di produzione ottimale mediante una pianificazione centralizzata.

Si noti che il valore dell'energia non fornita consente di determinare il numero di ore/anno T_R nelle quali si avrà distacco di carico⁴, cioè quelle ore in cui il costo per alimentare un ulteriore MW di capacità è superiore al valore dell'energia non fornita. In termini matematici la condizione è espressa dalla seguente disequaglianza:

$$VOLL \cdot T_R < F_A + V_A \cdot T_R$$

da cui:

$$T_R = F_A / (VOLL - V_A)$$

Una volta determinata la capacità di produzione e la sua ripartizione tra le diverse tecnologie produttive, l'azienda elettrica verticalmente integrata fissa le tariffe pagate dagli utenti in modo da recuperare i costi di produzione⁵.

⁴ In un sistema verticalmente integrato, il VOLL viene stimato come valore medio per tutti gli utenti oppure come il valore marginale per gli utenti soggetti a distacco di carico. Un valore di riferimento è 12.000 \$/MWh. Invece di fissare il VOLL è possibile stabilire un riferimento per T_R . Negli Stati Uniti il NERC impone, come criterio per la pianificazione della generazione, un'interruzione del carico di un giorno su dieci anni, che corrisponde ad un valore medio annuo di T_R pari a 2,4 h.

⁵ È possibile dimostrare che, nell'ipotesi di composizione ottimale del parco, se il prezzo dell'energia pagato dagli utenti fosse pari a V_C nelle ore in cui sono marginali gli impianti di base, a V_B nelle ore in cui sono marginali gli impianti *mid-merit*, a V_A nelle ore in cui sono marginali gli impianti di punta e a VOLL nelle ore in cui si ha distacco di carico, l'azienda elettrica verticalmente integrata recupererebbe completamente i propri costi di produzione.

strumenti di mercato

Una trattazione più accurata del problema | alla capacità di potenza installata è riportata nel riquadro seguente.

Capacità disponibile

Una trattazione più accurata del livello di affidabilità del sistema elettrico in relazione alla capacità di potenza installata richiede di introdurre il concetto di margine di capacità disponibile rispetto al fabbisogno, in ciascun istante del periodo di tempo considerato. Il margine di capacità disponibile in un particolare istante rende conto dell'eccesso di capacità di produzione disponibile in quell'istante rispetto al fabbisogno complessivo. Un'analisi puntuale del margine di capacità disponibile impone di prendere in considerazione un insieme di fattori che limitano, in ogni istante, la capacità di produzione, tra i quali:

- la manutenzione programmata delle unità di produzione, che riduce la capacità disponibile quando l'unità di produzione è soggetta a manutenzione. La durata del periodo di manutenzione programmata degli impianti termoelettrici varia da 2 a 8 settimane l'anno;
- la producibilità delle unità di produzione limitate in energia. È questo il caso degli impianti idroelettrici, in particolare di quelli a serbatoio, la cui produzione è condizionata dall'effettiva disponibilità idraulica; solitamente essa copre solo una parte delle ore dell'anno (per esempio 3.000 h equivalenti) e dovrebbe essere concentrata nelle ore di maggior fabbisogno;
- le limitazioni della produzione di alcune unità per vincoli di trasporto delle linee;
- le limitazioni della produzione per vincoli ambientali.

Inoltre, nel determinare il corretto valore del margine di capacità disponibile occorre considerare i fenomeni aleatori che riducono la capacità di produzione (per esempio l'indisponibilità accidentale di un'unità di produzione o di una linea) o che incrementano il fabbisogno (per esempio condizioni meteorologiche estreme). Per garantire l'affidabilità su tutto il periodo considerato è necessario che il margine di capacità disponibile sia sempre superiore alla riduzione accidentale di capacità (o all'aumento di fabbisogno).

Pertanto, l'analisi di affidabilità del sistema elettrico non può limitarsi ad esaminare la situazione in corrispondenza delle punte di fabbisogno, ma deve far riferimento all'intero periodo considerato, come rappresentato nei grafici sottostanti.

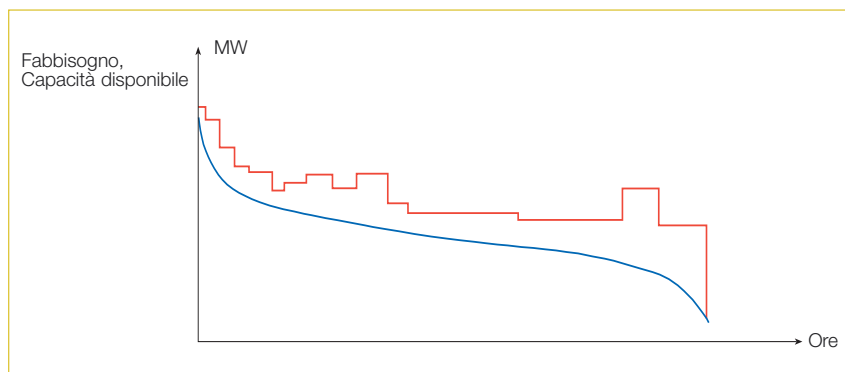


Figura A Margine di capacità sempre positivo per tutto il periodo considerato.

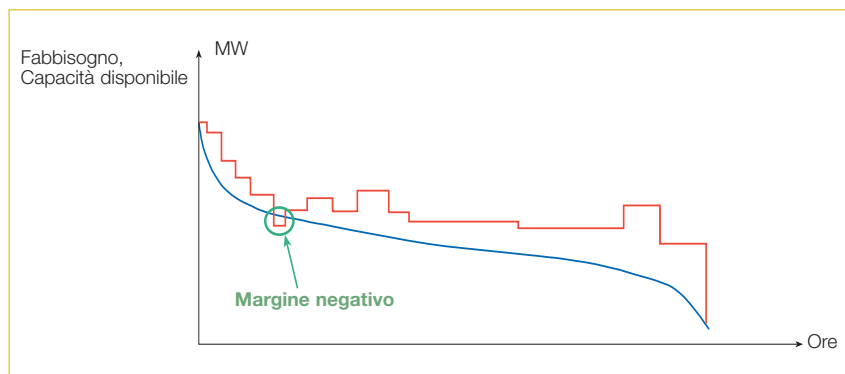


Figura B Margine di capacità negativo in un intervallo del periodo considerato.

definizione dei periodi di manutenzione programmata delle unità di produzione) a tale azione di coordinamento da parte dell'Operatore di Sistema non è possibile rinunciare. La gestione decentralizzata delle restanti sorgenti di incertezza relative alla capacità disponibile comporteranno inevitabilmente un lieve incremento della capacità installata.

Nel primo grafico (**figura A**), la capacità disponibile (curva rossa) è sempre superiore al fabbisogno (curva blu), pertanto il margine della capacità disponibile è sempre positivo.

Nel secondo grafico (**figura B**) invece, in corrispondenza dell'intervallo temporale evidenziato con un cerchio, la capacità disponibile è inferiore al fabbisogno e quindi il margine è negativo. In quell'intervallo quindi l'equilibrio tra fabbisogno e produzione può essere conseguito solo attraverso un distacco del carico. Da notare anche che, per effetto della effettiva disponibilità della capacità di produzione nelle diverse ore dell'anno, il margine risulta negativo in corrispondenza di un fabbisogno che non è quello massimo.

Dalle suddette considerazioni sulla capacità disponibile si evidenzia viepiù la complessità del problema di garantire un predeterminato livello di affidabilità del sistema elettrico in un regime di mercato liberalizzato. È evidente, infatti, che una gestione efficiente sul breve e medio termine dei suddetti vincoli di capacità disponibile richiede una forte azione di coordinamento da parte dell'Operatore di Sistema, difficile da attuarsi in un mercato liberalizzato. Tuttavia, almeno su determinati aspetti (per esempio nella

La remunerazione della capacità nel mercato liberalizzato

Il modello basato sul prezzo dell'energia

Secondo la teoria economica, nel mercato liberalizzato la decisione degli investitori di costruire nuova capacità di generazione è guidata dalle aspettative sui prezzi futuri del prodotto venduto sul mercato, cioè l'energia [2]. Il segnale di prezzo fornito dal mercato determina la quantità efficiente di capacità di produzione che il mercato deve rendere disponibile, stimolando la costruzione di nuova capacità quando una situazione di carenza genera aspettative di prezzi alti, e provocando la chiusura degli impianti meno efficienti quando un eccesso di capacità fa prevedere prezzi bassi (per un approfondimento al riguardo [3, 4]). Anche la suddivisione della capacità di produzione tra le diverse tecnologie produttive è guidata dalle leggi del mercato, ed in particolare dalla differenza di prezzo dell'energia nelle diverse ore del giorno.

In un mercato *spot* dell'energia perfettamente concorrenziale e basato sul prezzo marginale (SMP, *system marginal price*), le unità di produzione sono offerte al loro costo marginale ed il prezzo riconosciuto a tutte le unità scelte in ciascuna ora è quello offerto dall'unità più costosa. Inoltre, nelle ore in cui la capacità di produzione non è sufficiente a coprire la domanda, il prezzo dell'energia sarà soggetto ad un *price cap* pari al valore dell'energia non fornita⁶. Pertanto il mercato spinge i produttori a minimizzare i loro costi, favorendo così lo sviluppo, nel lungo periodo, di un parco di produzione efficiente che avrà le stesse caratteristiche, in termini di quantità di capacità installata e di mix di tecnologie produttive, del parco risultante da un processo di pianificazione centralizzato.

La differenza tra i due modelli non è quindi nel risultato, ma nel modo in cui esso viene ottenuto:

- nella pianificazione centralizzata, la decisione su quanta e quale capacità di produzione costruire è interna al sistema;

- nel mercato *spot* dell'energia, la decisione è invece presa dai singoli partecipanti al mercato ed è conseguente a segnali esterni, quali il prezzo di mercato e le aspettative di profitto.

In ogni caso, proprio grazie alla suddetta equivalenza, un mercato dell'energia perfettamente concorrenziale è in grado di remunerare, nel lungo periodo, sia i costi variabili sia i costi fissi⁷ della capacità installata.

Prima di esaminare i pro e i contro di un modello basato esclusivamente sulla remunerazione dell'energia, è interessante soffermarsi su alcune peculiarità di questo modello:

- i costi fissi di produzione sono in parte remunerati dai picchi di prezzo (di altezza massima pari al VOLL) che si verificano in corrispondenza dei momenti di carenza di capacità produttiva⁸. Tali picchi di prezzo costituiscono un importante segnale per l'installazione di nuova capacità produttiva. Pertanto la presenza di picchi di prezzo nel mercato dell'energia è da considerarsi fisiologica e non deve essere necessariamente interpretata come un sintomo di fallimento del mercato.
- la situazione di equilibrio tra costi complessivi e ricavi risultante da un mercato perfettamente concorrenziale si manifesta solo in uno scenario di lungo termine. Se si fa riferimento a periodi più brevi, il mercato presumibilmente non sarà in equilibrio in quanto è continuamente influenzato da eventi perturbanti (esempio variazioni del fabbisogno, indisponibilità di impianti che dà luogo ad una temporanea carenza di capacità, entrata in servizio di nuova capacità ecc.), che a loro volta stimoleranno reazioni che tendono a ristabilire l'equilibrio. Pertanto il perfetto equilibrio tra costi complessivi e ricavi, conseguenza del corretto funzionamento del mercato, si verifica solo "nel lungo periodo" cioè prendendo a riferimento la media dei risultati economici annuali su un arco temporale piuttosto lungo⁹. Si deve inoltre tenere presente che la durata di un periodo di squilibrio (in cui cioè la

⁶ In [7] sono riportati i risultati di uno studio sul mercato del PJM da cui risulta che, assumendo un livello di affidabilità misurabile con un LOLP (*Lost Of Load Probability*) di 1 giorno su 10 anni, il *price cap* che consente di equilibrare i costi complessivi di produzione è pari a 12.000 \$/MWh.

⁷ Inclusi quelli relativi alla remunerazione del capitale.

⁸ Si noti che per le caratteristiche del modello, l'altezza e la frequenza dei picchi di prezzo sono inversamente proporzionali. Tanto più alto è il valore fissato per l'energia non fornita, tanto meno frequenti saranno i picchi di prezzo.

⁹ Una conseguenza tipica di questo modello sul prezzo dell'energia è la presenza di cicli di *boom-bust*. Quando vi è capacità in eccesso, i prezzi dell'energia saranno depressi (fase di *bust*) e non si avranno nuovi investimenti. Con il trascorrere del tempo, l'aumento della domanda (e la dismissione delle unità di produzione più vecchie) ridurrà progressivamente l'eccesso di capacità installata e conseguentemente i prezzi dell'energia aumenteranno progressivamente (fase di *boom*), con il risultato di stimolare nuovi investimenti in capacità di produzione. Questa fase a sua volta determinerà un incremento della capacità disponibile fino ad arrivare ad una situazione di eccesso, che deprimerà nuovamente il prezzo dell'energia (fase di *bust*).

strumenti di mercato

differenza tra costi e ricavi è positiva o negativa) in generale non sarà breve, in considerazione della scarsissima elasticità della domanda e dell'inerzia a variare la capacità di produzione, anche a causa dei molteplici problemi autorizzativi.

I vantaggi

Il principale vantaggio del modello di remunerazione della capacità, basato unicamente sul valore dell'energia, sta nel fatto che è il mercato che fornisce ai produttori i segnali che incentivano alla costruzione della quantità ottimale di capacità di produzione. L'autoregolazione del mercato quindi stimola l'efficienza, che porta ad una situazione di equilibrio di lungo termine.

Un ulteriore vantaggio di questo modello (al riguardo [4, 5, 6]) è che esso stimola i consumatori disposti a variare i propri consumi in base del prezzo, a partecipare direttamente al mercato. Infatti, se i consumatori sono esposti al prezzo orario dell'energia, essi avranno convenienza a presentare offerte di acquisto in funzione del prezzo¹⁰, in modo da ridurre i propri consumi quando il prezzo assume valori elevati. Questo atteggiamento, se esercitato costantemente, mitiga i picchi di prezzo e costituisce un ulteriore contributo all'efficienza del sistema.

I problemi

Esaminiamo ora i principali problemi inerenti al modello considerato.

Il primo riguarda il comportamento della domanda, che si dimostra praticamente insensibile al prezzo. Due sono le principali ragioni per cui i consumatori non esercitano la loro, pur limitata, flessibilità rispetto al prezzo:

- in molti casi il consumatore non è esposto al prezzo orario dell'energia perché non dispone di misuratore orario o il contratto di fornitura che stipula con il grossista fa riferimento a valori di prezzo mediati, che non stimolano quindi risposte puntuali;
- anche qualora il carico sia dotato di misuratore orario e quindi possa "vedere" i picchi di prezzo, raramente ha la possibilità di esercitare un controllo in tempo reale sui propri consumi e quindi non riesce a reagire a picchi di prezzo che si manifestano sul mercato in tempo reale.

In assenza di risposta da parte della domanda, a tutti i consumatori viene applicato il medesimo trattamento in occasione di una carenza

¹⁰ Si noti che i carichi flessibili fungono da alternativa alla costruzione di nuova capacità di generazione.

di capacità di produzione. In generale quindi alcuni consumatori non subiranno restrizioni di consumo, ma pagheranno un prezzo dell'energia superiore al valore che essi attribuiscono all'energia; per contro altri subiranno un distacco di carico, anche se il valore che essi attribuiscono all'energia è maggiore del prezzo di mercato in quel momento. Pertanto la gestione che ne consegue non è economicamente efficiente.

Un secondo problema è legato alla forma della curva di offerta aggregata nei sistemi di produzione caratterizzati da una rilevante quantità di generazione termica (figura 2). Essa mostra un marcato incremento di pendenza in prossimità del limite massimo di capacità del parco. Questa situazione, combinata con la scarsa elasticità a breve termine della curva della domanda, determina un'alta volatilità nel prezzo di mercato, con i conseguenti problemi di gestione del rischio che tale fenomeno comporta.

Un ulteriore rilevante problema è legato al venire meno dell'assunto base del modello, cioè la perfetta concorrenzialità del mercato. Se il mercato è oligopolistico, esso è esposto all'esercizio del potere di mercato da parte di uno o più produttori. Quando la domanda è elevata, è sufficiente che un produttore non offra sul mercato anche solo una limitata quantità della propria capacità di produzione, perché il prezzo dell'energia aumenti considerevolmente, senza che ciò rifletta una patologica carenza di capacità produttiva. Diventa quindi difficile stabilire quando un incremento di prezzo è da imputarsi ad un'oggettiva scarsità della capacità di produzione, piuttosto che ad un atteggiamento strategico da parte di un produttore di dimensioni rilevanti.

Infine occorre osservare che una situazione di scarsità di capacità installata, in genere non è mai di breve durata, in quanto l'immissione sul mercato di nuova capacità produttiva richiede tempo ed è soggetta a fattori esterni (iter autorizzativi, disponibilità di combustibile ecc.) che non dipendono solo dai meccanismi della domanda e dell'offerta.

I problemi suddetti, quindi, mettono in discussione l'adozione di un meccanismo di remunerazione della capacità basato esclusivamente sul prezzo dell'energia. I picchi e la volatilità del prezzo generano sconcerto negli utenti, che nel mercato regolamentato erano abituati a tariffe senza fluttuazioni. Per contrastare i picchi di prezzo, immediatamente si levano dal mercato richieste al Regolatore di imporre al prezzo dell'energia un *price cap* più restrittivo rispetto al VOLL. Per il regolatore è difficile sot-

strumenti di mercato

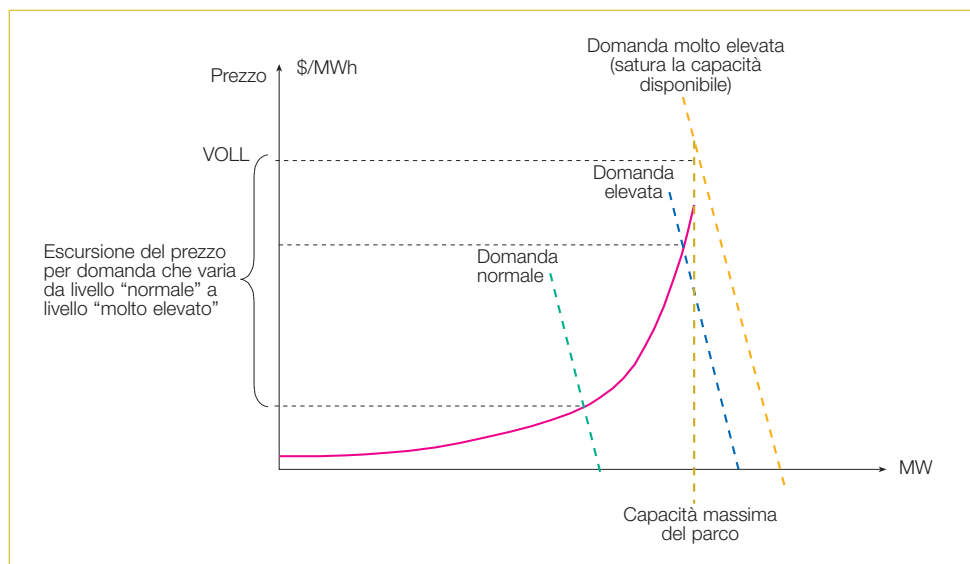


Figura 2 Oscillazione del prezzo in funzione della domanda in un mercato caratterizzato da un parco di produzione con rilevante capacità termica.

trarsi a tali richieste, in quanto nel breve periodo è difficile valutare se gli alti prezzi sono o meno patologici. Tuttavia, l'imposizione di un *price cap* troppo basso provoca una distorsione del modello di mercato basato esclusivamente sulla remunerazione dell'energia, non garantendo il pagamento dei costi fissi.

Il modello basato sulla remunerazione della capacità (*capacity payment*)

Questo modello prevede che, oltre al prezzo dell'energia, i clienti paghino una quota per remunerare la garanzia di potenza delle unità di produzione offerte sul mercato. Per contro, le unità di produzione che hanno presentato offerta sul mercato dell'energia ricevono un'esplicita remunerazione per la capacità offerta, anche se questa non è stata chiamata a produrre. La quota pagata dai clienti e la remunerazione ricevuta dalle unità di produzione per la garanzia di capacità prende il nome di *capacity payment*. Sia il prezzo pagato dai consumatori sia la corrispondente remunerazione che spetta alle unità di produzione vengono definiti da un organismo centrale (di solito il Regolatore) e non tramite un meccanismo di mercato. In alcuni mercati (per esempio in Spagna) il *capacity payment* pagato dai consumatori è un valore costante, al più differenziato per categoria di consumatori (esempio i clienti vincolati); in altri mercati (nel *Pool* inglese in funzione fino al 2000) è un valore orario funzione della quantità di capacità in eccesso in quell'ora (tanto minore è la capacità in eccesso, tanto maggiore è il valore del *capacity payment*). In ogni caso il me-

desimo *capacity payment* è riconosciuto a tutte le unità che hanno partecipato al mercato dell'energia¹¹.

Il *capacity payment* può essere interpretato come una forma di assicurazione pagata dai clienti per tutelarsi da un'eccessiva volatilità dei prezzi dell'energia; grazie al *capacity payment*, i generatori recupereranno i propri costi fissi su un ampio numero di ore (in teoria lungo tutto il periodo in cui sono in esercizio), laddove nel modello basato sulla remunerazione dell'energia tali costi sono ripagati solo nelle ore di scarsità, quando cioè il prezzo dell'energia ha un picco. In un mercato perfettamente concorrenziale, l'ammontare fissato per il *capacity payment* permette di regolare la capacità di produzione che si determinerà nel sistema. Più elevato è il *capacity payment* pagato dai consumatori, maggiore sarà la quantità di nuova capacità installata (o di capacità esistente che non sarà dismessa) e minore sarà il rischio di un distacco di carico.

In linea di principio, il *capacity payment* può essere riconosciuto sia ai produttori che offrono in borsa sia a quelli che stipulano contratti bilaterali. Analogamente sia i consumatori che comprano in borsa sia quelli che si forniscono tramite

¹¹ Solitamente il pagamento ricevuto dall'unità di generazione tiene conto anche dell'effettiva disponibilità dell'unità di produzione. Per esempio in Spagna, nel calcolo del *capacity payment* riconosciuto alle unità che offrono in Borsa si considera un coefficiente d'indisponibilità e, nel caso di impianti con produttività limitata (esempio unità idroelettriche, unità con combustibile limitato), un coefficiente di produttività. Entrambi i coefficienti vengono calcolati facendo riferimento al comportamento passato dell'unità di produzione.

strumenti di mercato

contratti bilaterali sono tenuti a pagare il *capacity payment*. Tuttavia nei mercati che adottano il *capacity payment*, di seguito analizzati (Inghilterra-Galles e Spagna), esso si applica esclusivamente alle transazioni che passano per la Borsa.

L'approccio basato sul *capacity payment*, per la sua natura fortemente regolamentata, è stato spesso oggetto di aspre critiche. La somma da versare ai generatori e la sua distribuzione tra le diverse unità di produzione sono di solito fonte di disaccordo. Inoltre il *capacity payment* remunererà l'attuale disponibilità di capacità disponibile a produrre. Nelle intenzioni dei proponenti ciò dovrebbe funzionare da incentivo per la disponibilità futura dell'unità di produzione, ma di per se non costituisce una reale garanzia che nei prossimi anni l'unità sia ancora disponibile.

Il modello basato sul mercato della capacità

Questo modello di mercato ha come obiettivo principale quello di garantire al sistema un'adeguata quantità di capacità nel lungo periodo, evitando nel contempo che il mercato dell'energia sia soggetto a picchi di prezzo troppo elevati. Tale modello (per una sua descrizione più dettagliata si rimanda a [7]), che ha trovato applicazione nei mercati del Nord Est degli Stati Uniti¹², prevede una remunerazione per la garanzia di potenza che si aggiunge al prezzo dell'energia ma, contrariamente al *capacity payment*, tale remunerazione è stabilita tramite un meccanismo di mercato. In particolare, il modello fa obbligo ai consumatori (più precisamente, alle società di distribuzione o, più in generale, ai soggetti che devono garantire la copertura di un fabbisogno) di fornire una garanzia sulla quantità di capacità installata sufficiente a coprire il proprio fabbisogno per un certo periodo nel futuro: a tal fine viene presa a riferimento la punta annuale (o mensile) di fabbisogno dei clienti serviti, aumentata di un margi-

ne di riserva definito in base al livello di affidabilità richiesto al sistema, pari all'incirca al 18-20% del fabbisogno alla punta. Per far fronte a tale obbligo i consumatori possono dotarsi di propria capacità di produzione oppure acquistare crediti di capacità dalle società di generazione¹³. Se la suddetta prescrizione non viene rispettata, il consumatore inadempiente dovrà pagare una penale, fissata per via amministrativa, in proporzione alla quantità di fabbisogno di cui non ha garantito la copertura. Analogamente, saranno sanzionati i generatori che non onorano un credito di capacità precedentemente sottoscritto¹⁴.

I crediti di capacità possono essere sottoscritti tramite un apposito mercato organizzato, gestito dall'Operatore di Sistema, oppure attraverso contratti bilaterali. I generatori che vendono crediti di capacità devono soddisfare criteri di eleggibilità, accettare di rendere disponibili le proprie unità di produzione a condizioni definite dall'Operatore di Sistema¹⁵ e concordare con quest'ultimo la manutenzione preventiva. Nella loro offerta per la disponibilità di capacità i generatori specificheranno, per ciascuna unità di produzione, la capacità offerta, il livello di disponibilità medio sull'anno che essa può garantire¹⁶ e, naturalmente, il prezzo offerto.

Poiché lo scopo del mercato della capacità è di garantire ai produttori la remunerazione dei costi fissi delle unità di produzione (in particolare quelle di punta), senza ricorrere a picchi del prezzo dell'energia, in questo modello viene applicato un *price cap* molto più basso¹⁷ del VOLL (valore del *price cap* nei modelli basati solo sul prezzo dell'energia).

Il pagamento dell'importo per l'acquisto del credito di capacità garantisce all'unità di produzione un gettito che non dipende dal risultato del successivo mercato dell'energia. La vendita dei diritti di capacità di un'unità di produzione costituisce quindi una forma garanzia per gli in-

¹² In particolare nel PJM, NEPOOL e NY-ISO, dove questo mercato viene chiamato *ICAP* (*Installed Capacity*).

¹³ È inoltre previsto che il consumatore possa far fronte all'obbligo dichiarando interrompibile una parte del proprio carico.

¹⁴ Una possibile variante [9] è che i contratti per il diritto di capacità vengano stipulati non già dai consumatori o da chi ha l'obbligo di servire questi ultimi, ma direttamente dall'Operatore di Sistema che di fatto agisce come "Acquirente Unico". In questo caso quindi l'Operatore di Sistema stabilisce il livello di fabbisogno che deve essere coperto da contratti per il diritto di capacità ed acquisisce tali diritti sul mercato. La somma che l'Operatore di Sistema pagherà ai generatori sarà successivamente rigirata sui consumatori, che in questo modo pagano la garanzia di fornitura a lungo termine.

¹⁵ Solitamente, un'unità di produzione che ha venduto un credito di capacità ha l'obbligo di schedare la propria capacità tramite un contratto bilaterale, oppure di offrirla in borsa, ogni qual volta l'unità di produzione è disponibile.

¹⁶ Spesso la quantità che ciascuna unità di produzione ha il diritto di offrire è determinata per via amministrativa, tenendo conto dell'indice di indisponibilità dell'unità di produzione.

¹⁷ Nei mercati del Nord Est degli Stati Uniti, il *price cap* per il mercato dell'energia è pari a 1000 \$/MWh, cioè più di 10 volte inferiore al valore di riferimento del VOLL.

strumenti di mercato

vestitori e per le società di credito che ne hanno finanziato la costruzione. Per contro i consumatori, a fronte dell'esborso per l'acquisto dei diritti di capacità relativamente al proprio fabbisogno in un periodo futuro, hanno la garanzia che il proprio fabbisogno per tale periodo sarà soddisfatto ad un prezzo massimo prefissato, che quindi non sarà soggetto a picchi di prezzo.

I sostenitori del modello basato sul mercato della capacità sottolineano che la remunerazione della capacità in assenza di un meccanismo di mercato, come nel caso del *capacity payment*, può contribuire a mantenere in esercizio unità di produzione non efficienti, che in caso contrario verrebbero dismesse o trasformate. Viceversa, se il prezzo della capacità viene determinato tramite un mercato, questa eventualità viene meno o si riduce drasticamente, in quanto verrebbero premiati soggetti che presentano le offerte più convenienti, cioè i soggetti più efficienti.

Per contro, un problema frequentemente imputato a questo modello è che solamente il prezzo dei crediti di capacità è determinato tramite un processo competitivo, mentre sia la quantità di capacità che ciascun consumatore deve da garantire, sia la quantità che ciascuna unità di produzione può vendere sono definite centralmente¹⁸.

Più in generale, la critica mossa al mercato della capacità è che si tratta di un mercato artificiale, in cui la domanda nasce per imposizione del Regolatore (per questo il mercato è definito di tipo *quantity-based*) e i crediti di capacità non conferiscono il diritto ad alcuna contropartita economica: il valore per i consumatori è solo quello di poter dimostrare che stanno ottemperando alle disposizioni del Regolatore, evitando così di incorrere in sanzioni. Un mercato della capacità non nascerebbe spontaneamente senza le disposizioni del Regolatore. Con lo scopo di superare, almeno in parte, tali problemi è stata recentemente proposta una variante basata su *call option*, descritta nel seguito.

Una particolare realizzazione del mercato della capacità è l'imposizione ai distributori ed ai clienti industriali di garantire la capacità per il proprio picco di fabbisogno previsto (opportunamente incrementato di un margine pari al 15-20%) per i prossimi due o tre anni, acquisendo

contratti *forward* con le società di generazione, oppure assicurando l'interrompibilità di parte della propria domanda. Il modello è stato adottato nel Texas ed in Brasile.

Il mercato della capacità realizzato tramite call options

Il modello, descritto in [8], prevede che i consumatori debbano acquistare dai generatori una quantità di *call options* sufficienti a coprire la loro punta di carico. L'opzione dà diritto al consumatore di ricevere dal generatore, per ciascun MW di capacità soggetto all'opzione, la differenza tra il prezzo spot dell'energia ed un valore fisso (detto prezzo *strike*) ogni qual volta il prezzo spot supera il valore del prezzo *strike*. In questo modo, a fronte del pagamento del premio dell'opzione, il consumatore acquisisce il diritto di vedersi rimborsato il differenziale tra il prezzo dell'energia ed il valore di *strike* dell'opzione, quando il primo supera il secondo e quindi di pagare l'energia ad un prezzo non superiore a quello di *strike*. Le opzioni sono scambiate tramite un apposito mercato gestito dall'Operatore di Sistema che determina il valore delle opzioni e le unità di produzione le cui offerte sono accettate.

Le *call options* introdotte da questo modello svolgono lo stesso ruolo dei diritti di capacità del modello precedente: il premio incassato per la loro vendita garantisce al generatore la remunerazione dei costi fissi dell'unità di produzione a prescindere dal fatto che essa sia chiamata o meno a produrre, con i conseguenti benefici per gli investitori e le società di credito. Il modello non richiede di imporre un *price cap* particolarmente stringente sul mercato dell'energia: infatti i consumatori sono protetti dai picchi di prezzo del mercato *spot* dalle opzioni precedentemente acquistate dai generatori. Se un'unità di produzione che ha venduto un'opzione non è in grado di produrre in un determinato periodo di tempo (per esempio a causa di un'indisponibilità accidentale) essa rischia di dover pagare al possessore dell'opzione una cifra pari alla differenza tra il prezzo del mercato *spot* ed il prezzo *strike* (se il primo è maggiore del secondo). Questa situazione, già di per sé, incentiva le unità di produzione ad essere disponibili nelle ore di picco, limitando quindi sia la vendita allo scoperto delle *call options*, sia atteggiamenti speculativi da parte di generatori con potere di mercato, che potrebbero non offrire un'unità di produzione allo scopo di far aumentare il prezzo dell'energia sul mercato *spot*.

Anche in questo mercato tuttavia è rilevante

¹⁸ Quando nel sistema ci sono solo unità di produzione termoelettrica è relativamente facile, per il Regolatore o l'Operatore di Sistema, calcolare la quantità di capacità disponibile. Quando invece sono presenti anche unità idroelettriche o altre unità di produzione limitate in energia, il calcolo della capacità di produzione disponibile è controverso.

strumenti di mercato

il ruolo del Regolatore che stabilisce, tra l'altro:

- il valore del prezzo *strike* dell'opzione;
- la quantità (in MW) di *call options* che devono essere scambiate: il valore viene determinato in base al picco di carico atteso, all'indice di affidabilità desiderato ed alle caratteristiche del parco di produzione;
- l'orizzonte temporale di validità dell'opzione: solitamente esso varia da 1 a 2 anni; si noti che l'opzione è in forza per ciascuna ora dell'orizzonte temporale per cui è stata contrattata.

Il modello basato sulla remunerazione della riserva operativa

Questo modello di mercato combina le caratteristiche del modello basato sul mercato dell'energia con quelle del modello della remunerazione della capacità.

Il modello prevede l'esistenza di un mercato orario dell'energia ed un mercato orario della riserva operativa che sono strettamente correlati. Ogni qual volta la riserva operativa risulterà inferiore ad una quantità stabilita dall'Operatore del Sistema, alle unità di produzione saranno riconosciute le seguenti remunerazioni:

- la capacità disponibile, ma non chiamata a produrre (riserva operativa) avrà diritto ad un compenso pari al valore del *price cap* imposto al prezzo della capacità;
- alla capacità dispacciata sarà riconosciuto un prezzo dell'energia pari alla somma del *price cap* della riserva operativa (vedi punto precedente) e del costo variabile della tecnologia di produzione di punta.

Riprendendo l'esempio riportato in [7], si supponga che l'Operatore di Sistema fissi il limite della riserva operativa al 7,5% del fabbisogno. Ogni qual volta la riserva operativa disponibile è inferiore a tale valore, essa viene remunerata con un *price cap* il cui valore è pari a 1815 \$/MWh; mentre la potenza dispacciata riceverà la somma di 1860 \$/MWh (pari al *price cap* più il costo marginale della tecnologia di punta, che si assume valga 45 \$/MWh). Naturalmente il suddetto *price cap* si applica anche nel caso estremo in cui la riserva operativa è pari a zero e l'equilibrio tra produzione e fabbisogno si raggiunge ricorrendo ad un distacco del carico¹⁹.

¹⁹ Il modello si presta anche a realizzazioni più sofisticate. Per esempio il prezzo riconosciuto per la riserva operativa potrebbe variare linearmente da un valore massimo, pagato quando la quantità di riserva disponibile è pari a zero, ad un valore uguale a zero, quando il livello di riserva operativa è pari a, o supera il target prefissato. In tal modo i picchi di prezzo saranno più smussati e di minore altezza.

È possibile dimostrare che, nell'ipotesi di mercato perfettamente concorrenziale, con stessa curva di fabbisogno, e pari livello di affidabilità attesa, questo modello fornisce il medesimo risultato, in termini di capacità installata e di remunerazione della capacità, del modello basato sul prezzo dell'energia. La differenza più rilevante sta nel fatto che nel modello basato sulla remunerazione della riserva operativa il prezzo raggiungerà il *price cap* in un numero maggiore di ore, a fronte del fatto che tale *price cap* è decisamente più basso di quello del modello basato sul solo prezzo dell'energia.

Rispetto al modello basato sul prezzo dell'energia, nel modello in oggetto in virtù di picchi di prezzo molto meno accentuati, si riduce il pericolo di interventi politici atti ad imporre *price cap* molto stringenti quando nel mercato vi è carenza di capacità, e la conseguente distorsione dei segnali di prezzo che dovrebbero indurre la costruzione di nuova capacità. Allo stesso tempo, i prezzi della riserva operativa e dell'energia in tale modello riflettono meglio le condizioni operative del sistema rispetto a quanto avviene nel modello basato sul mercato della capacità; pertanto esse favoriscono un comportamento reattivo da parte del carico, di cui beneficia l'intero sistema.

La remunerazione della capacità nei mercati esistenti

Viene fornita nel seguito una rassegna delle soluzioni per la remunerazione della capacità adottate nei mercati dell'energia più significativi.

Svezia e Norvegia

Svezia e Norvegia partecipano al NordPool, il mercato dell'energia dei paesi scandinavi che adotta un modello basato sul solo prezzo dell'energia. Nell'ambito del NordPool si tiene un mercato "fisico" *spot* dell'energia (Elspot), che consiste in una sessione giornaliera del mercato relativa alle 24 h del giorno successivo, a cui possono partecipare sia generatori che consumatori. I prezzi di Elspot sono soggetti ad un *price cap* pari a 10.000 NOK/MWh.

In Svezia è attivo un mercato del bilanciamento dove tutti i generatori hanno l'obbligo di offrire la potenza disponibile in eccesso. Essi sono remunerati solo quando le unità di produzione offerte sono chiamate a produrre. Inoltre l'Operatore di Sistema (Svenska Kraftnat) dispone di circa 1.200 MW di capacità

di "ultima istanza" (*disturbance reserve*), costituita prevalentemente da unità a turbogas, utilizzata in caso di improvvisa indisponibilità delle unità di produzione schedulate. Nel mercato di bilanciamento non c'è alcun *price cap*. In caso di carenza di potenza oppure quando l'Operatore di Sistema, per mantenere il bilanciamento, deve far ricorso alla *disturbance reserve*, il prezzo dell'energia di bilanciamento sarà fissato ad un valore di almeno 6.000 SEK/MWh. Se invece la carenza di potenza è tanto grave da richiedere distacchi di carico, il prezzo dell'energia di bilanciamento assumerà un valore di almeno 20.000 SEK/MWh.

Infine è interessante osservare l'adozione, in Svezia, di una soluzione temporanea, per il periodo 2001-2003, per assicurare la capacità di picco. Essa prevede che circa 1.000 MW di capacità di generazione siano contrattati come riserva dall'Operatore di Sistema. Le società di generazione che mettono a disposizione tale capacità normalmente sono libere di offrirla quando lo reputano più opportuno ed al prezzo voluto. In periodi di scarsità l'Operatore di Sistema può però imporre ai generatori l'utilizzo di tale capacità. In tali occasioni, la capacità viene offerta sul mercato ad un prezzo pari a due volte il costo variabile dell'unità di produzione. Per tale capacità di riserva è stato quindi introdotto un meccanismo di remunerazione della capacità che si discosta nettamente dalla remunerazione basata sul prezzo dell'energia adottato per il resto della capacità.

Australia

Anche in Australia, per il NEM (National Energy Market) è stato adottato un modello di mercato basato sul solo prezzo dell'energia. Il mercato è gestito dall'Operatore di Sistema (NEMMCO), che seleziona e spaccia le unità di produzione sulla base delle offerte ricevute. Il mercato prevede un *price cap* che, negli anni, è stato più volte alzato fino a 20.000 \$/MWh, su richiesta delle società di generazione, secondo le quali un valore più basso non avrebbe garantito il ritorno degli investimenti e sarebbe stato un segnale troppo debole per indurre nuovi investimenti.

A seguito di recenti situazioni di carenza di capacità, in Australia è in corso un dibattito circa l'opportunità di creare, come è stato fatto in Svezia, una riserva di capacità nella disponibilità dell'Operatore di Sistema per far fronte a situazioni critiche. In questi casi l'energia prodotta da tale capacità di riserva verrebbe remunerata ad un prezzo imposto.

Inghilterra e Galles

In primo luogo si prende in esame la soluzione adottata dal mercato (il Pool) di Inghilterra e Galles dal 1990 al 2001. Essa prevedeva un modello basato sul *capacity payment*, che riconosce una remunerazione legata alla capacità a tutte unità di produzione che presentano offerta su mercato del giorno prima dell'energia, in quanto, con la loro disponibilità a produrre, esse contribuiscono ad incrementare l'affidabilità del sistema elettrico. In particolare il valore del *capacity payment* (espresso in £/MWh) è proporzionale ai seguenti due fattori:

1. alla probabilità che il giorno successivo, all'atto dello scambio fisico dell'energia, la domanda effettiva ecceda la capacità effettivamente disponibile (nel qual caso sarebbe necessario razionare la domanda);
2. al valore dell'energia non fornita al carico (VOLL) per effetto di una riduzione di carico dovuta a carenza di capacità.

Pertanto quando la probabilità di una carenza di capacità aumenta, per effetto di un aumento della domanda o della capacità indisponibile, i generatori ricevono un *capacity payment* più alto. Questa modalità di applicazione del *capacity payment* ha lo scopo di fornire al mercato dei segnali di breve termine in modo che le decisioni circa la disponibilità delle unità di produzione (manutenzione programmata ecc.) vengano prese dai produttori anche in risposta alle richieste del mercato.

Il contributo fornito da ciascun MW di capacità di generazione per evitare il razionamento di un MW di fabbisogno è valutato tramite l'indice LOLP, cioè la probabilità di non soddisfare il fabbisogno. Il LOLP viene valutato dall'Operatore di Sistema (National Grid) su ogni intervallo temporale in cui si articola il mercato, prendendo in considerazione i valori storici di indisponibilità accidentale delle unità di produzione e l'errore medio sulla previsione del fabbisogno. Invece il VOLL è stato fissato dal Regolatore all'avvio del mercato, nel 1990, ad un valore pari a 2.000 £/MWh, e modificato annualmente in base al valore dell'inflazione.

La formula per il calcolo del *capacity payment* (CP) riconosciuto alle unità di produzione, basata sugli indici sopra introdotti, è quindi la seguente:

- se l'unità di produzione non è stata schedulata a produrre: $CP = LOLP \cdot (VOLL - \text{Prezzo-offerta})$
- se l'unità di produzione è stata schedulata a produrre: $CP = LOLP \cdot (VOLL - SMP)$
dove il Prezzo-offerta è il prezzo offerto dal-

strumenti di mercato

l'unità di produzione nel mercato dell'energia, mentre SMP (*System Marginal Price*) è il prezzo risultante dal mercato dell'energia. Ovviamente, le unità chiamate a produrre, nell'intervallo di tempo in questione riceveranno, oltre al CP anche la remunerazione per l'energia prodotta, pari a SMP, pertanto la remunerazione complessiva (PPP - *Pool Purchase Price*, cioè prezzo di acquisto di energia da parte del Pool) che esse percepiranno dal Pool per la vendita di un MWh di energia in una data ora è pari a:

$$PPP = SMP + CP$$

dove

$$CP = LOLP \cdot (VOLL - SMP)$$

Per contro, il valore orario dell'energia pagato dai consumatori (PSP - *Pool Selling Price*, cioè prezzo di vendita dell'energia da parte del Pool) per l'acquisto dal Pool di un MWh di energia in una data ora è pari a:

$$PSP = SMP + CP + UPLIFT$$

dove il termine UPLIFT è diverso da zero solo durante una parte (quelle di punta) delle 48 mezz'ore in cui si articola il mercato giornaliero e serve, tra l'altro a pagare l'ammontare giornaliero del *capacity payment* alle unità di produzione non chiamate a produrre.

In condizioni di normalità il valore del *capacity payment* è stato mediamente piuttosto basso, ma in determinate condizioni, esso ha raggiunto valori fino a 570 £/MWh. Nei primi anni del mercato, il meccanismo ha funzionato piuttosto bene e non ha dato luogo a critiche; esso infatti ben si combinava con il ciclo di programmazione giornaliero delle unità di produzione a carbone. Ma sul finire degli anni '90 la formula ha iniziato a fornire segnali sempre più discutibili, in quanto era influenzata da brevi e frequenti alterazioni della disponibilità delle unità di generazione, a causa di una gestione più flessibile delle unità di produzione e di fenomeni di arbitraggio sulle forniture di gas tra il mercato dell'energia e quello del gas²⁰. Per questa ragione si sono levate sempre più forti le proteste dei grossi clienti industriali, non più disposti a pa-

gare i costi del *capacity payment*, ormai considerato solo un ingiustificato balzello sul prezzo dell'energia.

Con la riforma del mercato elettrico del 2001 che ha portato, tra l'altro, all'abbandono del Pool e del dispacciamento centralizzato a favore di una contrattazione bilaterale con gestione da parte dell'Operatore di Sistema del solo mercato di bilanciamento, qualsiasi forma di *capacity payment* è stata eliminata e gli incentivi per garantire l'affidabilità presente e futura del sistema elettrico sono tutti nel prezzo dell'energia e nella possibilità di stipulare contratti a lungo termine tra produttori e clienti.

Spagna

La Spagna adotta un modello basato sul *capacity payment* [9]. L'ammontare del *capacity payment* riconosciuto alle unità di produzione e pagato dagli utenti è indipendente dal risultato nel mercato dell'energia. Le unità di produzione ne hanno diritto se hanno partecipato al mercato dell'energia, come illustrato in dettaglio di seguito.

La remunerazione della garanzia di potenza nel mercato spagnolo è definita attraverso un meccanismo ex-ante. Il prezzo del *capacity payment* pagato dai consumatori è stabilito per legge e il suo valore medio è stato progressivamente ridotto dal valore di 0,78 c€/kWh a 0,69 c€/kWh a 0,48 c€/kWh (quest'ultima modifica effettuata nel 2000) e nei mesi a venire potrebbe essere prevista un'ulteriore riduzione. Attraverso queste modifiche, il termine di garanzia di potenza nel corso degli anni si è progressivamente ridotto dal 20-25% del prezzo di mercato al 12-15%²¹.

Le "Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica" definiscono i soggetti tenuti a pagare e ricevere i corrispettivi a copertura della garanzia di potenza.

Per quanto riguarda il pagamento del *capacity payment*, la situazione è differenziata tra clienti liberi e clienti vincolati. I primi (*comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos*) sono tenuti ad un pagamento prefissato in base alla fascia oraria ed al mese: da un massimo di 0,78 c€/kWh nella fascia di picco invernale a 0 c€/kWh nelle ore vuote.

La quota di pagamento dei clienti vincolati

²⁰ Per arginare gli effetti sul LOLP dovuti alla sottrazione di capacità dal mercato per brevi periodi di tempo, il Regolatore ha modificato la formula del LOLP facendo in modo che l'indisponibilità di capacità abbia effetto sul LOLP solo quando essa ha una durata di almeno 8 giorni interi.

²¹ Il prezzo medio dell'energia sui mercati giornalieri e infragiornalieri è stato di circa 3 c€/kWh nel 1999 e nel 2000 e di 3,5 c€/kWh nel 2001.

strumenti di mercato

(distribuidores y contratos de exportación) è calcolata ex-post mensilmente in modo tale che il prezzo medio unitario pagato per il servizio di garanzia di potenza risulti di 0,48 c€/kWh. La necessità di calcolo ex-post è dovuta alla valutazione dei volumi di mercato e delle quote pagate dai clienti idonei, anche se il valore è di fatto ben prevedibile a priori. Per i clienti vincolati i prezzi medi unitari pagati nel 2001 sono stati:

- circa 0,55 c€/kWh nei quattro mesi invernali (gennaio, febbraio, novembre, dicembre);
- circa 0,7 c€/kWh nei restanti otto mesi.

Infine è importante sottolineare che non c'è nessuna relazione tra il termine di garanzia di potenza ed i prezzi che si stabiliscono nel mercato *spot* dell'energia.

La quantità complessiva di potenza che ha diritto al *capacity payment* è decisa ex-post, su base mensile, con un metodo piuttosto complesso che tiene conto anche²²:

- dell'effettiva disponibilità delle unità di produzione con risorse limitate (distinguendo tra pompaggi puri, pompaggi misti, altri idrici e fonti termiche limitate e facendo riferimento per gli idrici ai precedenti 5 anni);
- della detrazione relativa alla quota parte di potenza ceduta dalle unità di produzione tramite contratti bilaterali;
- dell'effettiva disponibilità durante il mese dei gruppi di produzione;
- di una speciale quota riservata al contratto di importazione preesistente EDF-REE.

Sulla base della somma complessiva pagata dagli utenti (liberi e vincolati) e sulla quantità complessiva di potenza che ha diritto al *capacity payment*, viene determinato il valore unitario di quest'ultimo che è riconosciuto alle unità di produzione aventi diritto, relativamente all'effettiva disponibilità di potenza garantita al mercato.

Ricevono la remunerazione per la garanzia di potenza: i proprietari di impianti di generazione che presentano offerte di vendita sul mercato²³ e che rispettino un vincolo di energia prodotta nell'anno precedente²⁴ ed i proprietari di impianti di auto-produzione o di generazione in regime speciale che scelgono di presentare offerte sul mercato.

Non ricevono la remunerazione di garanzia di potenza:

- le importazioni destinate al mercato;
- gli impianti di produzione in regime speciale (minidro, altro rinnovabile, cogenerazione ecc.) che producano senza presentare offerte sul mercato;
- gli impianti di produzione che vengono dispacciati mediante contratti bilaterali.

Argentina

Anche in Argentina, fin dall'avvio della liberalizzazione del mercato, alle unità di produzione era riconosciuto un *capacity payment* il cui valore è di circa 10 \$/MWh. Il sistema elettrico argentino ha un'importante componente idroelettrica. Negli anni normali la quota di produzione idroelettrica è molto elevata e, conseguentemente, la produzione termoelettrica è ridotta; ma negli anni secchi la produzione idroelettrica si abbassa notevolmente e quindi è indispensabile che in tale situazione la capacità termoelettrica sia disponibile per soddisfare il fabbisogno.

Per determinare la capacità che ha diritto al *capacity payment* vengono presi in considerazione tre differenti elementi:

1. la capacità dispacciata negli anni particolarmente secchi, al fine di assicurarsi una riserva termoelettrica;
2. la capacità dispacciata in anni di normale idraulicità, al fine di estendere il *capacity payment* anche alla capacità idroelettrica;
3. la capacità dispacciata esclusivamente nelle ore di picco.

Il *capacity payment* è correlato al maggiore dei tre precedenti valori. Il pagamento che viene riconosciuto a ciascuna unità di produzione dipende dalla sua "capacità efficiente", che viene calcolata sulla base del dispacciamento dell'unità di produzione.

USA – Stati del Nord Est

Nella regione del Nord-Est degli Stati Uniti sono attivi tre mercati:

- il PJM (che comprende gli stati della Pennsylvania, New Jersey e Maryland);
- il NEPOOL (nel New England);
- il NY-ISO (nello stato di New York) in cui è stata adottato un modello basato sul mercato della capacità (mercato dell'ICAP, *Installed Capacity*)²⁵.

²² Di fatto, anche la remunerazione ricevuta dai produttori, pur essendo un ex-post mensile, può essere stimata a priori con buona precisione.

²³ Ciascuna unità di produzione che non sia indisponibile o che abbia venduto la propria energia tramite un contratto bilaterale è obbligata a presentare offerta sul mercato dell'energia.

²⁴ Questo vincolo è stato progressivamente aumentato fino a 480 h, equivalenti a piena potenza nel corso dell'anno.

²⁵ Nel NEPOOL il mercato ICAP è stato eliminato nel 2002.

strumenti di mercato

Nel PJM le *Load Serving Entities* (LSE) possono acquisire crediti per ICAP, sia attraverso una negoziazione bilaterale, oppure tramite specifici mercati gestiti dall'Operatore di Sistema, nel quale vengono scambiati crediti per il giorno successivo, per il mese successivo, oppure per un periodo di più mesi in avanti. Le LSE che non riescono a coprire i loro obblighi sono soggette ad un'ammenda, chiamata *Capacity Deficiency Rate*, da versare all'ISO, che vale 58.000 \$/MW/anno, oppure 158 \$/MW/giorno. La somma raccolta con le ammende viene distribuita ai generatori che, nello stesso periodo, dispongono di capacità in eccesso.

L'applicazione dell'ICAP nel PJM è stata recentemente oggetto di accezioni polemiche (al riguardo si veda [7]). Uno dei motivi di polemica è la possibilità, concessa ai generatori, di ritirare dal mercato (in gergo *delisting*), con un preavviso di soli due giorni dato all'Operatore di Sistema, un'unità già vincolata da un diritto di capacità. In questo caso l'unità di produzione è soggetta a versare la stessa ammenda cui sono soggette le LSE quando non si coprono per tutto il loro fabbisogno.

La possibilità di *delisting* pone notevoli problemi nel caso in cui il mercato dove si applica l'ICAP sia collegato ad un mercato di uno stato

vicino in cui la remunerazione della capacità avviene tramite il solo prezzo dell'energia. In questo caso infatti, se si ha una carenza di capacità sui due mercati, i generatori presenti nel mercato con ICAP saranno indotti ad offrire la loro capacità nel mercato vicino che, essendo basato esclusivamente sui prezzi dell'energia, garantirà prezzi più alti. E ciò avverrà malgrado il *delisting* della capacità dal proprio mercato comporti per il generatore il pagamento di una penale, se il ritorno che esso si aspetta dalla vendita dell'energia nel mercato vicino è superiore al costo della penale.

La situazione sopra descritta è quella che si è verificata tra il PJM e i sistemi elettrici degli stati limitrofi (in particolare l'ECAR), che hanno un *price cap* sul prezzo dell'energia molto più alto rispetto a quello del PJM. Pertanto per le unità di produzione del PJM, in determinate condizioni di mercato, risultava conveniente vendere la propria capacità in mercati esterni, anche in condizioni di carenza di capacità nel PJM. L'effetto di questa situazione è che la capacità delle unità di produzione che adottano questa strategia viene pagata due volte: una prima volta dal mercato casalingo, tramite il pagamento dell'ICAP per la maggior parte delle ore dell'anno, una seconda volta dai picchi di prezzo dei mercati limitrofi, a cui l'unità di produzione partecipa quando si verificano situazioni di carenza di capacità. Pertanto, i consumatori del PJM che pagano l'ICAP non possono beneficiare della capacità proprio nei momenti in cui essa sarebbe più utile.

A tale situazione si è cercato di porre rimedio tramite l'applicazione di una penalizzazione più severa alle unità di produzione che praticano il *delisting* (per esempio incremento del coefficiente di indisponibilità da applicare all'unità per determinare la quantità di capacità che può essere venduta sul mercato ICAP, incremento del *Capacity Deficiency Rate*). Tuttavia si tratta sempre di modifiche ad-hoc in quanto manca una teoria condivisa per determinare la "giusta" penalizzazione. Si sta pensando anche ad altri tipi di intervento, quale un preavviso più lungo, rispetto agli attuali due giorni, all'Operatore di Sistema per il *delisting*, l'armonizzazione del *price cap* tra tutti i mercati della regione, oppure il passaggio ad un mercato della capacità realizzato tramite opzioni *call* obbligatorie.

Italia

Per analizzare la situazione in Italia, si prende in considerazione la situazione del mercato che si avrà a valle dell'avvio della Borsa del-



l'Energia (attuazione del dispacciamento di merito). In tale contesto, i cui termini generali sono descritti in [11], la remunerazione della capacità è garantita prevalentemente dal prezzo dell'energia. Oltre al mercato dell'energia sono previsti dei mercati orari della riserva per il giorno successivo (Mercato della Riserva Secondaria e Mercato della Riserva Terziaria), nei quali il GRTN individua la quantità di riserva da acquistare e remunera, in base al prezzo che si forma sul mercato, le unità di produzione selezionate. Tali mercati non sono però correlati con il mercato dell'energia, secondo quanto descritto trattando del modello basato sulla remunerazione della riserva operativa, in quanto un'eventuale carenza della capacità di riserva non si riflette automaticamente sul prezzo dell'energia scambiata nel mercato del giorno prima. Inoltre nel mercato italiano non sono ancora stati definiti i *price cap* assunti dal prezzo dell'energia in caso di carenza di capacità di produzione.

Infine, la Delibera n. 95/01 dell'AEEG prevede che, all'avvio del dispacciamento di merito, il GRTN acquisisca, tramite un apposito mercato annuale, la disponibilità annua di una quantità di capacità che funge da riserva di ultima istanza. Tale capacità è fornita da unità di produzione che si dichiarano non disponibili alla partecipazione al mercato dell'energia. La riserva di ultima istanza ha lo scopo di mantenere a disposizione, remunerandone i costi fissi, un certo numero di impianti che altrimenti potrebbero essere dismessi, per far fronte a temporanee carenze di produzione durante la fase di avvio del mercato.

Gli impianti che partecipano al mercato della riserva di ultima istanza presentano offerte articolate con un prezzo unitario di potenza a copertura dei costi fissi ed un prezzo unitario dell'energia a copertura dei costi variabili. Le offerte sono ordinate, sulla base di un indice di economicità derivato dai suddetti prezzi, in una curva di offerta aggregata dalla quale vengono selezionati gli impianti che concorrono a fornire la capacità richiesta.

Gli impianti selezionati per la riserva di ultima istanza verranno utilizzati in caso di impossibilità per il GME ad assicurare l'equilibrio tra prelievi ed immissioni attraverso le risorse acquisite sui mercati. Nelle ore in cui il GRTN farà ricorso alla riserva di ultima istanza, il valore dell'energia sarà pari ad un VOLL che dovrà essere fissato dall'AEEG.

Tuttavia, nel ddl "Marzano" che sta ridisegnando lo scenario del mercato elettrico italia-

no, molta attenzione è posta nella definizione dei meccanismi per consentire un adeguato ed efficiente sviluppo del parco di produzione. Proprio in considerazione dell'estrema attualità di questo problema per la realtà italiana, la redazione della rivista, in un prossimo articolo, si propone di analizzare alcune possibili soluzioni per la remunerazione della capacità di produzione adottabili per il mercato nazionale, anche in relazione alle scelte che verranno fatte circa la natura ("obbligatoria" vs. residuale) che assumerà la Borsa dell'Energia in fase di avvio.

Conclusioni

L'articolo ha mostrato come il problema della remunerazione della capacità di produzione nel mercato elettrico liberalizzato sia stato oggetto di diverse soluzioni, riconducibili a due differenti approcci:

1. la remunerazione avviene attraverso il solo prezzo dell'energia, e quindi il mercato accetterà picchi di prezzo necessari a remunerare i costi fissi delle unità di produzione, in modo particolare quelle di punta;
2. la capacità di produzione (installata o da installare) è oggetto di remunerazione separata (garanzia di potenza) rispetto all'energia ed il prezzo dell'energia avrà picchi meno marcati rispetto al caso precedente.

In un mercato perfettamente competitivo ed in assenza di distorsioni, i due approcci, da un punto di vista della teoria economica, risultano equivalenti. Essi, infatti, darebbero luogo al medesimo equilibrio di lungo termine. Pertanto la remunerazione dei produttori e l'esborso dei consumatori è il medesimo nei due modelli.

Anche sotto il profilo degli incentivi per investimenti di lungo termine i due modelli, in teoria, dovrebbero essere equivalenti. Tuttavia, la necessità di far conto sulla presenza di picchi di prezzo durante i periodi di carenza di capacità penalizza nei fatti un modello basato esclusivamente sul prezzo dell'energia. Infatti il rischio che in tali situazioni il Regolatore, spinto dalle proteste dei consumatori, imponga un *price cap* più restrittivo, potrebbe scoraggiare gli investitori ad effettuare nuovi investimenti e quindi indurre una carenza di capacità nel lungo periodo.

L'articolo ha messo anche in evidenza la stretta correlazione esistente tra l'imposizione di un *price cap* sul prezzo dell'energia ed un'esplicita remunerazione della capacità di produzione (cioè una remunerazione distinta dal prezzo del-

strumenti di mercato

l'energia). In particolare, in un corretto modello di mercato, l'imposizione di un *price cap* restrittivo deve sempre prevedere l'introduzione di una qualche forma di remunerazione esplicita della capacità.

Il problema della remunerazione della garanzia di potenza assume una particolare criticità durante la fase di transizione da un mercato regolamentato ad un mercato liberalizzato. In questa fase infatti occorre affrontare i tipici problemi di "breve periodo", quali ad esempio: se e come riconoscere i costi d'investimento degli impianti meno efficienti (che quindi non saranno chiamati a produrre) di un parco con eccesso di capacità di produzione; o, di converso, come evitare che siano dismessi impianti giudicati non remunerativi ma che, nel breve termine, potrebbero essere necessari per garantire il livello di sicurezza del sistema elettrico.

È importante riconoscere che in molti casi ta-

li problemi sono specifici della fase di transizione e pertanto è consigliabile affrontarli tramite provvedimenti ad hoc, finalizzati a fornire una risposta nel breve periodo. In questo quadro rientrano quindi meccanismi di remunerazione esplicita della capacità, provvedimenti di riconoscimento di *stranded costs*, la contrattualizzazione di impianti selezionati da parte dell'Operatore di Sistema²⁶.

D'altro canto, la scelta della modalità di remunerazione della capacità deve porsi come obiettivo prioritario il problema di efficienza economica di lungo periodo. Cioè fornire agli investitori privati il giusto segnale per favorire lo sviluppo efficiente della capacità di produzione, necessaria a garantire il livello di affidabilità stabilito per il sistema elettrico.

²⁶ Lo stesso meccanismo di *capacity payment* adottato in Spagna e descritto nella memoria da taluni viene considerato come un meccanismo di riconoscimento di *stranded costs*.

bibliografia

- [1] Fraser H: The importance of an Active demand Side in the Electricity Industry. *Electricity Journal*, November 2001, p. 52-73.
- [2] Hunt S: *Making competition work in electricity*. Wiley, 2002.
- [3] Morey MJ: *Ensuring Sufficient Generation Capacity*. Edison Electric Institute, November 2001.
- [4] Oren SS: *Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets*. VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Curitiba, Brazil, 2000.
- [5] Stoft SE: *PJM's Capacity Market in a Price-Spike World*. Working Paper PWP-077 of the Program on Workable Energy Regulation (POWER), University of California Energy Institute, May 2000.
- [6] Shuttleworth G, McKenzie I: A Comparative study of the electricity markets in UK, Spain and Nord Pool. Lavoro incluso nel volume *Il costo dell'energia nel nuovo mercato elettrico italiano*, Confindustria 2002.
- [7] Hobbs BF, Inon J, Stoft S: Installed Capacity Requirements and Price Caps: Oil on the Water, or Fuel on the Fire?. *Electricity Journal*, Vol. 14, n. 6, August/Sept. 2001, p. 23-34.
- [8] Vazquez C, Rivier M, Pérez-Arriaga IJ: A market Approach to Long-Term Security of Supply. *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 17, n. 2, May 2002, p. 349-357.
- [9] Fernandez Gonzalez JL, Gonzalez Morales G: *Analysis of long term supply guarantee in the Spanish Power System. Capacity payment and alternatives*. Power Delivery Conference, Madrid, 1999.
- [10] Forsberg K, Fritz P: *Methods to Secure Peak Load Capacity on Deregulated Electricity Markets*. A summary of papers and presentations from the Market Design 2001 Conference in Saltsjobaden, Sweden, June 2001.
- [11] Gallanti M, Manzoni G: Il modello di mercato elettrico italiano. *L'Energia Elettrica*, Vol. 79, n. 1, gennaio/febbraio 2002, p. 13-23.

MASSIMO RICCI

ARERA

Direttore Divisione Energia

Disegnare le regole del mercato nei sistemi energetici è stata una sfida molto importante dei primi anni della liberalizzazione del settore energetico, che ha impegnato le Istituzioni e, in particolare, tutto il settore della ricerca nel tentare di dare risposte a una tematica nuova, affrontata sin da subito in modo differente rispetto ad altre realtà, principalmente gli Stati Uniti dove tali mercati si erano già sviluppati.

La presenza di una “rete” cui tutti devono fare riferimento per il trasporto dell’energia, il fatto che questa costituisca un bene/servizio che arriva al cliente finale con caratteristiche di qualità in larga parte non dipendenti dal proprio fornitore, la necessità di mantenere l’equilibrio energetico istantaneo nel sistema e la scarsa stoccabilità dell’energia, sono i principali fattori che rendono il mercato dell’energia radicalmente diverso dai normali mercati delle *commodity* e richiedono un insieme di regole specifiche per garantire che le dinamiche competitive possano dispiegare i propri effetti nei segmenti liberalizzati della filiera.

Il disegno del ruolo del Gestore di rete, delle regole dei mercati e delle relative piattaforme, e degli strumenti a tutela dei consumatori nella prima fase della liberalizzazione è stato completato nei primi anni 2000; un disegno cui il lavoro di Massimo Gallanti ha contribuito in modo significativo sin dall’inizio e i cui risultati sono ancora oggi alla base del funzionamento dei mercati. Di più, negli anni successivi il disegno che si è andato sviluppando nel quadro europeo avrebbe fatto proprie alcune delle scelte fondamentali, una per tutte quella dei prezzi zionali, che il sistema italiano aveva adottato negli anni precedenti con competenza e lungimiranza.

La rilevanza e la difficoltà delle scelte effettuate deriva dalla necessità di coniugare le esigenze di semplicità e di standardizzazione dei mercati (la negoziazione di pochi prodotti standardizzati favorisce la liquidità dei mercati e la concorrenza) con le complessità del settore e della *commodity* energetica, che assume un valore diverso nei diversi momenti del tempo (non solo tra un’ora e la successiva ma anche all’interno delle stesse) – per effetto della carenza di possibilità di stoccaggio a costi ragionevoli – e nei diversi punti dello spazio, per effetto dei limiti nel sistema di trasporto.

Altrettanto rilevanti in relazione a tematiche così complesse risultano gli approfondimenti cui Massimo ha spesso contribuito, volti a esaminare in maniera critica le regole e le modalità di funzionamento dei mercati – lui avrebbe forse detto “simulare” – al fine di individuarne eventuali criticità e proporre correttivi.

Ciò a maggior ragione in un contesto in cui l’assetto del settore iniziava a mutare nel tempo per effetto delle decisioni legate alla progressiva decarbonizzazione; l’effetto di tali mutamenti è oggi davanti agli occhi di tutti in una situazione in cui, a fronte del chiaro obiettivo di ridurre drasticamente l’intensità carbonica del settore, non vi è altrettanta chiarezza sugli strumenti e sul percorso necessario al suo perseguimento.

Colpisce a tale proposito la sensibilità di Massimo nel cogliere, in alcuni passaggi di un suo scritto del 2010, dall’enorme bagaglio culturale e di esperienza che il pro-

professor Paris portava con sé, alcuni elementi chiave del disegno dei mercati e, più in generale, gli elementi alla base di una buona regolazione: *“La ragione per cui gli investitori hanno programmi di sviluppo orientati esclusivamente ai gruppi di base, tecnicamente ed economicamente inadatti a produrre sotto le 1.000 h/anno col rischio di accrescere i costi medi di produzione. È evidente che i meccanismi di mercato non sono abbastanza chiari da indurre gli investitori ad operare in questa fascia”*. Il professor Paris pronunciava queste parole già nel 2003 e Massimo le riprende a sottolineare l’inadeguatezza di un modello di mercato *energy-only* a sostenere gli investimenti necessari all’equilibrio del sistema. Ancora oggi, a quasi vent’anni di distanza e dove gli eventi e gli obiettivi di decarbonizzazione hanno via via reso più evidente l’esigenza di strumenti di lungo periodo per supportare gli investimenti, non è maturata (anche se la strada sembra essere quella) una visione così chiara nel contesto europeo.

Mi fa piacere citare, per sottolineare l’importanza del contributo di Massimo al settore, poche parole che lui stesso riprendeva dall’ultimo scritto del professor Paris e che considero particolarmente attuali: *“L’importanza della cultura alla base delle decisioni”*. In questa affermazione sta la motivazione del costante impegno profuso da Massimo, fin dal principio della sua vita professionale, sul processo di liberalizzazione del sistema elettrico e sul funzionamento del mercato.

Cultura a supporto delle decisioni che sola può guidare le Istituzioni nelle scelte energetiche per il futuro e nelle decisioni di investimento che determineranno non solo il costo per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione ma, forse soprattutto, i tempi necessari e, in ultima analisi, la possibilità stessa di conseguire pienamente i medesimi obiettivi.

Massimo Ricci

VIRGINIA CANAZZA

Partner e Amministratore delegato REF-E

“Incredibile Virgi!”. Quando penso a Massimo, ricordo immediatamente queste sue parole con affetto e commozione. Ogni volta che gli raccontavo le mie novità di vita professionale e privata, lui le esclamava con simpatia e felicità, suscitando in me fierezza e forza per continuare a realizzare qualcosa in più di cui lui potesse essere orgoglioso. Massimo non è stato solo il mio capo durante i primi anni del mio percorso professionale, ma da sempre per me una guida e un esempio da seguire, nella passione per il lavoro e nei valori importanti della vita. Oltre che un grande, vero amico.

Sono lusingata di poter testimoniare, con questo piccolo contributo su un tema di estremo rilievo, l'alto valore dell'apporto che Massimo ha dato al settore energetico italiano, arricchendo ogni passaggio saliente nell'evoluzione del mercato di analisi oggettive delle opzioni disponibili e dei conseguenti possibili impatti dal punto di vista dei diversi attori, cercando con consapevolezza e lucidità le soluzioni più efficienti e ragionevoli, in modo neutrale e pragmatico, e cimentandosi su temi innovativi con originalità, entusiasmo e visione prospettica.

Il problema della garanzia della remunerazione della capacità di generazione necessaria per garantire la copertura della domanda si è posto fin dagli albori della liberalizzazione e soluzioni molto diverse sono state progressivamente adottate nei mercati dell'energia. Ripercorrendo i motivi alla base dell'introduzione di meccanismi di remunerazione esplicita della capacità produttiva alla luce degli emergenti rischi di inadeguatezza dei sistemi elettrici nella transizione energetica, il mio contributo dedica un focus particolare al *capacity market* italiano cercando di cogliere le incertezze ancora presenti nella prospettiva futura.

In generale, l'adeguatezza di un sistema elettrico misura la capacità delle risorse di generazione e trasmissione di far fronte al fabbisogno di energia elettrica in modo affidabile. Nel corso dell'ultimo decennio, diversi gestori di rete europei hanno sottolineato il rischio di non garantire in prospettiva l'adeguatezza dei propri sistemi elettrici.

Come è stato evidenziato nella *sector inquiry* condotta dalla Commissione Europea nel corso del 2016 (*Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*, COM(2016) 752 final, 30 novembre 2016), la causa di tale rischio sta nel fatto che i mercati *energy only*, così come nati dalla liberalizzazione, si sono dimostrati insufficienti a fornire adeguati segnali per il mantenimento della capacità esistente e per favorire nuovi investimenti in capacità produttiva (il cosiddetto *missing money problem*).

La transizione verso gli obiettivi ambientali di medio-lungo periodo fissati dalle policy nazionali ed europee si basa sulla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili. Lo sviluppo di tali risorse, caratterizzate da costi variabili di produzione nulli, ha iniziato a impattare in misura sempre più significativa sui prezzi marginali dei mercati, riducendo lo spazio e la remunerazione degli impianti di generazione convenzionali e introducendo una volatilità sempre maggiore: nemmeno i prezzi realizzabili nei periodi di scarsità possono risultare sufficienti a far emergere, in un numero ristret-

to di ore e vista la presenza dei *price cap* sui mercati, segnali attraenti per la nuova capacità produttiva necessaria a garantire la domanda. Di conseguenza, il limitato o assente sviluppo di nuovi investimenti in capacità di generazione convenzionale, insieme al naturale ridimensionamento di quella esistente, tende progressivamente a deteriorare l'adeguatezza dei sistemi in quanto il contributo delle rinnovabili, dato il basso grado di affidabilità connesso all'intrinseca variabilità della fonte primaria, rimane residuale. Tale effetto si mostra più o meno forte a livello locale, in relazione alla distribuzione delle rinnovabili rispetto alla domanda, al grado di sviluppo della rete di trasmissione, al tasso di crescita della richiesta energetica settoriale.

In aggiunta, i piani di *phase-out* della capacità di generazione a carbone esistente, sia perché arrivata a fine vita utile sia in ottica di decarbonizzazione, hanno via via enfatizzato una crescente preoccupazione riguardo all'inadeguatezza dei sistemi già nel breve-medio periodo.

Queste condizioni hanno portato molti regolatori europei a valutare la possibilità di introdurre dei meccanismi di remunerazione esplicita della capacità produttiva, con un duplice fine: costituire una base di remunerazione stabile per favorire il mantenimento della capacità di generazione esistente e, soprattutto, stimolare nuovi investimenti in capacità produttiva, così da garantire la copertura della domanda e di conseguenza mantenere l'adeguatezza del sistema.

Vari tipi di meccanismi sono stati introdotti negli anni per affrontare questo problema nei Paesi europei: riserve strategiche in Belgio e in Germania; remunerazioni fisse della capacità disponibile in ore potenzialmente critiche in diversi Paesi, compresa l'Italia (*Capacity payment*, delibera 48/2004); obbligo di capacità rivolto ai fornitori in Francia, aste di capacità in Gran Bretagna.

La mancanza di una definizione di livelli di adeguatezza comune a livello europeo può comportare tuttavia distorsioni nella competizione: sistemi eccessivamente coperti dal punto di vista dell'adeguatezza possono divenire più competitivi rispetto a sistemi più conservativi, sostenendo l'*export* verso i Paesi che hanno costi più elevati.

Come indicato nella Decisione con cui la Commissione Europea ha approvato per la prima volta il *capacity market* in Italia, le ragioni che sostengono l'introduzione di un meccanismo di remunerazione esplicita della capacità sono sostanzialmente tre: la difficoltà nel far emergere il valore dell'adeguatezza lato consumatori (che infatti non possono essere disconnessi selettivamente sulla base della disponibilità a pagare l'energia in caso di eventi critici); la mancanza di uno sviluppo coordinato della capacità di generazione e della capacità di trasmissione, dovuta all'asimmetria informativa esistente tra i diversi operatori del sistema elettrico, che causa segnali distorti in termini di localizzazione degli investimenti; il sopraccitato *missing money problem*, per cui i mercati *energy only* non sono in grado di generare per gli operatori un ritorno in grado di coprire i costi fissi e remunerare adeguatamente gli investimenti in capacità

produttiva. La posizione europea è che i meccanismi di remunerazione della capacità rimangano dunque interventi complementari e di ultima istanza, attivabili solo nel caso si verifichino fallimenti del mercato per dare i corretti segnali agli investimenti.

Il *Clean Energy Package* include alcune proposte, portate avanti operativamente in ambito ENTSO-E, per introdurre criteri per armonizzare gli *standard* di adeguatezza a livello europeo, al fine di evitare distorsioni nella concorrenza dei mercati transfrontalieri e incoraggiare il coordinamento verso un unico modello obiettivo. Ad oggi, questo non sembra però ancora effettivamente possibile a livello giuridico, essendo la garanzia della copertura della domanda elettrica nazionale una responsabilità in capo ai singoli governi nazionali.

Venendo al nostro Paese, si è assistito negli ultimi anni a una progressiva riduzione del margine di riserva fino ad una soglia di attenzione, come segnalato da Terna (valore minimo di soli 5 GW nel 2016), a causa della significativa razionalizzazione del parco produttivo e della ripresa della domanda elettrica negli anni successivi alla crisi economica.

Si può affermare che il *capacity market* italiano ponga le sue basi nel Decreto Legislativo 379/2003 che ha previsto un meccanismo basato su regole competitive, trasparenti, non discriminatorie e non distorsive del mercato, volto a ridurre al minimo i costi sostenuti dai consumatori.

Transitoriamente, in attesa dell'introduzione di questo meccanismo di mercato, l'Autorità ha stabilito una remunerazione della capacità sotto forma di un meccanismo di *capacity payment*, riservato ai soli impianti programmabili e costituito da un corrispettivo regolato erogato sulla base della disponibilità dell'impianto in un insieme di ore critiche definite da Terna, anno per anno: questo meccanismo, introdotto nel 2004, è tuttora in vigore e sarà abolito a inizio 2022, quando sarà sostituito dalla prima *delivery* del *capacity market*.

Il primo provvedimento regolatorio promulgato dall'Autorità sul meccanismo di mercato risale al 2011 (Delibera ARG/elt 98/11, relativa ai criteri e alle condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica) e introduce i principi regolatori alla base del *capacity market*, riguardanti la partecipazione, il meccanismo ad asta, i diritti e gli obblighi dei partecipanti, la copertura del gettito.

Negli anni successivi, un continuo lavoro ha coinvolto oltre all'Autorità anche Terna, incaricata di definire le regole tecniche implementative del meccanismo, il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), cui spetta l'emissione del decreto attuativo e quindi l'ultima parola sull'adozione del meccanismo, e la Commissione Europea, tenuta a valutare la compatibilità del meccanismo con la normativa relativa agli aiuti di Stato.

Il meccanismo proposto in Italia è stato più volte revisionato così da essere allineato alle linee guida europee, introducendo: partecipazione non discriminatoria delle

varie fonti, apertura alla *demand response* e alle nuove risorse di adeguatezza, soglie di emissione per guidare la transizione verso i target ambientali. Si è arrivati così al disegno definitivo, adottato dal MISE attraverso il Decreto ministeriale del 28 giugno 2019. Coerentemente a quanto prescritto dal nuovo Regolamento europeo, le prime aste, finalizzate alla copertura dell'adeguatezza su un orizzonte di *delivery* 2022-2023, si sono potute svolgere entro la fine del 2019.

Con l'entrata in vigore del nuovo *Energy package* 2020 è previsto che le valutazioni di adeguatezza vengano effettuate a livello europeo da ENTSO-E, con i dati forniti dai vari TSO. Questa nuova procedura detta tempistiche imprevedibili per un eventuale meccanismo futuro.

In tutto questo percorso, il lavoro di Massimo è stato importante. Negli anni in cui prendeva forma la liberalizzazione del mercato dell'energia in Italia, l'attività di ricerca di Massimo fu principalmente volta a esaminare i temi caldi connessi alla definizione del disegno di mercato italiano raccogliendo preziosi spunti dallo studio approfondito delle esperienze più avanzate in ambito internazionale, con l'obiettivo di fornire ai soggetti del mercato e alle istituzioni suggerimenti e stimoli alla di riflessione.

I ragionamenti di Massimo prima ancora dell'avvio del mercato valutavano cause e conseguenze dell'introduzione nel modello di mercato di meccanismi di remunerazione della capacità e ricercavano lezioni di cui far tesoro nelle esperienze internazionali. Fra molteplici argomenti, Massimo analizzò anche i meccanismi di remunerazione esplicita della capacità produttiva introdotti con modelli diversificati in alcuni mercati liberalizzati esteri.

In quegli anni il sistema italiano era caratterizzato da una forte crescita della domanda (nel 2003 il tasso di crescita della domanda rispetto all'anno precedente fu del 3,2%) e da una bassa penetrazione delle fonti rinnovabili (fino al 15% della domanda circa, includendo la produzione idroelettrica). Le centrali termoelettriche di taglia rilevante garantivano la copertura del fabbisogno, seppur con sensibile dipendenza dall'importazione estera (nel 2003 circa il 16% del mix produttivo). Sempre in quel periodo si andava affinando il disegno del mercato elettrico italiano, a valle dell'attuazione del Decreto Bersani n. 79/1999, che avrebbe visto la partenza il primo aprile 2004.

Massimo aveva correttamente identificato il potenziale risvolto del *missing money* nei mercati *energy only*, presupposto per la giustificazione dell'introduzione del meccanismo di remunerazione della capacità di adeguatezza, nel rischio legato alla persistenza dei segnali di scarsità sul mercato, con ricadute sul livello di accettabilità per i consumatori di *spike* di prezzo e sul ritorno atteso degli investimenti privati, ed enfatizzati dai possibili ritardi connessi ai tempi per l'autorizzazione e la costruzione della nuova capacità di adeguatezza rispetto ai segnali emergenti sui mercati. Argomenti affini sono stati utilizzati recentemente dalla Commissione Europea per avalare l'attuale *capacity market* italiano.

L'analisi di Massimo, mirando a contribuire, in un contesto in fase di definizione, alla consapevolezza sull'efficienza del modello di mercato prescelto, si basava su una definizione chiara del concetto di adeguatezza, di cui venivano riproposte le basi della letteratura tecnica in tema di *Not Supplied Energy* e di *Value of Lost Load*, e proponeva una classificazione dei meccanismi di pianificazione dell'adeguatezza della capacità produttiva in essere nei vari sistemi esistenti (centralmente nei sistemi verticalmente integrati, con meccanismi basati sulla remunerazione delle capacità produttiva – *capacity market* e *capacity payment* – o della capacità di riserva nei sistemi liberalizzati), confrontando in modo oggettivo e lucido le caratteristiche salienti dei diversi schemi. Nella sua analisi ha anticipato dettagli implementativi di notevole rilevanza che avrebbero caratterizzato anche lo specifico modello delle *reliability option* italiane, quale il tema del coordinamento fra livello di premio annuo e *price cap* sui mercati (come effetto indiretto dello *strike price*) per garantire la piena copertura dei costi fissi dei generatori che garantiscono l'adeguatezza.

Inoltre, anche se in quel periodo era meno forte la sensibilità alle ripercussioni indotte sui mercati dallo sviluppo delle rinnovabili nel percorso di decarbonizzazione, Massimo aveva anticipato e sottolineato la necessità di stabilire la domanda di adeguatezza in modo probabilistico, per tenere conto della aleatorietà delle variabili da cui essa dipende.

Anche in questo caso, Massimo ha dimostrato come un approccio sistematico e il più possibile obiettivo non perda di valore anche a fronte di evoluzioni impreviste e imprevedibili delle condizioni al contorno, trascendendo con capacità di visione di lungo periodo dalle singole evidenze di breve termine, che tendono in genere a catturare maggiormente l'attenzione e a polarizzare il dibattito.

Virginia Canazza

2 Mercato elettrico: *gli articoli*

L'Energia Elettrica

novembre/dicembre 2011

Impatto della tariffa bioraria sui consumi dei clienti domestici in regime di maggior tutela

Michele Benini Massimo Gallanti Walter Grattieri Simone Maggiore RSE

Vengono presentati i risultati di una ricerca condotta su un campione di clienti domestici in seguito all'introduzione della tariffa bioraria obbligatoria, con l'obiettivo di valutare come la nuova tariffa ha modificato le abitudini di consumo dei clienti.

Introduzione

La tariffazione a prezzo costante (indipendente dall'ora e giorno di consumo) dell'energia elettrica è attualmente la più diffusa nel mondo, in quanto la sua semplicità riduce quasi al minimo gli oneri di misura e fatturazione¹. Essa tuttavia trasferisce ai clienti il costo medio della fornitura e non è in grado di indurli ad adeguare il consumo agli stati di scarsità e di abbondanza del prodotto, incoraggiandoli in particolare a ridurre la domanda durante le ore di punta. All'estremo opposto si colloca la tariffazione in tempo reale, con la quale il prezzo pagato dal cliente si basa sui costi effettivi di fornitura nel momento del consumo. In questo modo i segnali di prezzo giungono in maniera corretta ai consumatori; ciò richiede però la contabilizzazione sepa-

rata dei consumi per ciascun intervallo di tempo in cui si applica un dato prezzo². Va da sé che i consumatori in grado di modulare opportunamente i prelievi potranno avvantaggiarsi da tale regime tariffario, mentre coloro i quali non potranno ridurre la propria domanda durante le ore di prezzo elevato incorreranno in costi più alti.

Il meccanismo di prezzo con tariffe "a fascia oraria" prestabilite (biorarie, o multi orarie), che nella terminologia anglosassone è riferito come *Time of Use (TOU) tariff*, si colloca fra i due estremi appena citati: si basa sulla previsione dei costi medi dell'elettricità su base infragiornaliera e stagionale, con necessità di misura e complessità di fatturazione relativamente contenute. I segnali di prezzo risultano tanto più mediati (e smorzati) quanto più ampi sono gli intervalli di fatturazione³; pur introdu-

¹ Costi di fatturazione ancora più bassi si otterrebbero con la sola corresponsione di un canone fisso, senza misura del consumo; ma ciò sarebbe possibile se l'erogazione del servizio comportasse solo costi d'investimento e fosse priva di impatto ambientale.

² Il numero di tali intervalli di tempo dipende dalla loro durata e, virtualmente, può essere infinito. In pratica questi intervalli vengono fatti coincidere con i "periodi rilevanti" delle negoziazioni al mercato dell'energia elettrica, la cui durata è quasi ovunque di un'ora, nel qual caso si avrà un massimo di 24 periodi di misura per ogni giorno.

³ In applicazioni in California e New Jersey [1] si è calcolato che solo il 6-13% della variazione del prezzo sul mercato all'ingrosso dell'energia viene trasferito ai consumatori finali attraverso tariffe "Time of Use".

tariffe elettriche

cendo il principio di correlare in qualche misura la variabilità dei prezzi a quella dei costi della fornitura (o dei prezzi dell'energia, nel caso di mercato liberalizzato), ciò rappresenta una forma di tutela per i consumatori non in grado di modulare i prelievi.

La tariffa bioraria obbligatoria

Con la delibera ARG/elt 22/10, dopo la fase di consultazione prevista dal DCO 36/09 che ha confermato l'opportunità dell'esposizione progressiva dei clienti a costi dell'elettricità variabili nel tempo, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha approvato la "Definizione di uno strumento di gradualità per l'applicazione ai clienti domestici serviti in maggior tutela di corrispettivi di vendita differenziati per fasce orarie", vale a dire l'introduzione in Italia di prezzi di vendita dell'energia elettrica per i clienti domestici, diversi a seconda dell'ora di consumo⁴. Tale delibera va a concludere il processo, iniziato diversi anni fa con la misurazione e la tariffazione multi oraria dei clienti in AT e MT e proseguito nei riguardi dei clienti BT appartenenti al servizio di maggior tutela⁵, con la delibera AEEG 211/04 che prevedeva "la formazione di provvedimenti finalizzati ad incentivare l'estensione di tariffe elettriche differenziate su fasce orarie ai clienti domestici" e la delibera AEEG 56/08, che ha espresso la necessità "che l'applicazione dei corrispettivi PED differenziati per fasce orarie avvenga con riferimento a tutti i punti di prelievo trattati orari o trattati per fascia ai sensi del TILP⁶".

La tariffa bioraria risponde al principio secondo il quale il prezzo pagato dall'utente per la componente energia riflette il costo di approvvigionamento dell'energia. Il segnale di prezzo che ne deriva, qualora recepito dai consumatori, favorisce il livellamento della curva di domanda (il cosiddetto *peak-shaving*) ed aumenta l'efficienza del sistema.

Dal 1 luglio 2010 la tariffa bioraria è applicata obbligatoriamente a tutti i clienti domestici in regime di maggior tutela, dopo il ricevimento da parte degli stessi di almeno tre fatture in cui i loro consumi vengono suddivisi per ciascuna fascia oraria.

Tale tariffa prevede due prezzi diversi a seconda del periodo in cui l'elettricità è utilizzata: un prezzo più alto durante le cosiddette "ore piene" (fascia F1, che include le ore comprese nell'intervallo 8:00-19:00 dei giorni feriali) ed uno più basso durante le cosiddette "ore vuote" (fascia F2 e fascia F3, che comprende le restanti ore della settimana non incluse nella precedente definizione di ore piene).

Il regolatore ha stabilito che l'innovazione rappresentata dalla tariffa bioraria venga introdotta con gradualità: è stato infatti previsto un periodo di transizione, della durata di 18 mesi (1 luglio 2010 – 31 dicembre 2011), con una differenza di prezzo relativamente contenuta fra la quota energia in ore piene e in ore vuote; mentre, dal 1 gennaio 2012, entrerà in vigore la tariffa bioraria definitiva, con una differenza di prezzo maggiore, in quanto più aderente ai prezzi orari di mercato dell'energia elettrica.

Nel periodo di transizione, i valori fissati dall'AEEG per le componenti energia nelle ore piene e nelle ore vuote sono, rispettivamente, superiore e inferiore del corrispondente valore di un'ipotetica tariffa monoraria. Poiché in un anno le ore vuote sono più del doppio delle ore piene⁷, le differenze fra le componenti energia mono e biorarie non sono uguali e di segno opposto, ma quella relativa alle ore piene è maggiore di quella per le ore vuote; ciò si vede nella **tabella 1** dove sono riportate tali differenze per il 3° trimestre 2011.

Si può inoltre osservare che la variazione del prezzo fra ore piene e ore vuote, a sua volta pari a 0,0889 c€/kWh (IVA esclusa), che equi-

Tabella 1 Differenziale di prezzo fra la tariffa monoraria e la tariffa bioraria transitoria¹ (al netto dell'IVA²)

DIFFERENZA DI PREZZO TRA TARIFFA MONORARIA E BIORARIA TRANSITORIA (ORE PIENE E ORE VUOTE) [c€/kWh]	
Differenza componente energia (PE) tra tariffa monoraria e tariffa bioraria – ore piene	-0,592
Differenza componente energia (PE) tra tariffa monoraria e tariffa bioraria – ore vuote	0,297

¹ Delibera ARG/elt 30/11, disponibile su: <http://www.autorita.energia.it/allegati/-docs/11/030-11argalla.xls>
² Per l'utenza domestica l'IVA è pari al 10%.

⁴ Va ricordato che la tariffazione per fasce è resa possibile solo grazie alla capillare diffusione del contatore elettronico presso la famiglie italiane (circa il 99% del totale) perché tale strumento permette di misurare i consumi suddivisi per fasce.

⁵ Al riguardo è importante ricordare che tutti i clienti non domestici sono già fatturati quanto meno con modalità trioraria, mentre il consumo dei clienti con potenza installata oltre i 55 kW è misurato a livello orario.

⁶ TILP: Testo Integrato Load Profiling per fasce

⁷ Le ore in fascia F1 in un anno rappresentano circa il 32% (valore variabile a seconda degli anni) delle ore complessive dell'anno.

tariffe elettriche

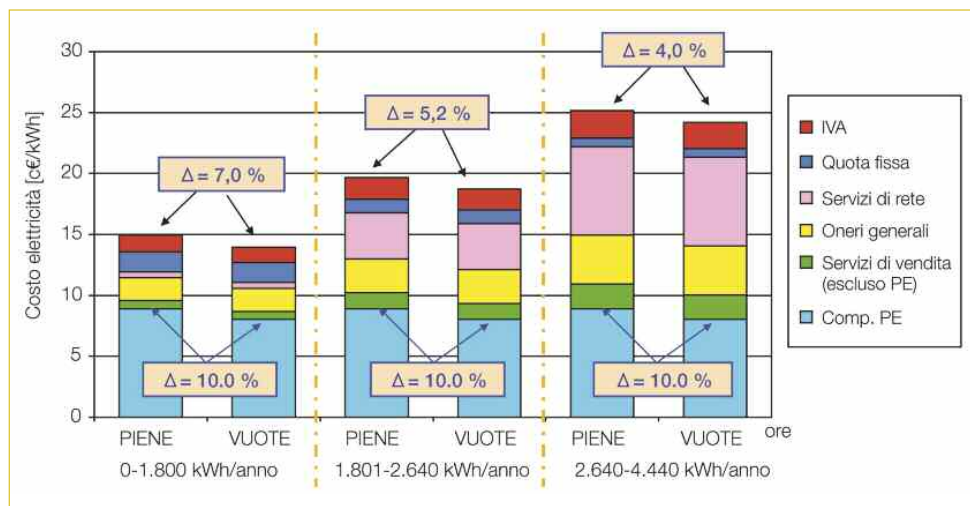


Figura 1 Scomposizione della tariffa bioraria transitoria nelle diverse componenti nei primi tre scaglioni di consumo annuo¹.

¹ Valori riferiti al terzo trimestre 2011 (<http://www.autorita.energia.it/allegati/dati/ele/mt%202011.xls>); il dettaglio di ciascuna componente è riportato nella tabella sotto:

Servizio di vendita	PE + PD + PCV + DISPbt + UC1 + PPE
Oneri generali	A2 + A3 + A4 + A5 + As + UC3 + UC4 + UC7 + MCT
Servizi di rete	τ_1 ; τ_2 ; τ_3
Quota fissa	Quota fissa; quota potenza

vale al 10% del prezzo della componente energia nelle ore piene.

Tuttavia, la presenza in tariffa di altre componenti invariante rispetto all'ora di consumo fa sì che la corrispondente variazione sul prezzo complessivo della fornitura pagato dal cliente sia in realtà inferiore al 10%: in particolare, tale percentuale si riduce al crescere del consumo annuo del cliente.

Nella figura 1 si riporta la differenza fra ore piene e ore vuote del prezzo complessivo di fornitura nei primi tre scaglioni di consumo annuo pari a 0÷1.800, 1.801÷2.640 e 2.641÷4.440 kWh e la relativa scomposizione del prezzo finale pagato dall'utente nelle sue varie componenti. Come si può osservare, l'impatto percentuale sulla tariffa derivante dalla differenza del costo dell'energia tra ore vuote e ore piene scende dal 7% per i consumi dello scaglione più basso, a circa il 4% per i consumi del terzo scaglione.

Per un utente domestico, la convenienza della tariffa bioraria dipende dalla ripartizione dei suoi consumi complessivi: se tali consumi sono per più di 2/3 in ore vuote⁸ (quindi la sera o nei

weekend), la tariffa bioraria consente di ottenere un risparmio rispetto alla tariffa monoraria, in caso contrario si ha un aggravio di costo.

Si noti che il differenziale di prezzo tra ore vuote e ore piene della tariffa bioraria applicata in Italia è estremamente ridotto se confrontato ad analoghe esperienze tariffarie in vigore all'estero. Per esempio, in [2] è descritta un'applicazione negli U.S.A. di tariffa bioraria a clienti del settore commerciale e industriale, nella quale la differenza di prezzo tra ore piene e ore vuote è pari al 60%. In altri casi le differenze sono addirittura maggiori: in [3] si fa riferimento a esperienze con differenze che vanno da 1,2 a 2,5 volte, mentre in [4] le differenze vanno da 1,9 a 8,3 volte.

Descrizione del progetto

L'introduzione della tariffa bioraria è evento di portata rilevante: a regime, infatti, oltre 20 milioni di famiglie acquisteranno energia con tariffa differenziata nel tempo, il che rappresenta una formidabile opportunità per esplorare le modifiche di comportamento indotte nei consumatori da un sistema di prezzi variabili.

Per questo motivo, in collaborazione e con il

⁸ Corrispondente ad una percentuale pari al 66,67% sul totale.

tariffe elettriche

patrocinio dell'AEEG, RSE ha avviato un progetto di monitoraggio dei consumi per fascia dei clienti domestici, avente lo scopo di valutare l'impatto di tale innovazione tariffaria, sia sulla singola famiglia, sia sull'insieme dei consumatori domestici, studiandone gli effetti di breve e di lungo periodo. Il progetto prevede di monitorare nel tempo un panel di clienti composto da 27.933 POD⁹, statisticamente rappresentativi dell'intera popolazione italiana, i cui dati di consumo di elettricità sono forniti mensilmente dai rispettivi distributori di appartenenza. Il periodo di osservazione è iniziato con il mese di luglio 2009 (un anno prima dell'introduzione della tariffa bioraria obbligatoria) e terminerà nel mese di dicembre 2012, in modo da monitorare un intervallo temporale complessivo pari a 30 mesi, ritenuto idoneo per l'analisi delle variazioni nel comportamento dei clienti indotte da due cambiamenti tariffari (cioè il passaggio da monoraria a bioraria transitoria (luglio 2010) e da questa alla bioraria definitiva (gennaio 2012)).

Ciascun POD del panel è identificato per area geografica (comune) e ambito territoriale (alta, media, bassa densità) di appartenenza ed è soggetto ad acquisizione mensile dei dati relativi alla sua fornitura, che includono:

- alcuni parametri tecnico/commerciali (potenza disponibile, voltare contrattuali, presenza di generazione, ecc.), che permettono di tracciare eventuali variazioni significative subite della fornitura durante il periodo di osservazione;
- il consumo letto durante il mese, suddiviso per ciascuna fascia oraria (F1, F2 ed F3) se il POD è misurato per fasce, ovvero in un unico valore fino a che il POD è gestito con misura monoraria¹⁰;
- il mercato di appartenenza (mercato libero o regime di maggior tutela);
- nel caso di appartenenza al regime di maggior tutela, il tipo di fatturazione (monoraria/bioraria) applicata al POD in quel mese.

Con tali informazioni è possibile selezionare per l'analisi degli effetti della tariffa bioraria sui

consumi dei clienti, esclusivamente i POD che soddisfano a specifici criteri (per esempio, per citarne alcuni, il non aver subito voltare, o il non immettere potenza attiva in rete), in base ai quali è possibile escludere che l'andamento dei consumi in un dato periodo sia rimasto influenzato da fattori indipendenti dall'introduzione della nuova tariffa.

Descrizione delle analisi effettuate

Lo studio ha considerato l'allocatione dei consumi dei clienti in ore piene ed in ore vuote e ha analizzato come essa si modifica passando dalla tariffa monoraria alla tariffa bioraria.

A tal fine, si sono esaminati due periodi temporali di medesima durata (6 mesi¹¹), distanziati di un anno, fra i quali è stato confrontato il comportamento del sottoinsieme di clienti del panel, denominato "campione significativo", comprendente i POD con le seguenti caratteristiche:

- non dispongono di sistemi di generazione elettrica (per esempio, pannelli FV);
- in entrambi i periodi temporali usufruiscono del servizio di maggior tutela¹² e hanno il consumo misurato a fasce;
- sono fatturati con tariffa monoraria nel primo periodo e bioraria nel secondo;
- nei due periodi considerati e nell'anno che intercorre tra essi, non sono interessati da variazioni dello stato della fornitura (nessuna voltare, cambio di potenza disponibile, ecc.).

Per massimizzare il numero di POD inclusi nel campione significativo, si è stabilito di fissare come mese di partenza del primo periodo il gennaio 2010, in quanto in quella data il consumo di un largo numero di POD veniva già acquisito automaticamente e per fascia e ancora per un buon numero di mesi quei POD sarebbero stati soggetti ad una fatturazione monoraria. I due periodi considerati nello studio sono quindi i seguenti:

- Periodo iniziale (P1): 1 gennaio 2010 ÷ 30 giugno 2010;

⁹ POD sta per *Point of Delivery* ed è il codice identificativo univoco dell'utenza, esso inizia con le lettere IT e viene riportato in ogni bolletta e nel contratto di fornitura (fonte: http://www.autorita.energia.it/it/schede/C/faq-Bonus_sociale4.htm#6).

¹⁰ Se nel mese il contatore del POD non è stato letto, non è riportato alcun valore.

¹¹ Per confrontare consumi caratterizzati da un alto grado di similarità (stagionalità, numero di ore in ciascuna fascia, ...) sono stati scelti periodi formati dagli stessi mesi di due anni consecutivi.

¹² La percentuale di clienti che passano dal servizio di maggior tutela al mercato libero nel periodo compreso fra luglio 2009 e giugno 2011 è pari a circa l'11% del totale. I clienti sul mercato libero hanno a disposizione dai fornitori molteplici offerte, tra le quali scegliere quella che meglio si adatta alle proprie abitudini e stili di consumo; tra queste offerte figura anche la tariffa monoraria (anche se non in regime tutelato). Pertanto il cliente in servizio di maggior tutela che desidera conservare una tariffa monoraria, può farlo abbandonando il regime di maggior tutela e entrando nel mercato libero.

tariffe elettriche

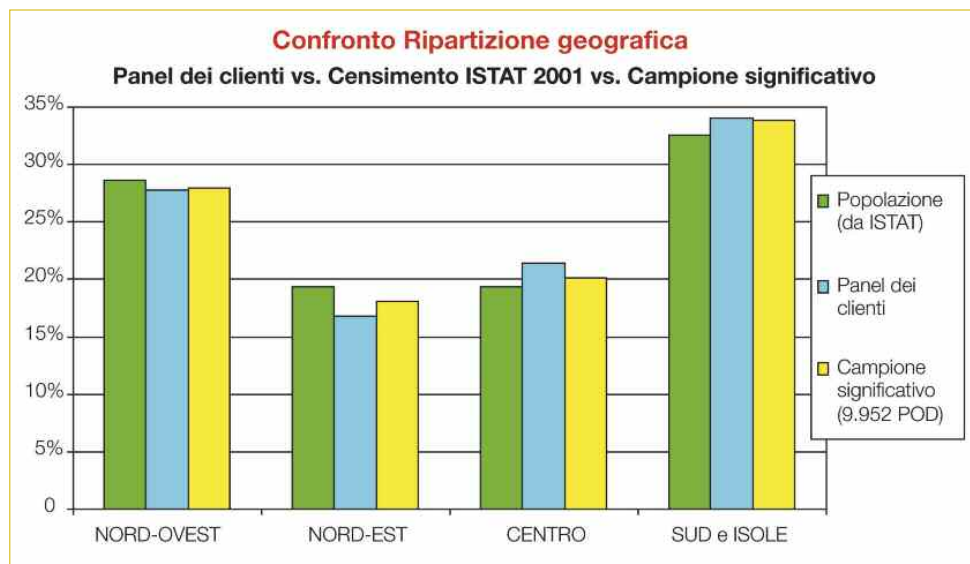


Figura 2
Ripartizione geografica del panel dei clienti, del campione significativo e della popolazione sul territorio nazionale.

Tabella 2 Confronto fra panel dei clienti, campione significativo e dati forniti dall'AEEG

	COMPLESSIVO (AEEG)	PANEL CLIENTI	CAMPIONE SIGNIFICATIVO
Consumo medio annuo clienti domestici appartenenti al Servizio di Maggior Tutela nel 2010 [kWh]	2.166 ¹	2.184	2.177

¹ Stima calcolata a partire dai dati AEEG relativi all'anno 2009 e riferiti a soli clienti domestici appartenenti al Servizio di Maggior Tutela (residenti e non), disponibili su <http://www.autorita.energia.it/it/dati/eem73.htm>

- Periodo finale (P2): 1 gennaio 2011 ÷ 30 giugno 2011.

Con questa scelta i POD inclusi nel campione significativo sono 9.952, cioè circa un terzo dei 27.933 POD del panel completo.

Nella **tabella 2** è riportato il confronto fra il consumo medio annuo dei clienti domestici rilevato dall'AEEG, quello dei POD appartenenti al panel completo e quello del campione significativo: come si può notare il volume del consumo medio annuo è molto simile nei tre casi.

Nella **figura 2** è effettuato un confronto fra la ripartizione geografica del panel dei clienti, del campione significativo e di tutti i clienti domestici (come risulta dai dati dell'AEEG).

La tabella e i grafici precedenti mettono in evidenza che il campione significativo ha una composizione in linea con quella del panel dei clienti e con la popolazione di riferimento; si può quindi concludere che, per quanto più ridotto, esso è comunque rappresentativo del panel stesso e quindi di tutti i clienti domestici.

Risultati

Analisi della ripartizione dei consumi nel periodo P1

In primo luogo è stata determinata la ripartizione dei consumi tra ore piene e ore vuote nel periodo P1 (gennaio ÷ giugno 2010): dalla **tabella 3** si osserva che la percentuale media dei consumi nel periodo allocata in ore vuote è pari al 66,95%, leggermente superiore alla soglia di indifferenza definita precedentemente (66,67%).

È interessante analizzare come i clienti si distribuiscono attorno alla soglia di indifferenza; a tale scopo è stata calcolata la percentuale dei clienti del campione significativo il cui consumo è "concentrato nelle ore vuote"¹³, cioè quei clienti che, se in quel periodo fossero stati fatturati con tariffa bioraria, avrebbero ottenuto un risparmio rispetto all'applicazione della tariffa mo-

¹³ Per "consumo concentrato nelle ore vuote" si intende che almeno due terzi (≥ 66,67%) del consumo totale del POD avviene durante le ore vuote, il che consente di conseguire un risparmio dall'applicazione della tariffa bioraria rispetto alla monoraria.

tariffe elettriche

Tabella 3 Ripartizione mensile fra ore piene e ore vuote nei mesi facenti parte del periodo P1		
	CONSUMI ORE PIENE [%]	CONSUMI ORE VUOTE [%]
Gennaio 2010	32,42%	67,58%
Febbraio 2010	33,87%	66,13%
Marzo 2010	35,07%	64,93%
Aprile 2010	32,54%	67,46%
Maggio 2010	31,76%	68,24%
Giugno 2010	32,65%	67,35%
Media mensile periodo P1	33,05%	66,95%

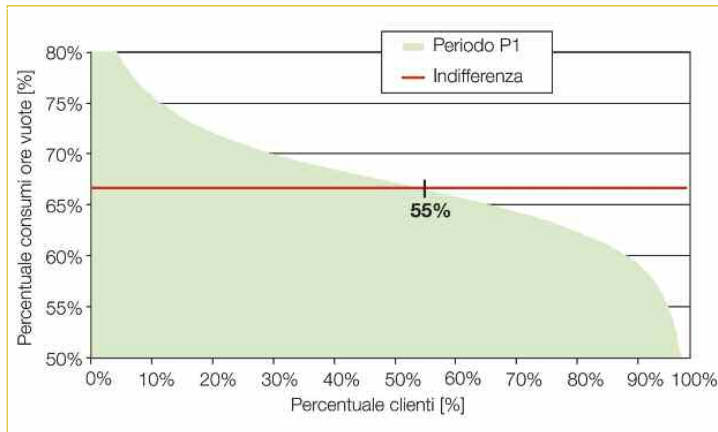


Figura 3 Percentuale dei clienti domestici del panel significativo rispetto alla percentuale dei propri consumi in ore vuote nel periodo P1 (la linea rossa rappresenta la soglia di indifferenza di convenienza economica, pari al 66,67%).

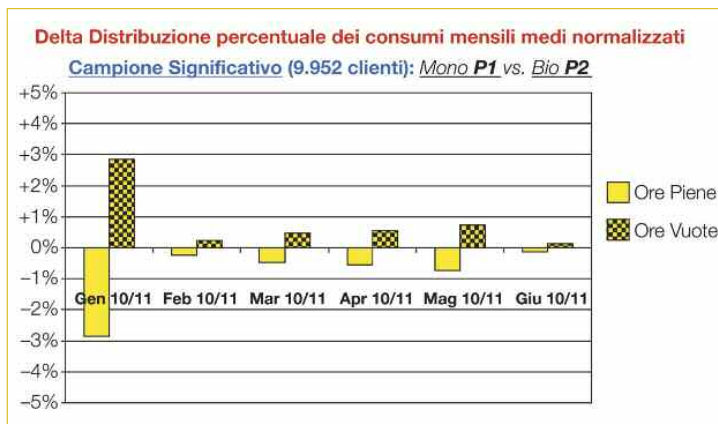


Figura 4 Variazione della ripartizione tra ore piene/vuote dei consumi dei clienti del campione significativo.

noraria: essi costituiscono circa il 55% del totale¹⁴, come si può vedere dal grafico della figura 3, dove la soglia di indifferenza è rappresentata dalla linea rossa.

Ciò evidenzia che la maggioranza dei clienti domestici appartenenti servizio di maggior tutela, nel periodo gennaio 2010 ÷ giugno 2010, avevano i propri consumi già concentrati nelle ore vuote anche in assenza di segnali di prezzo.

Analisi dello spostamento dei consumi

Il passo successivo consiste nel valutare la variazione della ripartizione dei consumi tra ore piene e ore vuote nei due periodi presi in considerazione. A tal fine si è preso a riferimento il consumo medio mensile di energia in ore piene/vuote nei periodi P1 e P2¹⁵. Nella figura 4 si riporta, per ciascuna tipologia di ore (piene/vuote), la variazione della percentuale di consumo mensile riscontrata passando da P1 a P2; per esempio, nel mese di gennaio 2011, l'allocazione mensile del consumo in ore vuote è aumentato del 2,85% rispetto al corrispondente valore del gennaio 2010 (67,58%, come riportato nella tabella 3 raggiungendo quindi il 70,43%).

Si noti come, in tutti i mesi considerati, vi sia stato un leggero spostamento della ripartizione dei consumi verso le ore vuote; la tabella 4 riporta gli spostamenti calcolati in ciascuna coppia di mesi.

Nel periodo P2 la percentuale dei clienti del campione significativo il cui consumo è "concentrato nelle ore vuote" è pari circa al 59% del totale del campione, con un incremento di circa il 4% rispetto alla percentuale rilevata nel periodo P1. Analogamente alla figura 3, nella figura 5, i clienti con consumo concentrato nelle ore vuote hanno una percentuale di consumo in ore vuote che supera la soglia di indifferenza rappresentata dalla linea rossa.

Il confronto fra i grafici in figura 3 e in figura 5 è effettuato nella figura 6, in cui si può vedere come, nel periodo P2, vi sia stato un incremento dei clienti il cui consumo è concentrato in ore vuote.

Andando ora a valutare, per i singoli clienti, l'ammontare dello spostamento individuale dei consumi da ore piene a ore vuote passando da P1 a P2, nel grafico di figura 7 è rappresentato, per ciascun cliente, lo spostamento medio mensile da ore piene a ore vuote (positivo) o viceversa (negativo). Lo spostamento mensile

¹⁴ Di conseguenza, la percentuale di POD che in quel periodo avrebbero subito un aggravio di costo rappresenta circa il 45% del totale.

¹⁵ Il consumo di energia nel periodo P2 è stato opportunamente normalizzato per tenere conto del diverso numero di ore piene e ore vuote rispetto al periodo P1.

tariffe elettriche

medio da ore piene a ore vuote dei consumi in P2, per effetto della tariffa bioraria, espresso in kWh/mese, è calcolato per ogni cliente come differenza fra:

- il reale consumo in ore vuote durante il periodo P2;
- il consumo presunto in ore vuote in P2, calcolato applicando al consumo complessivo in P2 la percentuale di consumo in ore vuote del cliente durante il periodo P1.

Lo spostamento mensile medio per utente è pari a circa 0,96 kWh/mese. Inoltre, come si può notare dalla figura 7, la percentuale dei clienti che, tra il periodo P1 e il periodo P2, hanno spostato i loro consumi verso le ore vuote è stata pari al 61,5% (il restante 38,5% ha spostato il consumo in senso opposto, cioè verso ore con l'energia a maggior prezzo).

In questi risultati si può pertanto riconoscere nella maggioranza dei clienti domestici, una certa attitudine, a modificare le proprie abitudini di consumo, spostandolo verso le ore vuote, in accordo al segnale di prezzo fornito dalla tariffa bioraria.

Effetto della tariffa bioraria sull'esborso del consumatore

Dopo le valutazioni sulla variazione dei consumi, si passa qui ad analizzare l'effetto del passaggio alla tariffa bioraria sull'esborso sostenuto dal cliente domestico per la fornitura di energia nel periodo P2. In particolare si calcola la variazione dell'esborso mensile medio del cliente a seguito dell'applicazione della tariffa bioraria, ottenuta come differenza tra i seguenti valori:

- il prezzo dell'elettricità che il cliente avrebbero pagato in P2 se fosse stato fatturato con la tariffazione monoraria;
- il prezzo dell'elettricità che l'utente ha effettivamente pagato in P2 con la tariffazione bioraria.

È importante tenere presente che la variazione di esborso calcolata sui consumi del periodo P2 secondo il criterio sopra esposto è la risultante di due differenti effetti:

- la ripartizione dei consumi del cliente tra ore piene ed ore vuote prima dell'introduzione della tariffa bioraria (per esempio nel periodo P1), che, già di per sé, determina o meno la convenienza della tariffa bioraria, a prescindere dall'eventuale successivo spostamento del consumo attuato dal cliente in risposta al segnale di prezzo derivante dalla tariffa bioraria (vedi punto successivo);
- l'entrata in vigore della tariffa bioraria (nel periodo P2), che può aver determinato uno

Tabella 4 Variazione mensile della ripartizione tra ore piene/vuote dei consumi dei clienti del campione significativo

	Δ ENERGIA ORE PIENE	Δ ENERGIA ORE VUOTE
Gennaio 2011-2010	-2,85%	2,85%
Febbraio 2011-2010	-0,25%	0,25%
Marzo 2011-2010	-0,48%	0,48%
Aprile 2011-2010	-0,55%	0,55%
Maggio 2011-2010	-0,74%	0,74%
Giugno 2011-2010	-0,13%	0,13%
Media mensile	-0,83%	0,83%

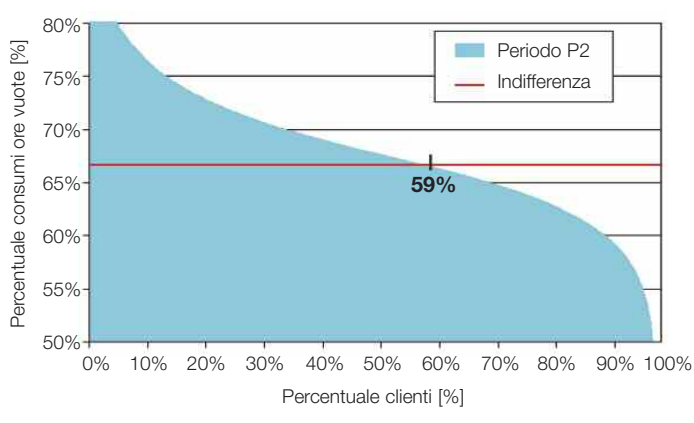


Figura 5 Percentuale dei clienti domestici del panel significativo rispetto alla percentuale dei propri consumi in ore vuote nel periodo P2 (la linea rossa rappresenta la soglia di indifferenza di convenienza economica, pari al 66,67%).

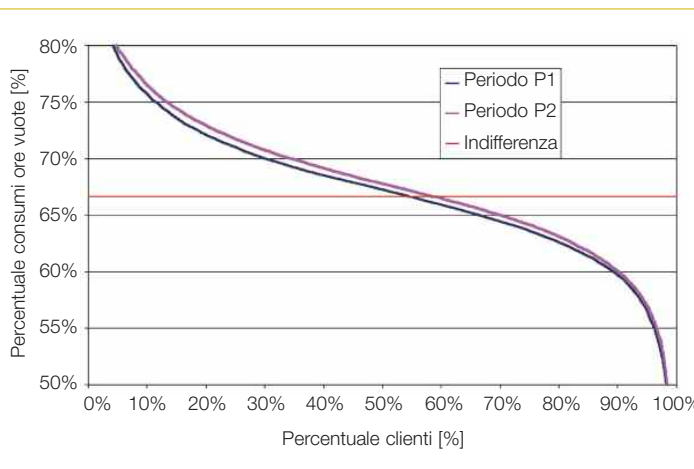


Figura 6 Confronto tra la percentuale dei clienti domestici del panel significativo rispetto alla percentuale dei propri consumi in ore vuote nel periodo P1 e nel periodo P2 (la linea rossa rappresenta la soglia di indifferenza di convenienza economica, pari al 66,67%).

tariffe elettriche

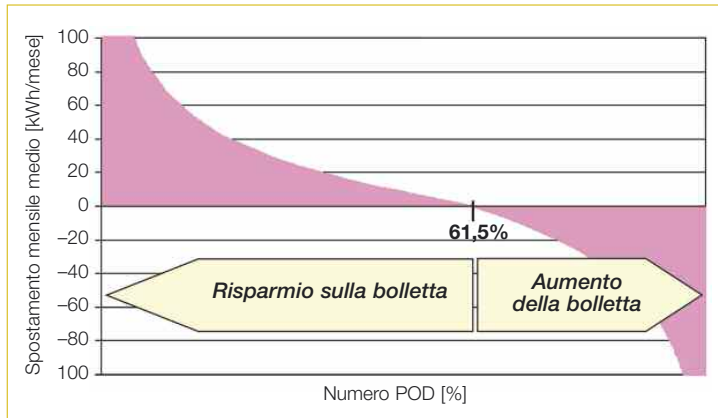


Figura 7 Ripartizione dei clienti in base allo spostamento di consumo mensile medio nel periodo P2.

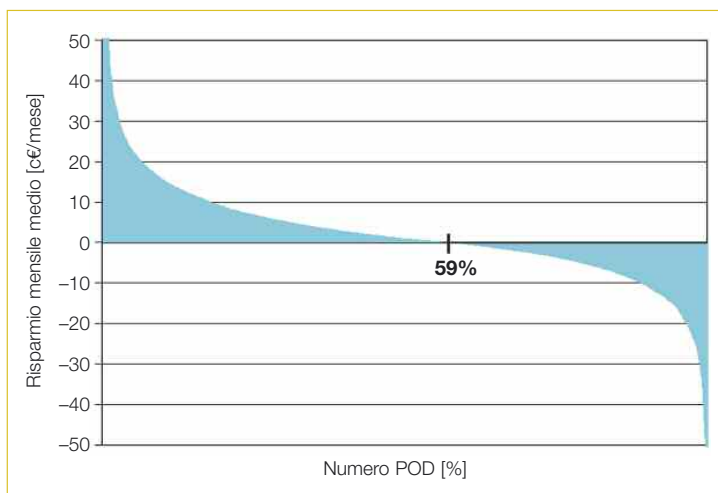


Figura 8 Classificazione dei clienti in base al risparmio mensile medio nel periodo P2 derivante dal confronto fra la tariffazione bioraria e la tariffazione monoraria.

spostamento di consumo da ore piene a ore vuote, in virtù della differenza di prezzo tra tali ore.

La combinazione fa sì che l'applicazione della tariffa bioraria ai consumi del periodo P2 possa determinare per il cliente un aggravio o un risparmio di costo rispetto ad un'ipotetica tariffazione monoraria applicata nello stesso periodo.

Il risultato di tale confronto è un risparmio mensile medio per utente pari a circa 0,8 c€/mese. Il risparmio mensile medio per ciascun cliente del panel conseguente all'applicazione della tariffa bioraria ai consumi del periodo P2 è riportato nella figura 8 (per chiarezza della figura è stata adottata una scala che taglia le code, cioè i risparmi e gli esborsi più alti). La percentuale dei clienti del campione significativo che nel periodo P2 ha ottenuto un risparmio

dall'applicazione della tariffa bioraria coincide con la percentuale dei clienti che hanno i loro consumi concentrati in ore vuote: tale percentuale è pari a circa il 59% del totale, come riportato anche nel grafico di figura 5.

Il valore di risparmio mensile medio complessivo inferiore ad 1 c€/mese può sembrare a prima vista basso; ma esso va messo a confronto con l'ipotetico massimo risparmio mensile ottenibile da un cliente con consumo pari al valore medio del consumo del campione significativo, se riuscisse a concentrare tutti i suoi consumi nelle ore vuote: in tal caso, il risparmio sarebbe pari a circa 29 c€/mese.

Ovviamente quello presentato è un caso limite non raggiungibile; più realisticamente, ipotizzando ad esempio di portare al 70% l'energia consumata in ore vuote, il risparmio sarebbe di circa 2,8 c€/mese.

Analisi di dettaglio del comportamento dei clienti

Vengono di seguito presentati i risultati di un'analisi di dettaglio sul comportamento dei singoli clienti, che prende in considerazione in modo congiunto, per ciascun cliente, le dimensioni considerate separatamente nei precedenti capitoli:

- il risparmio mensile medio in P2 per effetto della tariffa bioraria [c€/kWh], calcolato secondo le modalità definite al capitolo precedente,
- lo spostamento mensile medio da ore piene a ore vuote dei consumi in P2 per effetto della tariffa bioraria [kWh/mese], calcolato allo stesso modo di come illustrato in precedenza.

Nella **figura 9**, ogni cliente è rappresentato da un punto colorato (rosso o verde), in base alla ripartizione fra ore piene e ore vuote dei propri consumi nel periodo P1:

- i clienti con colore verde sono quelli che nel periodo P1 hanno il consumo complessivo per più di 2/3 in ore vuote (consumi concentrati nelle ore vuote);
- i clienti con colore rosso sono quelli che nel periodo P1 hanno il consumo complessivo per meno di 2/3 in ore vuote (consumi concentrati nelle ore piene).

Le suddette informazioni relative all'intera popolazione del campione significativo sono rappresentate in un piano cartesiano (Figura 9) che riporta in ordinata lo "Spostamento mensile medio da ore piene a ore vuote dei consumi in P2 per effetto della tariffa bioraria" e in ascissa il "Risparmio mensile medio in P2 per effetto della tariffa bioraria".

I punti situati nel semipiano superiore sono

tariffe elettriche

relativi ai clienti che nel periodo P2 hanno spostato i loro consumi da ore piene a ore vuote in risposta al segnale di prezzo della tariffa bioraria. Come evidenziato precedentemente, essi rappresentano circa il 61,5% del campione significativo. Nel semipiano inferiore sono invece collocati i punti dei clienti che hanno spostato il consumo in senso opposto rispetto al segnale fornito dalla tariffa bioraria (38,5%).

I punti situati nel semipiano di destra sono relativi ai clienti che risparmiano grazie all'applicazione della tariffa bioraria ai consumi del periodo P2 (rispetto all'ipotetica applicazione della tariffa monoraria nello stesso periodo). Si tratta dei clienti che nel periodo P2 hanno il consumo concentrato nelle ore vuote e sono pari a circa il 59% del campione significativo, come risulta dall'analisi. Nel semipiano di sinistra si trovano invece i clienti che subiscono un aggravio di costo dall'applicazione della tariffa bioraria ai loro consumi in P2 (circa il 41%).

Per classificare completamente il comportamento dei clienti del campione significativo è necessario prendere in esame, oltre alle due dimensioni sopra analizzate, anche l'attributo "colore", che rappresenta la ripartizione dei consumi tra ore piene e ore vuote dei clienti nel periodo P1. A tal fine il grafico di figura 9 viene suddiviso in 6 settori (figura 10), ciascuno dei quali definisce uno specifico comportamento dei clienti del campione in P2 a seguito dell'introduzione della tariffa bioraria:

- **A (Ulteriore miglioramento):** clienti con consumi storici¹⁶ già concentrati nelle ore vuote, che hanno ulteriormente migliorato il loro comportamento, spostando i consumi ancor più verso le ore vuote: ciò ha accresciuto quindi il risparmio rispetto all'ipotetica applicazione della tariffa monoraria in P2 (ca. 29,2% del totale);
- **B (Miglioramento con successo):** clienti con consumi storici sbilanciati nelle ore piene¹⁷, che hanno migliorato il loro comportamento spostando i consumi verso le ore vuote fino a concentrarli in tale fascia: ciò ha permesso loro di ottenere quindi un risparmio rispetto all'ipotetica applicazione della tariffa monoraria in P2 (ca. 12,4% del totale);

¹⁶ I consumi storici si riferiscono ai consumi di un POD nel periodo P1 (gennaio 2010 ÷ giugno 2010).

¹⁷ Per "sbilanciati nelle ore piene" si intende che almeno un terzo dei consumi del POD avviene durante le ore piene, il che ha comportato un aggravio di costo dall'applicazione della tariffa bioraria rispetto alla monoraria.

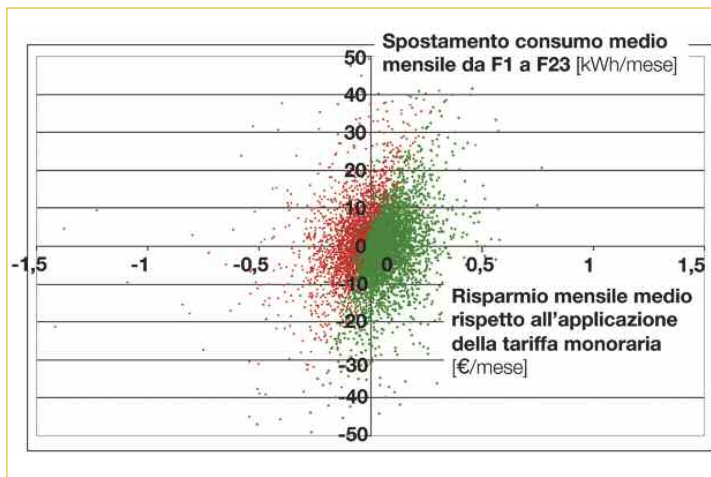


Figura 9 Classificazione dei clienti incrociando il risparmio mensile, lo spostamento del consumo verso le ore vuote e la ripartizione tra ore piene e ore vuote del consumo nel periodo P1 (colore rosso/verde).

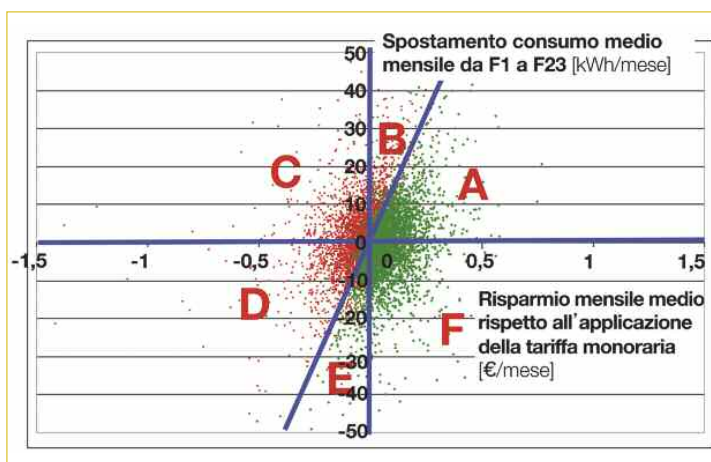


Figura 10 Classificazione dei POD incrociando il risparmio mensile, lo spostamento del consumo verso le ore vuote e la ripartizione del consumo nel periodo P1 (colore rosso/verde).

- **C (Miglioramento progressivo):** POD con consumi storici sbilanciati nelle ore piene, che hanno migliorato il loro comportamento spostando i consumi verso le ore vuote, ma non tanto da concentrarli in tale fascia: ciò non ha permesso loro quindi di ottenere un risparmio rispetto all'ipotetica applicazione della tariffa monoraria in P2 (ca. 19,8% del totale);
- **D (Ulteriore peggioramento):** POD con consumi storici sbilanciati nelle ore piene, che hanno ulteriormente peggiorato il loro comportamento, spostando i consumi ancor più verso le ore piene: essi hanno quindi incrementato l'aggravio di costo rispetto all'ipotetica applicazione della tariffa monoraria in P2 (ca. 11,9% del totale);

tariffe elettriche

□ **E (Peggioramento drastico):** POD con consumi storici concentrati nelle ore vuote, che hanno drasticamente peggiorato il loro comportamento spostando i consumi verso le ore piene fino a sbilanciarli in tale fascia: essi hanno quindi subito un aggravio di costo rispetto all'ipotetica applicazione della monoraria in P2 (ca. 8,5% del totale);

□ **F (Peggioramento progressivo):** POD con consumi storici concentrati nelle ore vuote, che hanno peggiorato il loro comportamento spostando i consumi verso le ore piene, ma non tanto da sbilanciarli verso tale fascia: essi hanno mantenuto comunque un risparmio rispetto all'ipotetica applicazione della monoraria in P2 (ca. 18,2% del totale).

Dal grafico di figura 10 si possono ottenere altri interessanti risultati. Per esempio è possibile analizzare il comportamento dei clienti in funzione della ripartizione dei loro consumi nel periodo P1. Prendendo in considerazione i punti di colore verde, cioè i clienti che nel periodo P1 hanno i consumi concentrati nelle ore vuote che, come esposto in precedenza, costituiscono circa il 55% del campione significativo, si nota che:

□ circa la metà (51,2%) di essi, quelli del settore A, nel periodo P2 ha spostato ulteriormente il proprio consumo verso le ore vuote: essi hanno quindi risposto al segnale di prezzo, indotto dalla tariffazione bioraria;

□ l'altra metà (48,8%), corrispondente ai punti dei settori E ed F, nel periodo P2 ha reagito al segnale di prezzo in modo opposto, cioè ha spostato il proprio consumo verso le ore piene: essi sono rimasti insensibili al segnale di prezzo.

I clienti del settore A hanno spostato il loro prelievo mensile verso le ore vuote leggermente di più di quanto i clienti dei settori E ed F lo abbiano spostato in verso le ore piene (37,7 kWh vs. 36,06 kWh).

Parimenti, se si considerano i punti di colore rosso, cioè i clienti che nel periodo P1 hanno i consumi concentrati nelle ore piene e che costituiscono circa il 45,0% del campione significativo (cfr. paragrafo 5.2), si osserva che:

□ oltre la metà (56,4%), i clienti dei settori B e C, nel periodo P2 ha spostato il proprio consumo verso le ore vuote: essi hanno quindi risposto al segnale di prezzo, indotto dalla tariffazione bioraria;

□ la parte restante (43,4%), corrispondente ai punti del settore D, nel periodo P2 ha risposto al segnale di prezzo in modo opposto, cioè ha spostato ulteriormente il consumo

verso le ore piene: essi sono quindi rimasti insensibili al segnale di prezzo.

I clienti dei settori B e C hanno spostato il loro prelievo verso le ore vuote mediamente di più di quanto i clienti del settore D lo abbiano spostato verso le ore piene (47,2 kWh vs. 34,3 kWh).

Come si vede dalla descrizione sopra riportata, il comportamento dei clienti in seguito all'introduzione della tariffa bioraria è variegato e non classificabile all'interno di una tipologia ben definita: accanto ai clienti che rispondono coerentemente al segnale di prezzo, ne esistono altri che rispondono in modo opposto. Complessivamente però, come evidenziato, la percentuale di clienti che spostano i propri consumi da ore piene a ore vuote è superiore rispetto a quelli che si comportano in maniera opposta.

Conclusioni

I risultati dell'analisi sul campione significativo di clienti domestici soggetti a maggior tutela ha evidenziato che nei mesi successivi all'introduzione della tariffa bioraria si è verificato uno spostamento del consumo di energia elettrica da ore piene a ore a vuote; la ridotta entità percentuale degli spostamenti dei consumi (dell'ordine dell'1%) ci porta però ad essere molto cauti a trarre valutazioni definitive su tale spostamento e sulle sue cause. L'entità di tale spostamento può sembrare esigua, tuttavia non bisogna trascurare due aspetti che possono aver impedito uno spostamento più rilevante dei consumi in ore vuote:

□ più dei 2/3 del consumo dei clienti domestici in servizio di maggior tutela erano collocati in fascia F23 già prima dell'introduzione della tariffa bioraria obbligatoria;

□ la limitata differenza di prezzo tra ore piene e ore vuote, che ha inevitabilmente trasmesso ai consumatori segnali di prezzo relativamente deboli, che non hanno favorito un più significativo spostamento dei consumi.

Il risparmio complessivo per i clienti domestici nell'anno successivo all'introduzione della tariffa bioraria obbligatoria è stato stimato essere pari a circa 2,54 M€/anno¹⁸, valore molto contenuto per le due ragioni sopra ricordate.

¹⁸ Stima calcolata a partire dai dati AEEG relativi all'anno 2009 e riferiti ai soli clienti domestici (residenti e non), disponibili su <http://www.autorita.energia.it/it/dati/eem73.htm> e basandosi sui consumi di energia elettrica del mercato vincolato relativi all'anno 2010, disponibili su <http://www.autorita.energia.it/allegati/dati/ele/ees3.xls>.

tariffe elettriche

Peraltro, anche nell'esperienza di applicazione di tariffa bioraria obbligatoria a clienti del commercio e dell'industria descritta in [2], dove la differenza di prezzo tra ore piene e ore vuote era pari al 60%, l'ammontare dello spostamento di consumo da ore di picco a ore vuote è stato dell'ordine dell'1%.

La differenza del prezzo dell'energia tra ore piene e ore vuote, che nella tariffa bioraria transitoria è stato limitato al 10% del prezzo delle ore piene, nella tariffa bioraria definitiva (applicata obbligatoriamente a tutti i clienti domestici a partire dal 1 gennaio 2012) è destinata ad aumentare, in quanto darà conto della piena differenza dell'energia tra ore piene e ore vuote registrata dal mercato. Occorre tuttavia osservare che tale differenza negli ultimi anni è andata progressivamente riducendosi: prendendo a riferimento il valor medio del PUN¹⁹, si ha che la suddetta differenza passa dal 35% del 2009, al 24,6% del 2010 e al 17,8% del 2011. La riduzione della suddetta differenza di prezzo è da ricercarsi in vari fattori fra cui la diffusione sempre più elevata della generazione distribuita in Italia (in particolare di impianti fotovoltaici) e dal fatto che l'attuale suddivisione delle ore nelle tre tipologie di fasce, per ragioni di semplicità, non riflette in toto l'ordine derivante dal valore medio dei prezzi delle singole ore. In particolare, l'analisi dei prezzi dell'ultimo anno mette alla luce che vi sono ore in fascia F2 e F3 che hanno un prezzo medio più alto di alcune ore in fascia F1: è questo il caso delle ore 19, 20 e 21 dei giorni non feriali, e delle ore 20 e 21 dei giorni feriali. Ipotizzando di spostare tali ore dalla fascia F23 alla fascia F1 e contestualmente di spostare le ore 13, 14, 15 e 16 dei giorni feriali dalla fascia F1 alla fascia F23, la differenza tra i prezzi medi di tali fasce passerebbe dal 17,8% al 22,7%.

Le valutazioni sui segnali di prezzo fino a qui svolte non devono tuttavia far passare in secondo piano la motivazione principale a supporto dell'introduzione della tariffa bioraria, cioè far sì che la tariffa della fornitura elettrica, e più specificamente la componente "costo dell'energia", rifletta più fedelmente i costi di approvvigionamento nelle diverse ore della giornata, garantendo una maggior efficienza allocativa dei costi. Giova ricordare che i clienti domestici che lo desiderano, hanno sempre la

possibilità di trovare sul mercato libero offerte di fornitura con prezzo monorario²⁰: in questo caso però il cliente pagherà il "comfort" di non doversi preoccupare di allocare i propri consumi in relazione ai prezzi dell'energia durante le ore del giorno con un markup che gli applicherà il venditore sul mercato libero.

L'analisi continuerà nei prossimi mesi con l'obiettivo di verificare se la tendenza allo spostamento dei consumi verrà confermata o meno. Nel lungo periodo, infatti, la capacità di risposta dei clienti dovrebbe essere maggiore, perché essi hanno il tempo di adattarsi a segnali di prezzo persistenti, sia consolidando le modifiche alle loro abitudini di consumo sia facendo investimenti volti a migliorare l'uso dell'energia all'interno delle loro abitazioni (come, per esempio, l'acquisto di apparecchi intelligenti che possono essere programmati dall'utente) in risposta a tali segnali di prezzo. Il proseguimento dell'indagine consentirà inoltre di intercettare le modifiche di consumo indotte da un segnale di prezzo più consistente rispetto a quello in vigore nella fase transitoria (tabella 1).

Un'altra strategia che si potrebbe adottare, anche combinata con la tariffa bioraria, è il cosiddetto *Critical peak pricing*, che consiste in un aumento molto significativo del prezzo dell'elettricità solo in determinati periodi, di breve durata nel corso dell'anno, nei quali il margine di riserva è minore: il maggior differenziale di prezzo e la minor durata degli intervalli sono proprio i due fattori che permettono di ottenere degli spostamenti significativi dei carichi dalle ore di picco rispetto alle "ToU tariffs" [5, 6]; queste ultime, infatti, non costituiscono una forma vera e propria di demand-response perché non possono essere usate per causare riduzioni nella domanda di picco durante i periodi critici [7].

Un esempio di tariffa *Critical Peak Price* è la tariffa Tempo [8], introdotta in Francia durante il periodo di monopolio ma recentemente congelata in quanto la sua struttura è stata considerata non corrispondente alla ripartizione dei costi adottato nel sistema tariffario in seguito alla liberalizzazione del mercato.

Sia la modifica delle fasce sia l'introduzione del *Critical Peak Pricing* richiederebbero tuttavia importanti interventi sul sistema di misura: nel primo caso devono essere riprogrammate le fasce orarie dei misuratori elettronici, mentre

¹⁹ PUN sta per Prezzo Unico Nazionale e rappresenta la media dei prezzi zionali di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere; è consultabile giornalmente nel sito istituzionale www.mercatoelettrico.org

²⁰ Ovviamente il venditore del mercato libero è anche libero di proporre offerte controcorrente rispetto alla riflettività dei costi per il consumatore – come nel caso delle tariffe monorarie – assumendosene il rischio economico.

tariffe elettriche

nel secondo caso, la riprogrammazione deve addirittura avvenire a ridosso del tempo reale, quando si verifica una condizione di riduzione del margine di riserva, che determina un incremento del prezzo.

È interessante soffermarsi sulla vasta casistica del comportamento dei clienti, con alcuni di essi che rispondono in maniera opposta al comportamento atteso con l'introduzione della tariffa bioraria. È inoltre scontato che per alcuni clienti l'introduzione della tariffa bioraria comporti maggiori oneri, che rappresentano infatti lo stimolo alla modifica dei comportamenti di consumo; non è però chiaro di quanto tali clienti ne siano consapevoli nel momento in cui leggono una bolletta con il nuovo regime tariffario. Onde massimizzare l'efficacia del provvedimento preso, attraverso una completa informazione, sarebbe quindi da prevedere l'indicazione sistematica in bolletta dei risparmi, o dei maggiori costi, indotti dalla tariffazione bioraria rispetto alla monoraria.

Nell'imminenza della sua applicazione, si constata anche che la pubblicizzazione della tariffa bioraria definitiva sta avvenendo in maniera di gran lunga inferiore rispetto alla campagna di informazione che ha preceduto l'entrata in vigore della bioraria transitoria: va da sé che tale aspetto influenzerà sicuramente il comportamento degli utenti, vanificando in parte l'efficacia del provvedimento. Per tutti questi motivi sopra elencati sarà posta particolare attenzione allo studio del comportamento degli utenti con la bioraria definitiva, confrontandolo sia con il comportamento tenuto durante il regime biorario transitorio, sia con quello durante il precedente regime di tariffa monoraria.

Ringraziamenti

Si ringraziano Luca Lo Schiavo e Ferruccio Villa dell'AEEG per i preziosi suggerimenti forniti durante lo svolgimento della ricerca.

Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico nell'ambito dell'Accordo di Programma tra RSE ed il Ministero dello Sviluppo Economico - D.G. Nucleare, Energie rinnovabili ed efficienza energetica - stipulato in data 29 luglio 2009 in ottemperanza del D.M. 19 marzo 2009.

bibliografia

[1] **Borenstein S.**: *The Long-run Efficiency of Real-Time Pricing*. The Energy Journal, Vol. 26, n. 3, 2005, p. 93-116.

[2] **Jessoe K., Rapson D.**: *Commercial and Industrial Demand Response Under Mandatory Time-of-Use Electricity Pricing*. UC Center for Energy and Environmental Economics Working Paper Series, 2011.

[3] **Aigner D., Hirschberg J.**: *Commercial/Industrial Customer Response to Time-of-use Electricity Prices: Some Experimental Results*. RAND Journal of Economics, Vol. 16, n. 3, 1985, p. 341-55.

[4] **Aigner D., Newman J., Tishler A.**: *The Response of Small and Medium-size Business Customers to Time-of-Use (TOU) Electricity Rates in Israel*. Journal of Applied Econometrics, Vol. 9, n. 3, 1994, p. 283-304.

[5] **The Brattle Group**: *International Database of Dynamic Pricing Experimental Results*, 2011, Internal report.

[6] **Faruqui A., Sergici S.**: *Household response to dynamic pricing of electricity – a survey of 15 experiments*. Journal of Regulatory Economics, October 2010.

[7] **The Brattle Group, Freeman, Sullivan & Co and Global Energy Partners, LLC**: *A National Assessment of Demand Response Potential*. Staff report, Federal Energy Regulatory Commission, 2009.

[8] **Crossley D.**: *Tempo Electricity tariff: Case Study*. DSM Spotlight, December 2011.

2 Mercato elettrico: *gli articoli*

L'Energia Elettrica

gennaio/aprile 2016

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].

fotovoltaico

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 **monolocale 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.

fotovoltaico

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.

fotovoltaico

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.

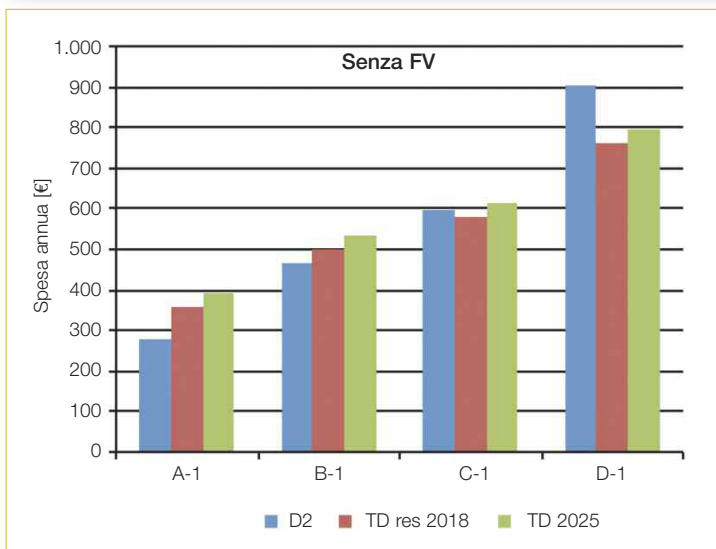


Figura 1 Calcolo della spesa annua nei casi di studio analizzati con livello di consumo elettrico "di base".

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 taglie 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.

fotovoltaico

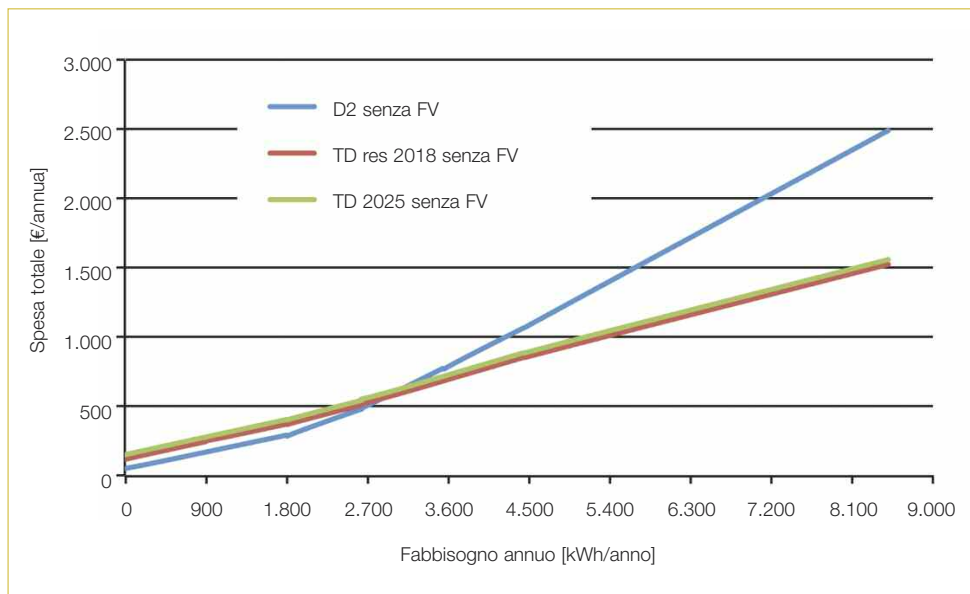


Figura 2 Spesa totale annua rispetto al consumo nelle tre opzioni tariffarie analizzate (potenza impegnata: 3 kW).

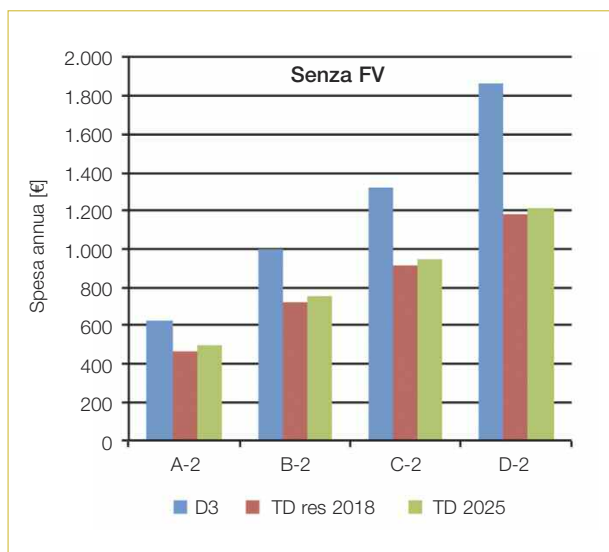


Figura 3 Calcolo della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "intermedio".

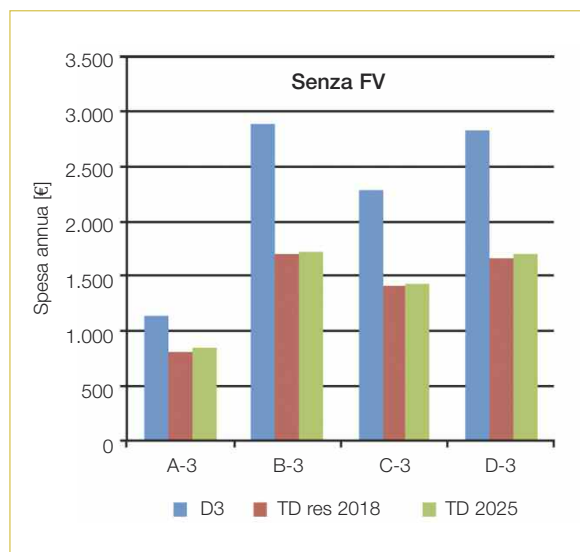


Figura 4 Calcolo della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "totale".

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 nuove 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

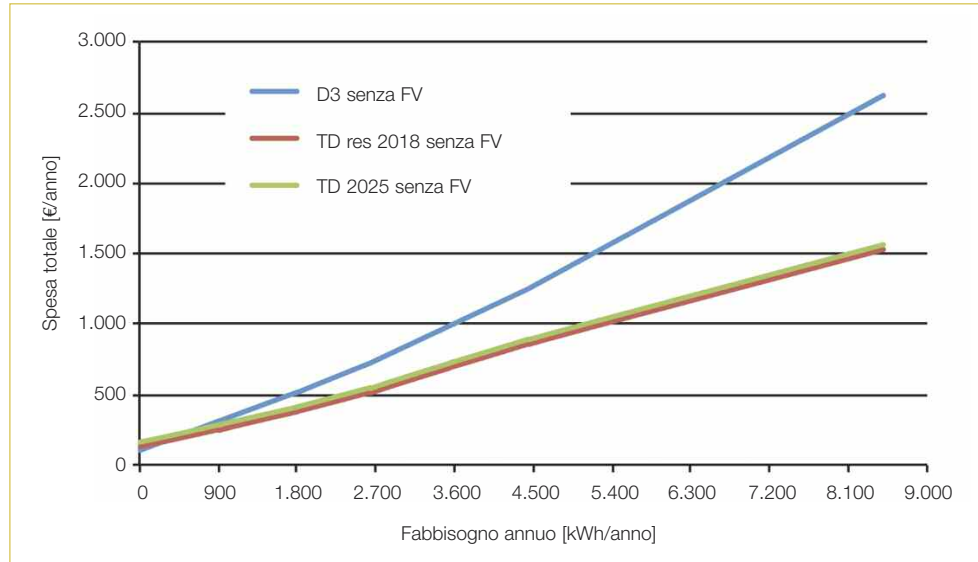


Figura 5
Spesa totale annua rispetto al consumo nelle opzioni tariffarie analizzate (potenza impegnata: 6 kW).

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.

fotovoltaico

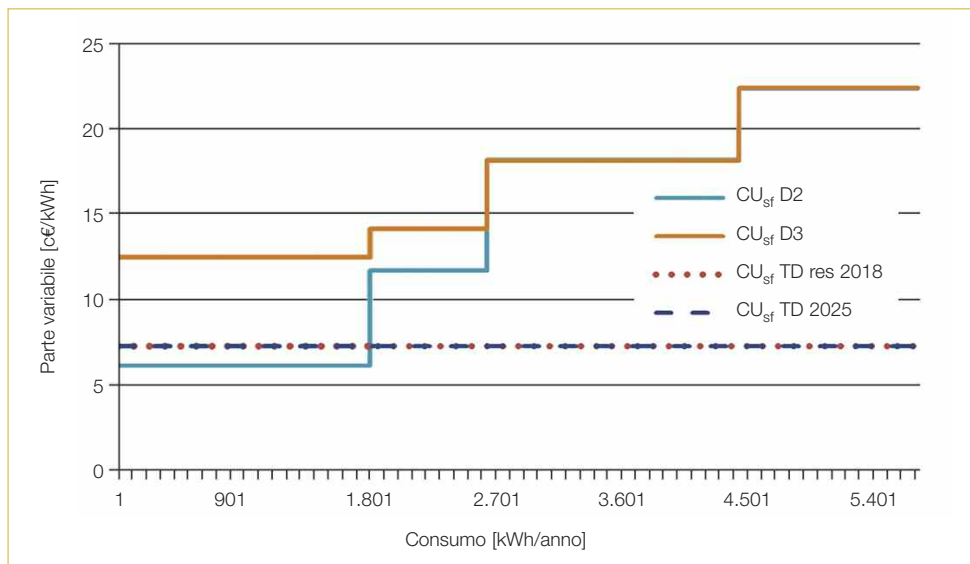


Figura 6 Confronto fra i valori del parametro CU_{sf} per le varie tariffe utilizzate nell'analisi al variare dello scaglione di consumo annuo¹.

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-

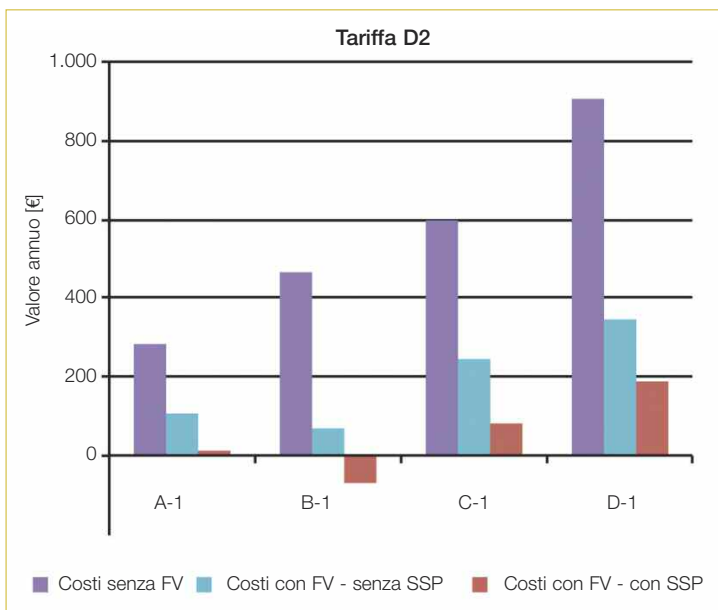


Figura 7 Confronto della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "di base", con impianto fotovoltaico, con tariffa D2, in presenza ed in assenza del regime di SSP.

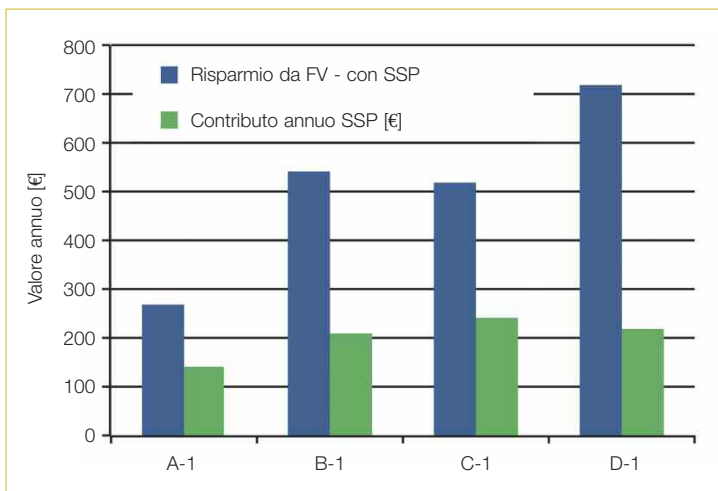


Figura 8 Confronto fra il risparmio ottenibile da un impianto fotovoltaico in regime SSP e il contributo annuo dello SSP nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "di base", tariffa D2.

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

fotovoltaico

ficiente CU_{sf} 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

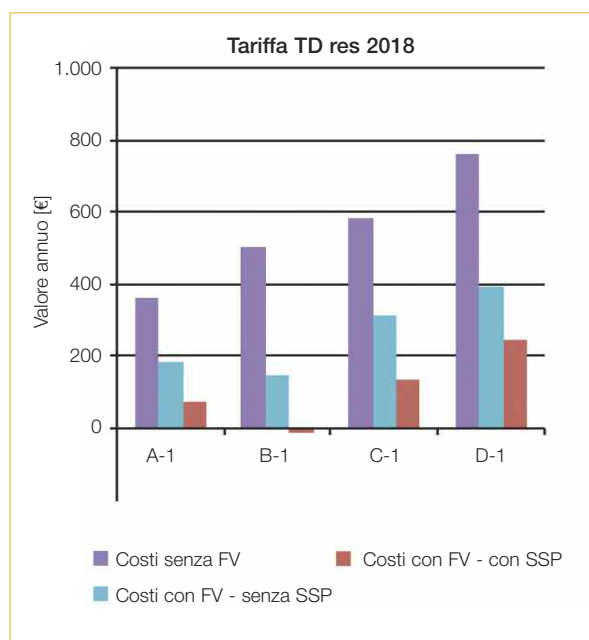


Figura 9 Confronto della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "di base", impianto fotovoltaico, tariffa TDres2018, in presenza ed in assenza del regime di SSP.

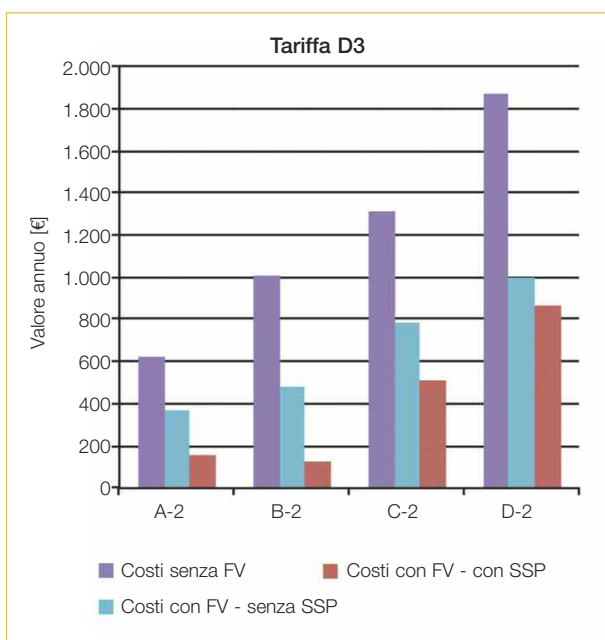


Figura 11 Confronto della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "intermedio", con impianto fotovoltaico, tariffa D3, in presenza ed in assenza del regime di SSP.

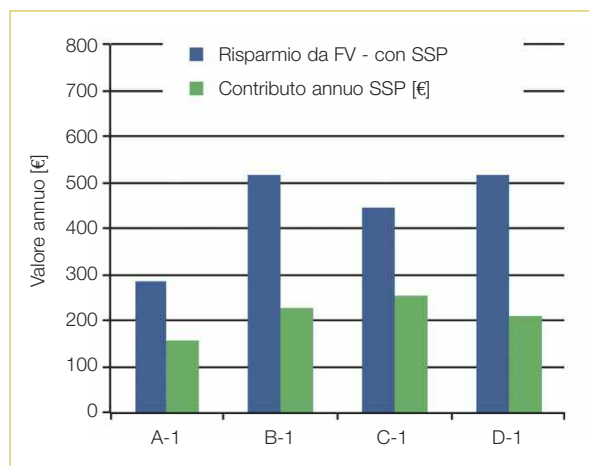


Figura 10 Confronto fra il risparmio ottenibile da un impianto fotovoltaico in regime di SSP e il contributo annuo dello SSP nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "di base", tariffa TDres2018.

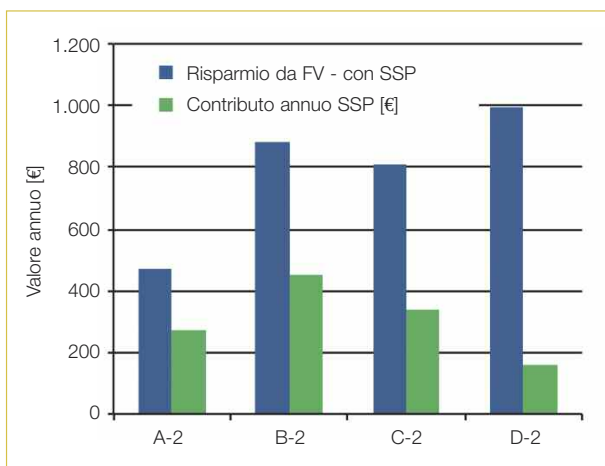


Figura 12 Confronto fra il risparmio ottenibile da un impianto fotovoltaico in regime di SSP e il contributo annuo dello SSP nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "intermedio", tariffa D3.

fotovoltaico

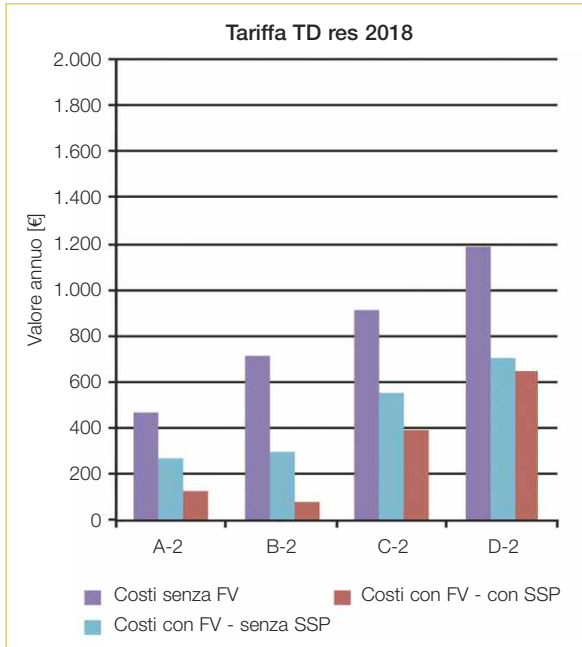


Figura 13 Confronto della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "intermedio", con impianto fotovoltaico, tariffa TDres2018, in presenza ed in assenza del regime di SSP.

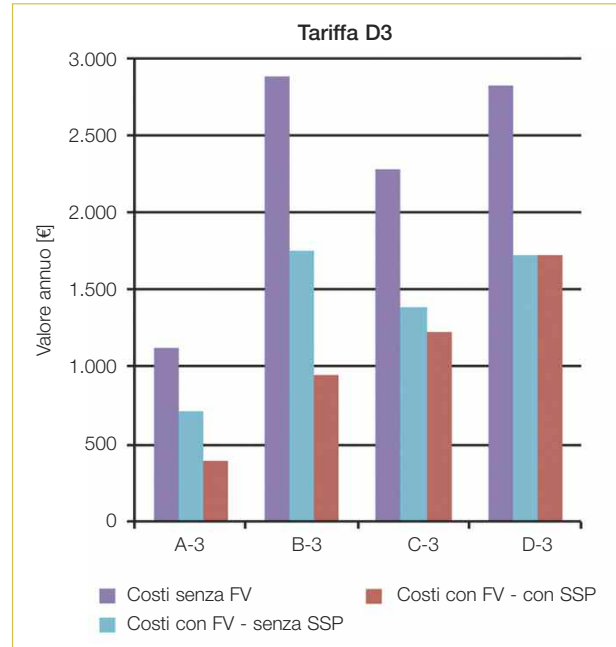


Figura 15 Confronto della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "totale", con impianto fotovoltaico, tariffa D3, in presenza ed in assenza del regime di SSP.

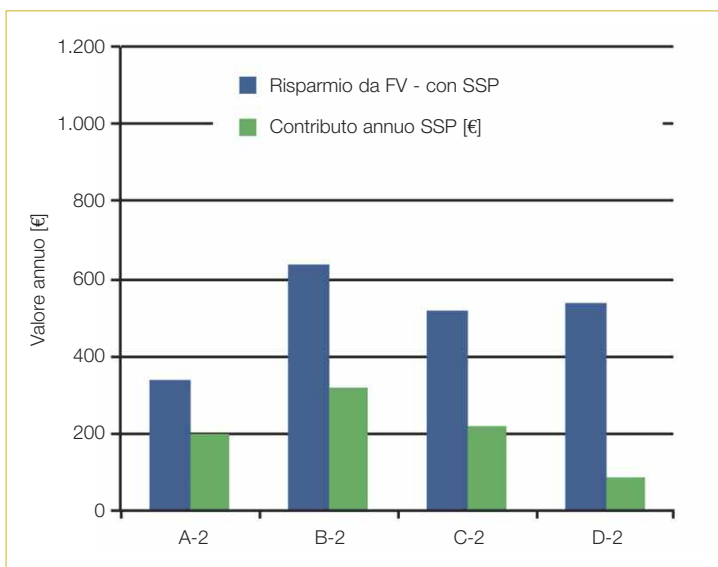


Figura 14 Confronto fra il risparmio ottenibile da un impianto fotovoltaico in regime di SSP e il contributo annuo dello SSP nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "intermedio", tariffa TDres2018.

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-

fotovoltaico

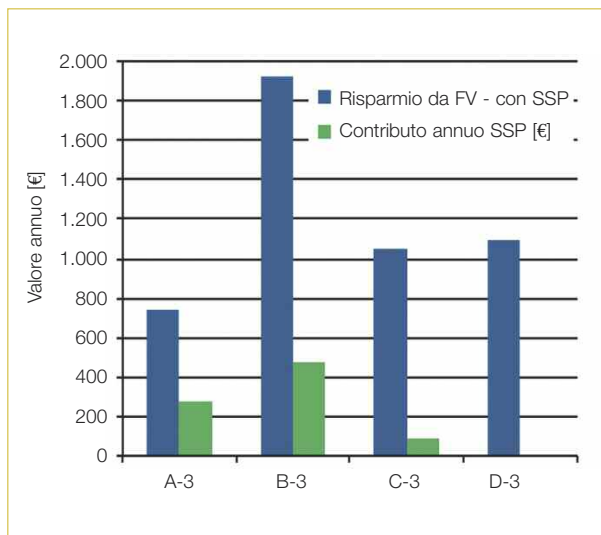


Figura 16 Confronto fra il risparmio ottenibile da un impianto fotovoltaico in regime di SSP e il contributo annuo dello SSP nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "totale", tariffa D3.

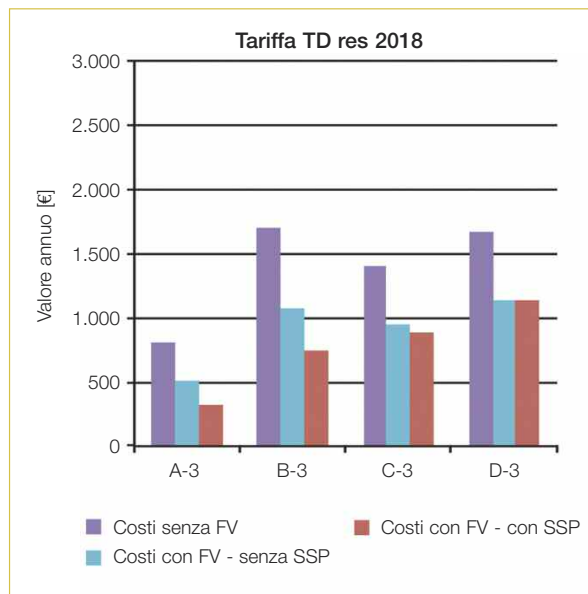


Figura 17 Confronto della spesa annua nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "totale", con impianto fotovoltaico, tariffa TDres2018, in presenza ed in assenza del regime di SSP.

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 ta-

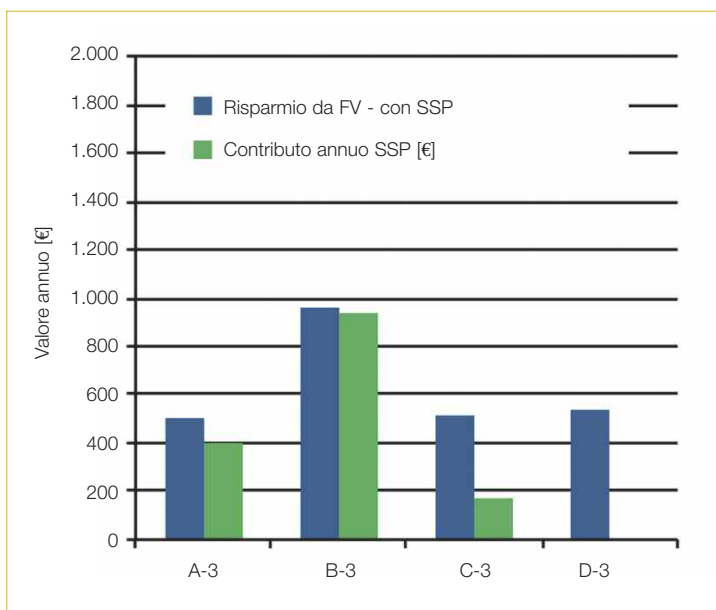


Figura 18 Confronto fra il risparmio ottenibile da un impianto fotovoltaico in regime di SSP e il contributo annuo dello SSP nei casi di studio analizzati, con livello di consumo elettrico "totale", tariffa TDres2018.

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

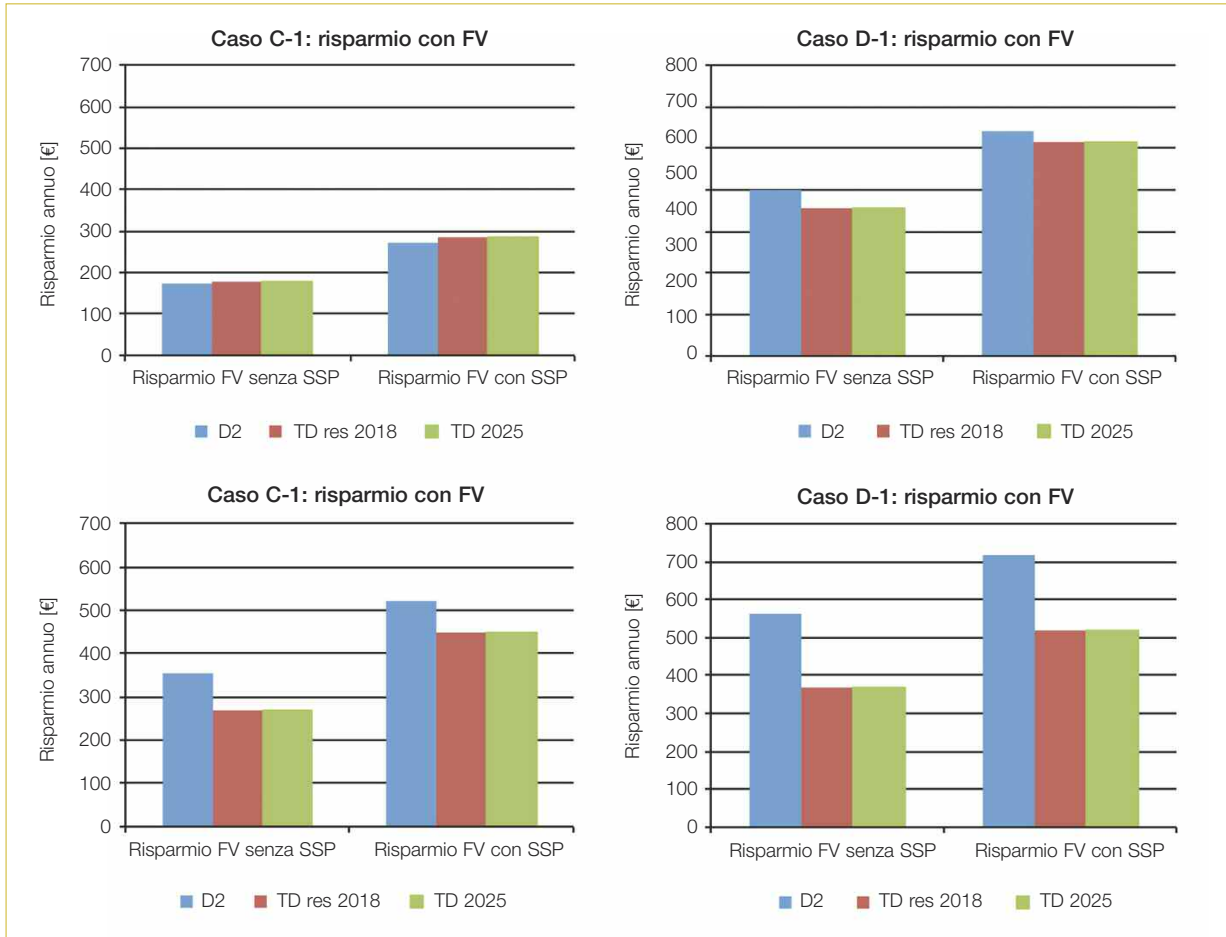


Figura 19 Confronto del risparmio dovuto all’impianto fotovoltaico nei tre regimi tariffari, in assenza e in presenza di SSP. Confronto effettuato con livello di consumo elettrico “di base”.

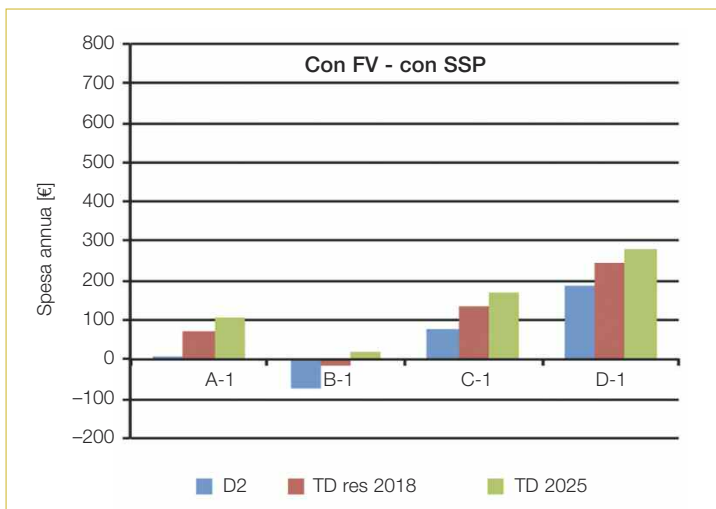


Figura 20 Confronto della bolletta elettrica annua nei tre regimi tariffari nei quattro casi di studio considerati, con impianto FV, SSP e livello di consumo elettrico “di base”.

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.

fotovoltaico

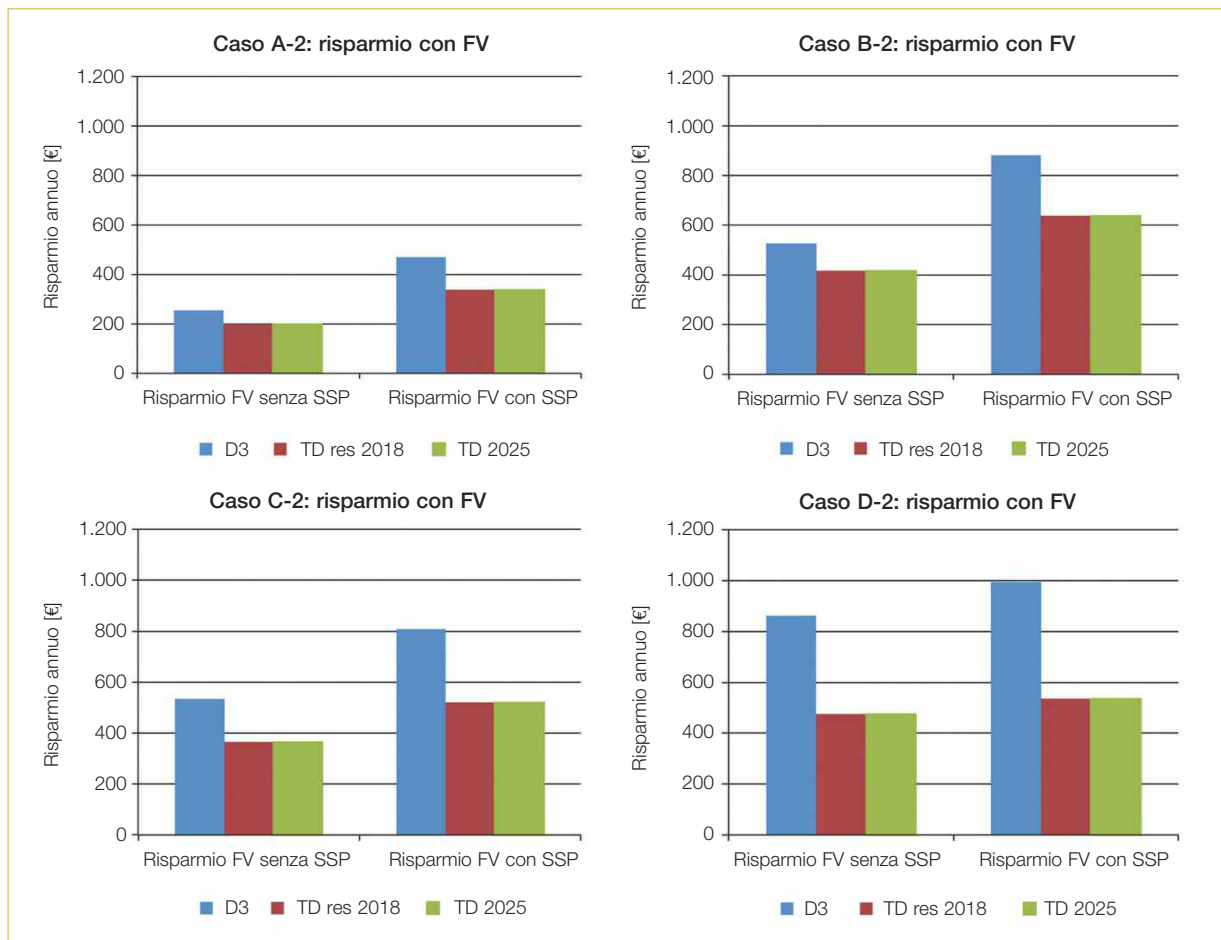


Figura 21 Confronto del risparmio dovuto all’impianto fotovoltaico nei tre regimi tariffari, in assenza e in presenza di SSP. Confronto effettuato con livello di consumo elettrico “intermedio”.

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

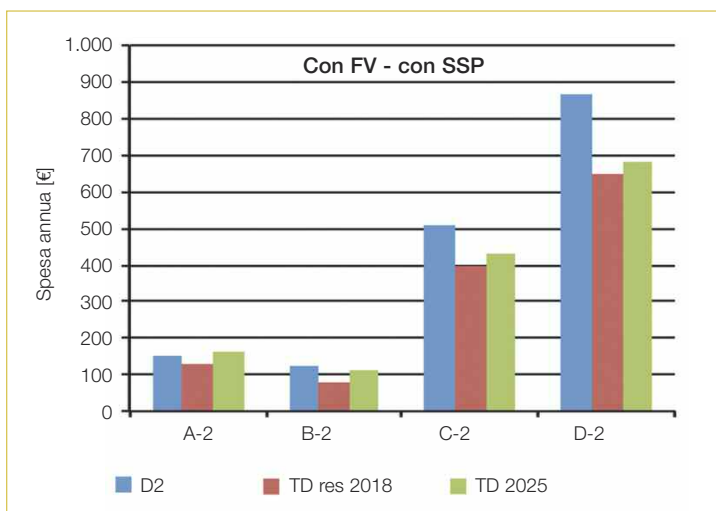


Figura 22 Confronto della bolletta elettrica annua nei tre regimi tariffari nei quattro casi di studio considerati, con impianto FV, SSP e livello di consumo elettrico “intermedio”.

fotovoltaico

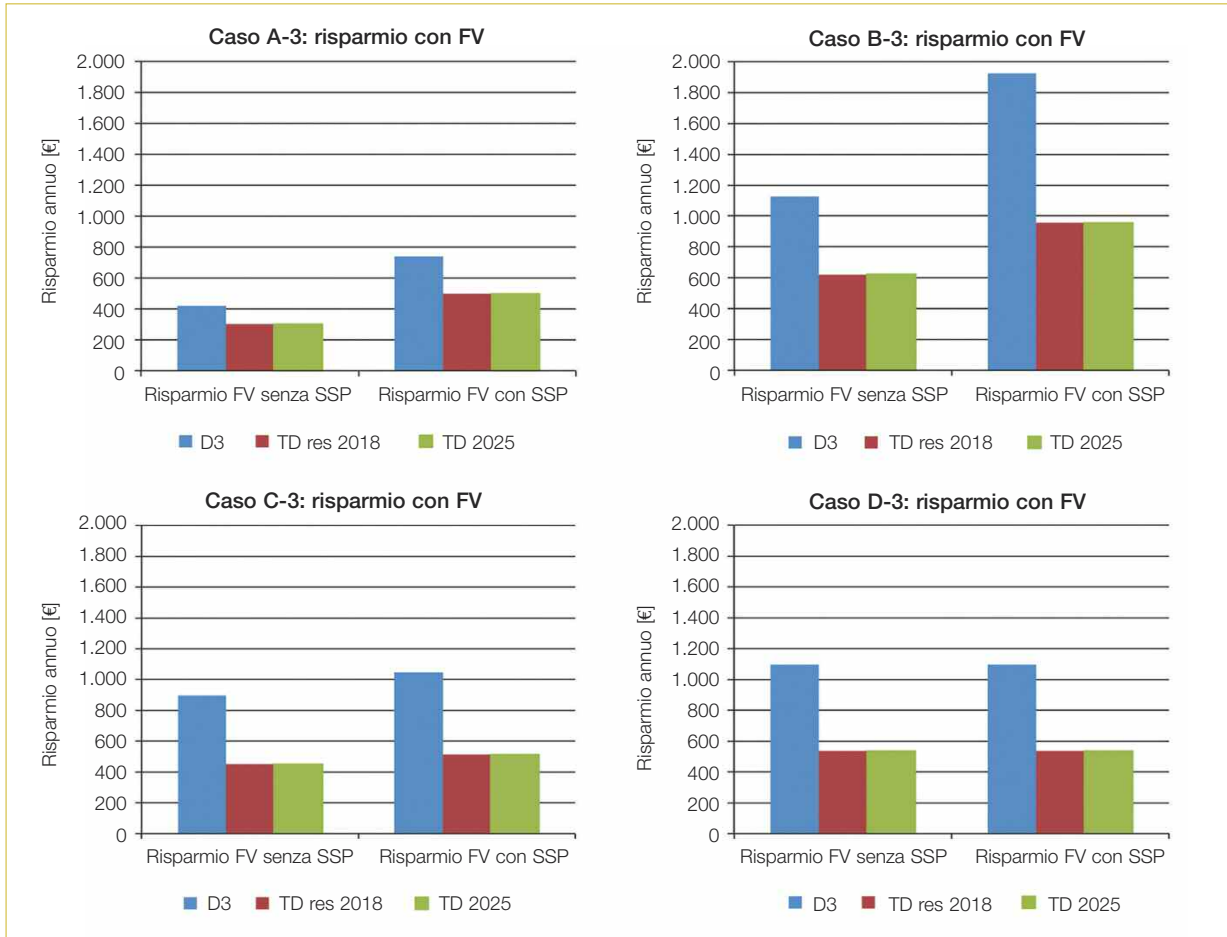


Figura 23 Confronto del risparmio dovuto all'impianto fotovoltaico nei tre regimi tariffari, in assenza e in presenza di SSP. Confronto effettuato con livello di consumo elettrico "totale".

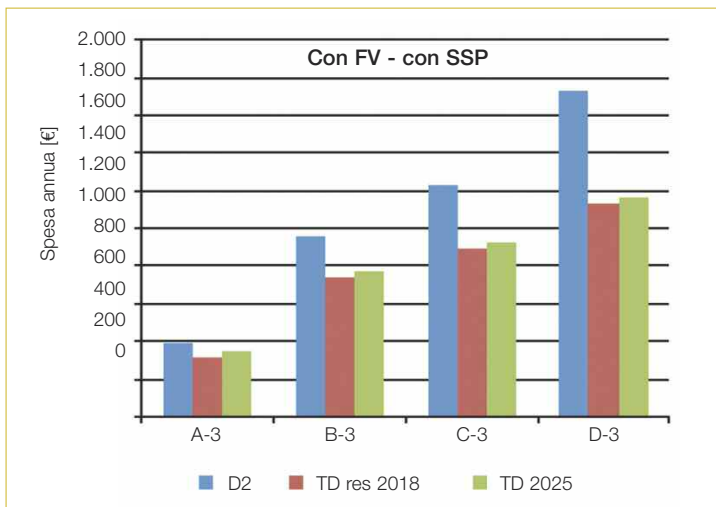


Figura 24 Confronto della bolletta elettrica annua nei tre regimi tariffari, quattro casi di studio considerati, con impianto FV, SSP e livello di consumo elettrico "totale".

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

fotovoltaico

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".

fotovoltaico

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.

LUCA LO SCHIAVO

ARERA

Vicedirettore Direzione Infrastrutture

Ho avuto l'occasione, o meglio il privilegio, di lavorare con Massimo Gallanti sui temi a lui molto cari dell'innovazione nel settore elettrico, dalle prime sperimentazioni dell'Autorità in materia di *smart grid*, per la massimizzazione della *hosting capacity* in presenza di rilevanti immissioni in rete da fonti rinnovabili, fino alle più recenti in tema di *storage*, essendo Massimo uno dei componenti della Commissione di esperti che ha seguito, passo passo, lo sviluppo dei sistemi di accumulo che l'Autorità ha concesso a Terna di sperimentare a livello *grid-scale*. Il suo contributo su questi temi innovativi è stato sempre non solo generoso ma vorrei dire eccezionale, per la capacità di coniugare una straordinaria curiosità e ampiezza di visione da una parte e l'attenzione a cogliere il dettaglio cruciale dall'altra: e questa capacità di combinare sintesi e analisi mi resterà sempre come il suo principale insegnamento.

Ma l'innovazione non si esprime solo in relazione alle novità tecnologiche e al loro impatto sul sistema. Ci sono aspetti di innovazione che passano dai meccanismi tariffari, come quelli a cui si riferiscono due articoli riportati in questo volume: il primo, risalente a una ricerca finalizzata alla valutazione degli effetti dei "prezzi biorari" dell'energia, introdotti dall'Autorità nel 2010-11 grazie alla diffusione su larga scala degli *smart meter* (di prima generazione); il secondo, più recente, sviluppato nell'ambito della cosiddetta *riforma delle tariffe domestiche*, avviata nel 2015 a seguito delle indicazioni legislative (d.lgs 102/2014, art. 11 comma 3) e solo recentemente conclusasi con la totale eliminazione, dal 1 gennaio 2020, della progressività dalle componenti tariffarie a copertura dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema.

Questi due articoli non hanno un taglio di innovazione tecnologica, pur costituendo uno spaccato di forte innovazione regolatoria, e mi hanno dato l'opportunità per mettere a fuoco, seppure con veloci tratteggi, alcuni temi cruciali della regolazione indipendente. In particolare, ho riflettuto sul rapporto tra regolazione e ricerca, un aspetto che sta molto a cuore non solo a me personalmente, ma – credo – a chiunque lavori nel settore cercando di coniugare stabilità regolatoria ed evoluzione del sistema elettrico nazionale per le ben note forzanti di decentralizzazione, decarbonizzazione, digitalizzazione e "democratizzazione" (IEC, 2018).

I due articoli sono tra loro complementari in quanto insieme forniscono una visione completa della struttura del prezzo della fornitura elettrica, che in Italia è per circa metà dovuto a componenti di mercato ("prezzo" dell'energia) e per l'altra metà a componenti stabilite in via amministrativa ("tariffe" propriamente dette, fissate dall'autorità di regolazione, e imposte fissate in via legislativa). Il prezzo complessivo della fornitura, in un regime pienamente liberalizzato come quello italiano (e in generale europeo), si presenta ancora una volta come il *terreno elettivo del regolatore indipendente*, chiamato a riportare le dinamiche di queste diverse componenti del prezzo complessivo alla logica di "aderenza ai costi" (a mio parere, la migliore traduzione possibile del concetto di *cost-reflectivity* che informa anche l'ordinamento europeo

in tema di tariffe di rete: si veda in particolare l'articolo 18 del recente regolamento UE 2019/943). L'indipendenza del regolatore si misura prima di tutto nella capacità di mantenere il segnale economico aderente ai costi del servizio, rispettando la diversa formazione del prezzo nelle attività liberalizzate, tramite meccanismi di mercato (che informano anche l'aggiornamento delle condizioni di maggiore tutela, per come è stata disegnata in Italia), o tramite meccanismi di regolazione per le attività monopolistiche di trasmissione, distribuzione e misura.

I due contributi selezionati sono accomunati dal fatto che sono frutto di vere e proprie *riforme regolatorie* di cui intendono valutare gli effetti, in un caso con una ricerca *ex post* e nell'altro con simulazioni *ex ante*. Sia il passaggio dal tradizionale prezzo monorario a quello biorario per l'utenza domestica (e triorario per la piccola utenza non domestica in regime di maggior tutela), sia il passaggio a componenti tariffarie largamente capacitive per i servizi di rete, hanno costituito infatti *nell'ultimo decennio due cambiamenti profondi nel modo di articolare il prezzo della fornitura di energia elettrica* anche per l'utenza "di massa", arrivata alle soglie della liberalizzazione soltanto dal 2007 per effetto della normativa europea. In entrambi i casi, le riforme regolatorie hanno sfidato antiche credenze come quella che "i primi chilowattora costano meno" o che bassi consumi di energia elettrica siano segno certo di povertà economica, e per questo hanno avuto vita non facile, date le inevitabili resistenze (anche di carattere politico) ai principi di aderenza ai costi e di utilizzo razionale delle risorse, cardine della legge 481/1995 istitutiva dell'Autorità indipendente di regolazione.

Va inoltre osservato che entrambe le riforme alla base dei due contributi di Massimo Gallanti qui riportati si sono attestate su percorsi di gradualità, a significare che il *regolatore indipendente non è avulso dalle dinamiche redistributive*, e quindi eminentemente socio-politiche. La transizione graduale è necessaria non solo per tenere conto degli effetti redistributivi, ma anche per permettere il dispiegamento delle scelte di consumo dei clienti finali più consone al *welfare* dell'individuo e della società. Proprio perché una transizione richiede tempo, da una parte è necessario monitorarne gli effetti (come risulta dal primo contributo relativo ai prezzi biorari) e illustrarne le opportunità, come risulta dal secondo contributo relativo al riequilibrio tariffario che rimuove una delle più forti barriere allo sviluppo delle pompe di calore e delle piastre a induzione, ovvero la progressività tariffaria. Dall'altra, la durata del percorso di gradualità espone la riforma a "colpi di coda": paradigmatico, a futura memoria, fu a questo proposito il primo tentativo, condotto dalla prima consiliatura dell'Autorità (presidente Pippo Ranci) di rimuovere la progressività tariffaria in favore di una tariffa domestica aderente ai costi, in un periodo non ancora caratterizzato né dalla totale liberalizzazione né dalla disponibilità di strumenti di protezione dei consumatori vulnerabili come l'odierno bonus sociale: il rigetto socio-politico fu tale che un decreto del Presidente del Consiglio dei ministri condusse al ritiro della prima ipotesi di riforma (la cosiddetta tariffa D1) nei primi anni 2000.

Da ultimo ma più importante, entrambi gli articoli cofirmati da Massimo Gallanti (ci teneva sempre a onorare il contributo dei propri collaboratori, e questo è un altro suo insegnamento prezioso) sono frutto di uno specifico lavoro congiunto tra Ricerca di Sistema e attività di regolazione. Nel primo caso, il disegno della ricerca fu condotto congiuntamente dalla Direzione consumatori e qualità del servizio della “AEEG” (come si chiamava allora l’Autorità), e richiese anche la rilevazione dei consumi per fascia di un ampio campione di utenti; con l’occasione venne rilevato anche un campione di dati orari di consumo domestico, grazie ai nuovi contatori elettronici. Nel secondo caso, l’attività di ricerca di sistema ha accompagnato su più fronti lo sviluppo della riforma delle tariffe domestiche, dall’analisi delle *frequenze* di sovraccarico per i contratti con potenza disponibile a 3,3 kW (quasi un *unicum* in Europa), al confronto dei costi energetici complessivi in configurazione “tutto elettrico”, fino all’analisi del valore dell’autoconsumo: tutti aspetti riportati nella relazione AIR (Analisi di Impatto della Regolazione) a cui Massimo aveva collaborato con entusiasmo, come in tante altre occasioni in cui la ricerca ha affiancato la regolazione.

E concludo con una riflessione sul nocciolo del rapporto tra regolazione indipendente e ricerca, che sono sicuro Massimo avrebbe condiviso: è proprio la natura *indipendente* della regolazione che richiede una più stretta e intensa collaborazione con la Ricerca di Sistema. Infatti, l’indipendenza “*da qualsiasi organo politico*”, come recita la direttiva europea oltre che “*da qualsiasi interesse commerciale*”, colloca le autorità di regolazione al di fuori del circuito di responsabilità politica, basato sul cardine della democrazia, ovvero le elezioni. La natura tecnica delle decisioni regolatorie, però, non le rende avulse dal contesto più ampio della società, né si può sottovalutare l’aspetto redistributivo delle decisioni e in particolare di quelle di natura tariffaria. Il *policy making* delle autorità indipendenti di regolazione è diverso da quello degli organi politici che trovano la propria legittimazione nel circuito elettivo. La fonte maggiore di legittimazione delle decisioni regolatorie sta nella loro “*saggezza*”, ovvero nel fatto di coniugare i principi di efficienza (e quindi di *cost-reflectivity*) e efficacia (e quindi, verso la qualità del servizio e la tutela del consumatore) con un’attenta analisi degli impatti della regolazione.

In entrambi i casi richiamati dagli articoli, l’Autorità si è impegnata in una complessa Analisi di Impatto della Regolazione, che trova nella ricerca la propria linfa conoscitiva. E in questo senso la ricerca *di sistema* è il terreno di elezione per rafforzare l’autorevolezza e appunto la *saggezza* del regolatore; e della Ricerca di Sistema, Massimo Gallanti è stato – a mio personalissimo avviso – l’esponente di punta, proprio per la sua propensione all’esame delle questioni del *sistema* elettrico e non solo degli aspetti tecnologici.

“*Speaking truth to power*”, diceva a proposito dell’analisi delle politiche pubbliche uno dei più grandi esponenti del Novecento di questa disciplina, Aaron Wildavsky

(1979), riferendosi soprattutto al potere politico. “Dire la verità” è infatti la sintesi della *missione di chi fa ricerca scientifica sulle riforme*, e includo anche le riforme regolatorie come quelle di cui discutono i due contributi. Una missione che aiuta grandemente il regolatore a indirizzare le proprie scelte, fornendo quella base conoscitiva che permette, insieme a una attenta valutazione degli effetti sulla società, di interpretare e quindi regolare i fenomeni emergenti nel sistema, andando a formare quella *saggezza* di cui dicevo, e di cui Massimo Gallanti era, al più alto grado, un vero portatore.

*Luca Lo Schiavo**

* Le opinioni espresse in questo articolo sono formulate a titolo esclusivamente personale e non impegnano in alcun modo l’istituzione di appartenenza.

Lo sviluppo del sistema elettrico ed energetico
Il contributo di 30 anni di ricerca di Massimo Gallanti

3

Efficienza energetica

Gli articoli

3 Efficienza energetica: *gli articoli*

WEC

2010

Energy efficiency: the Italian situation and opportunities

PAPER PRESENTED AT MONTREAL 2010 WORLD ENERGY CONGRESS

- (1) Reference author: Alessandro Clerici – ABB S.p.A. Senior Advisor to the President and Coordinator of Task Force "Energy Efficiency" of Confindustria – Italy
e-mail: alessandro.clerici@it.abb.com
- (2) Massimo Beccarello – Energy Responsible of Confindustria and Professor of Milano Bicocca University – Italy
e-mail: m.beccarello@confindustria.it - massimo.beccarello@unimib.it
- (3) Massimo Gallanti - Electric Systems Development Director – ERSE (former CESI Ricerca) – Italy
e-mail: massimo.gallanti@erse-web.it

Summary

The paper reports the results of a study led by Confindustria (Italian Federation of Industrial Associations) on the Italian situation with respect to energy efficiency policies and their effective implementations. The study is being continuously updated with the contributions of ENEA (Italian National Agency for New Technologies, Energy and Sustainable Economic Development) and ERSE (previously CESI Ricerca) and highlights the obtainable savings through efficient technologies now already available for applications in the final uses of energy for both the industrial, commercial and domestic sectors.

Keywords: energy, efficiency, Italy.

1. Introduction

Energy efficiency (to obtain the same products and services consuming less energy) and energy saving (to modify the life style reducing the consumption of not essential products and services) are strategic choices to reduce the consumptions of primary energy sources and to reduce the environmental impact. In particular energy efficiency, that does not require particular renunciations in the styles of life, must not be considered as a tie to the development or an additional burden, on the contrary like a chance not only for the suppliers of technologies, but more in general for the Country system and its industries and people which would see the decrease of their costs share bound to the energy bill.

In 2008 the final energy consumptions of Italy were 141 MTOE.

The "challenging" decision of the European Community (and accepted by our Country) is that to reduce in 2020 the CO₂ emissions of 20% with respect to the 1990 value and get a production from renewable sources of 17% of the final consumptions. For the achievement of both these binding objectives the contribution, coming from a reduction of the energy consumptions through energy efficiency interventions in the final uses, turns out fundamental.

For the energy efficiency contribution, a not binding target was defined, consisting of the 20% reduction in 2020 of the gross energy consumptions with respect to the baseline scenario.

But there is a shorter period objective. The Directive 2006/32/EC establishes that the member countries adopt and aim to get a total indicative national energy saving in 2016 of 9% of the average of the consumptions 2000-2005, to get through energy services and other measures of improvement of the energy efficiency. The Directive furthermore foresees that each member country presents the Action Plan Energy Efficiency (APEE).

In the Figure 1 the trend of the energy intensity is shown (with respect to the primary consumptions) in Italy from 1971 to 2008.

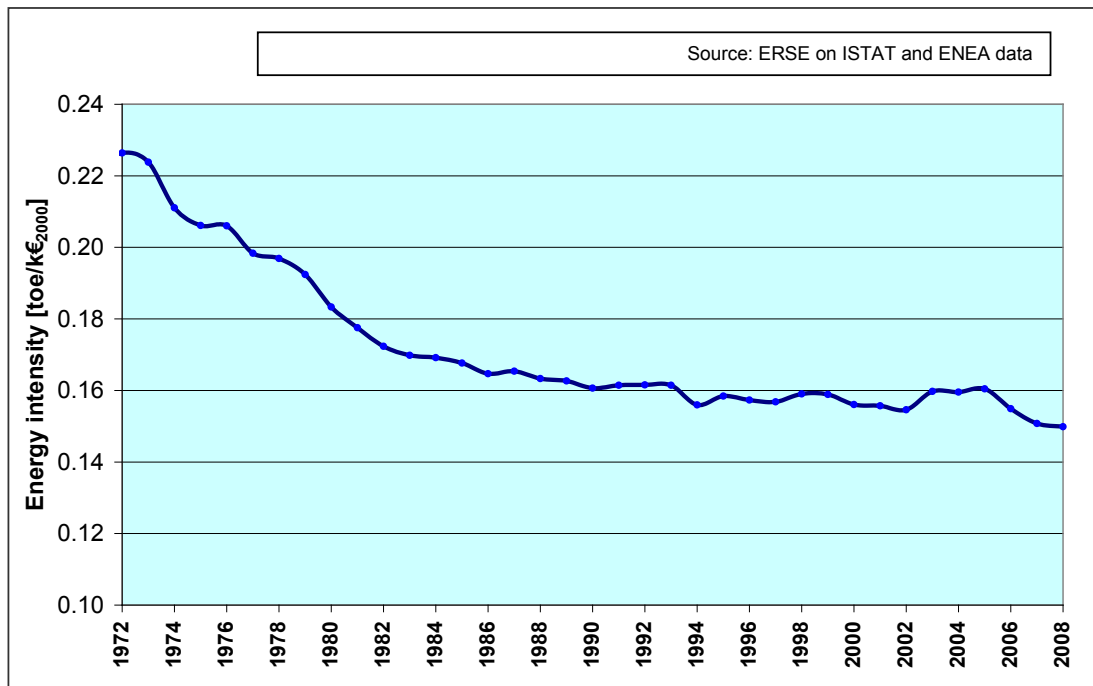


Figure 1. Energy intensity related to Italian primary energy consumptions ($\text{toe}_{\text{prim}}/\text{k€}_{2000}$).

The big effort of the Country is apparent further to the energy crisis of the Seventies, followed by a stagnation period starting from the Nineties during which some countries as Germany, England and Denmark did better than us; however we face energy intensity values well lower than those of countries as Belgium Spain and Sweden. Since 2005, the Italian energy intensity has been showing a new positive trend, as confirmed by the sharp energy intensity decrease of the final part of the curve in Figure 1.

Speaking in energy terms, our Country can be considered anyway as a virtuous one if compared to other industrialized nations. In 2008 the Italian energy consumption was about 0.15 kg of oil equivalent for euro of gross domestic product (GDP) and the CO₂ emissions were about 7.8 ton/person¹. The Italian energy intensity is very close to the average energy intensity of the major European Countries, and the current situation about energy efficiency in Italy is not so bad.

There are however still remarkable opportunities for energy efficiency improvements in Italy; to exploit these opportunities an ad hoc Energy Efficiency Task Force was constituted in July 2006 in

¹ Preliminary figure for 2008 (8.0 tonCO₂/person in 2007)

Confindustria, involving all the Associations and local structures of Confindustria. All the various applications (from the buildings to the machinery and users' devices, from transports to the services of the tertiary industry, up to the infrastructures) have been taken into account.

For the development of the study an effective cooperation with ENEA and ERSE was established, availing therefore of Research Programs concerning efficiency in the final uses. In July 2007 a preliminary report [1] was presented to the institutions.

The Task Force faced the following challenges:

- to really evaluate the possible energy savings avoiding additional burdens to the industrial companies, by identifying those sectors that for dimension and potential savings turn out the most interesting for specific interventions;
- to highlight the available technologies to implement energy efficiency programs on the basis of costs/benefits analyses;
- to stimulate the competent Ministries/Offices to steadily support energy efficiency initiatives by means of specific laws inserted organically in a consistent energy policy middle-long term picture;
- to define and implement a widespread communication and information campaign towards all the potential end users; knowledge dissemination actions of the opportunities offered by energy efficiency are fundamental for the success of the initiatives.

After a first analysis relevant to different sectors, the most important technologies were focused on and for each of them the predictable market trend of energy efficient solutions in the 2005 – 2020 time period was considered.

2. The final energy consumptions in Italy

The Table 1 reports the final energy consumptions in Italy in 2008, split into consumption sector and energy source. It has to be noticed that about the 90% of the consumptions is almost equally split into the transports, industry and civil (residential plus tertiary) sectors.

Consumpt. [%]	Sectors	Consumpt. [Mtep]	Solids	Natural gas	Oil products	Renewables (*)	Electricity	TOTAL
31%	Transports	44	-	1%	95%	1%	2%	100%
27%	Industry	37	10%	38%	18%	1%	33%	100%
20%	Domestic	28	-	58%	14%	7%	21%	100%
12%	Tertiary	17	-	50%	4%	-	46%	100%
2%	Agriculture	3	-	4%	74%	7%	15%	100%
8%	Other uses	12	1%	6%	93%	-	-	100%
100%	TOTAL	141						

Source: ERSE, from MSE – ENEA data

(*) biomass only

Table 1. Italian final consumptions for energy source and sector in 2008.

The energy consumption of different industrial sectors is reported in Figure 2, together with its splitting in electric energy, oil products, gas and solid fuels.

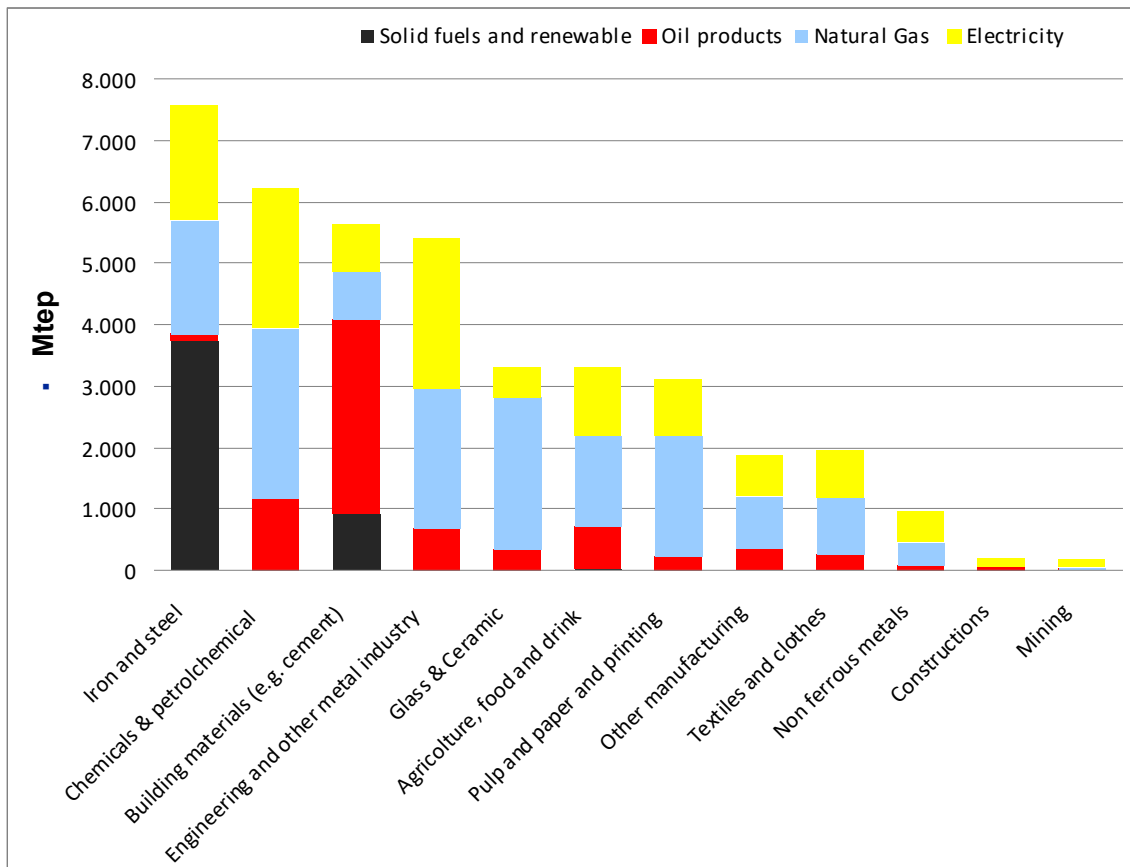


Figure 2. 2007 Italian final energy consumptions for different industrial sectors.

Looking at the tertiary sector, it must be pointed out that it has definitely shown rates of growth of the consumptions beyond the average. In this sector the electric energy amounts to 46% of the energy consumptions (far above the other sectors); the electric consumptions are quite fragmented between the various activities, with a greater incidence in commerce (~ 29%) and in the hotels, restaurants and pubs (~ 15%).

It is worth mentioning that the total electric consumptions at national level are mainly concentrated in 3 final uses: electrical motors (~ 45%), lighting (~ 16%), household appliances (~ 15%).

3. **The technologies for the energy efficiency**

The improvement of the energy efficiency in the final uses requires innovative technologies and solutions able to reduce the primary energy needs while providing the same energy service. The Task Force of Confindustria took into consideration, in particular, 11 different “important technologies” that play a major role in achieving the energy efficiency goals:

- Engines and other “tools” for efficient transports
- Thermal insulation of buildings
- Heating / ventilation / air conditioning
- Household appliances / ICT goods
- Cogeneration / trigeneration
- Lighting
- ICT
- Home and building automation
- Automation of continuous processes
- Electrical motors / inverters
- Tools to improve efficiency of infrastructures (electricity, gas, oil, water)

In order to evaluate the real contribution each of the above-mentioned technologies can provide to the improvement of energy efficiency, the overall final energy use has been split into 7 different areas. Figure 3 reports the energy splitting (referred to the primary energy²) in the 7 areas referred to year 2008.

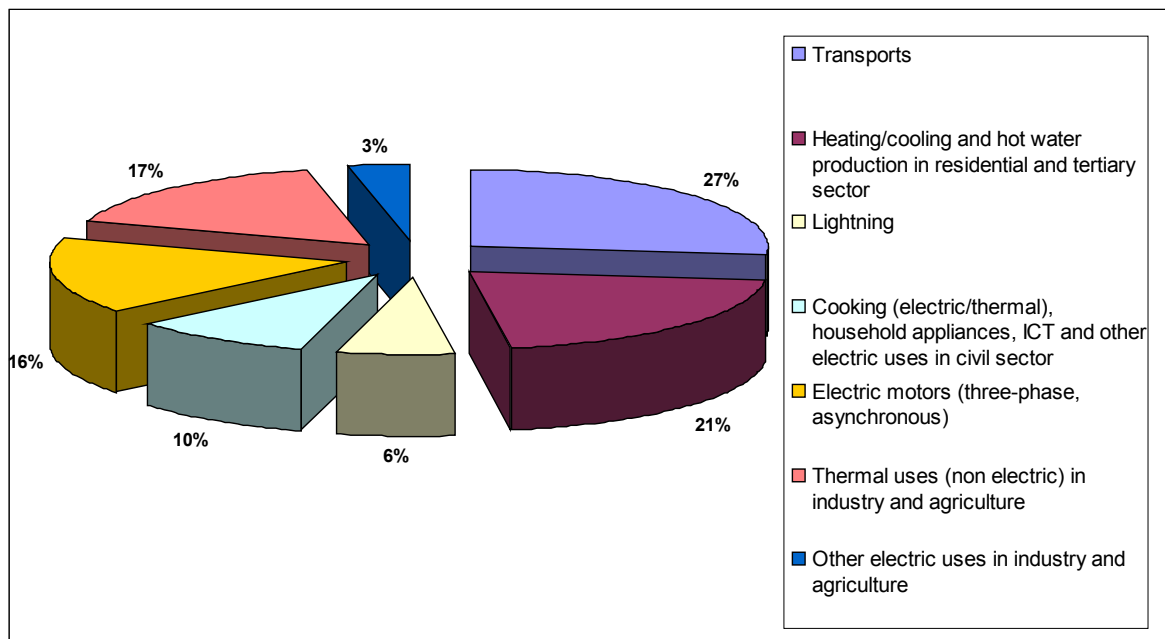


Figure 3. Italian energy consumption split in the 7 final use areas (consumptions referred to primary energy)

Transports are the dominant consumption followed by 3 almost equal final uses: heating and cooling of buildings, electric drives, thermal uses in industry and agriculture.

The relation between energy uses and the relevant efficient technologies able to reduce the energy consumption requested is shown in Table 2.

² The electric energy consumptions have been referred to the consumptions of primary energy considering an overall conversion efficiency (including heat rate, electricity grid losses) of 40%.

		EFFICIENT TECHNOLOGIES										
		ELECTRICAL MOTORS/INVESTERS	INSULATION AND/OR OTHER BUILDING INTERVENTIONS	HOUSEHOLD APPLIANCES/RESIDENTIAL AIR-CONDITIONING	CENTRALISED AIR-CONDITIONING	COGENERATION/TRIGENERATION	LIGHTING	POWER FACTOR CORRECTION	HOME & BUILDING AUTOMATION	AUTOMATION OF CONTINUOUS PROCESSES	ICT	ENGINES/OTHERS PROPULSION SYSTEMS
USES	Transports										X	X
	Heating/cooling and hot water production in residential and tertiary sector		X	X	X	X			X		X	
	Lightning						X	X	X			
	Cooking (electric/thermal), household appliances, ICT and other electric uses in residential and tertiary sector			X					X		X	
	Electric motors (three phases, asynchronous)	X										
	Thermal uses (non electric) in industry and agriculture		X		X	X				X	X	
	Other electric uses in industry and agriculture				X			X		X	X	

Source: ERSE

Table 2. Relation between energy uses and efficient technologies

4. The attainable savings through the efficient technologies

What results can be achieved from the adoption of the efficient technologies? In first place, it is necessary to define the reference situation (baseline) with respect to which the efficiency improvements are evaluated. The baseline must incorporate the "spontaneous" improvements of efficiency, i.e. the improvements that will take place without adopting any specific efficiency measures. This is the case of the replacement of products that arrive to life with the current, more efficient products. In the present work we will focus only on the efficiency improvements with respect to the baseline situation.

While defining the potential of savings, the interventions presenting a quick pay-back (considering both investment and operation costs) during the life of equipment/systems were taken into consideration first.

Another important aspect to define is the time horizon with respect to which the efficiency improvements are evaluated. The implementation of energy efficiency interventions often takes advantage from "opportunity windows" that may occur during the lifetime of a product/system.

This is the case of the insulation of the exterior walls and the roof of an existing building that is made only on occasion of extraordinary maintenance interventions on the façade (for example painting). The energy efficiency interventions therefore are spanned over a quite long time periods and the saving which originates from them must be measured at the end of a specific time horizon. In this work, we have referred to the 2020 as the target year for the energy saving evaluation.

The measure of the savings was made applying the bottom up methodology, which is by evaluating the attainable savings from the single actions and obtaining the global saving as sum of the single interventions.

A precautionary approach was followed in the evaluations which consider the only efficient technologies at present as available on the market or of next availability, although we are pretty confident that in the coming years (mainly near 2020) novel technologies, more efficient than the current ones, will break in the market.

Transports (27% of primary energy consumption)

The aim is to make the consumptions of the road transports more efficient, in particular the one of cars. Several types of interventions were considered:

- Improvements of car technology (e.g. more efficient engines, use of low-viscosity lubricants, special tyres)
- Measures oriented to the transportation demand and to increase the driver awareness toward more efficient behaviour (e.g. increasing the taxation on high CO₂ emission cars, specific informative campaigns for eco-driving)
- infrastructural interventions (e.g., use of “intelligent” traffic lights, restrictive measures for car circulation in urban areas)

Additional savings are possible in the railway sector (for instance by the introduction of the system of "economic run" of the trains).

All the measures listed above are able to get annual savings between 2 and 6.4 Mtoe, in the period 2016-2020, that is 5-15% of the consumptions of the transports sector in the year 2005.

Heating/cooling and hot water production in residential and tertiary buildings (21% of primary energy consumption)

These areas account for about 60% of the primary energy consumptions of the civil sector. Several technologies compete for the improvement of the efficiency in this field:

- Technologies and materials for the “thermal insulation” of the buildings (i.e. walls and roof insulation, windows with very low emissive glass), as well as protections (e.g., solar shielding)

against the solar heating in summertime. They are referred to as passive solutions as they reduce the heating and cooling demand to be satisfied by the heating and cooling systems;

- Technologies improving the efficiency of the heating/cooling systems, (i.e., the generator, the distribution and the control systems of heat/cool). Several competing technologies are currently present in the marketplace: condensing boilers, heat pumps for heating and cooling, wood heaters, mini and microcogenerators etc. It must be taken in mind that, in this sector the “one fits all” solution cannot be found. A number of factors have to be considered for the selection of the best technology: climatic condition of the geographic area, building conditions (new construction vs. renovation of an existing buildings), and availability of local energy sources. As such, for every specific use the most appropriate choice must be done.

Through the above-mentioned technologies it is possible to get annual savings in primary energy between 5.6 and 8 Mtoe in the period 2016-2020, that is respectively 15% and 20% of consumptions for heating/cooling and hot water production in residential and tertiary buildings in 2005.

Lighting (6% of primary energy consumption)

Lighting consumptions are present in all the three main economic sectors (residential, tertiary – also including public lighting, industry). Overall, lighting is the 16% of the electricity consumptions in Italy. The following energy efficiency actions were taken into account:

- interventions on the lighting sources (e.g. replacement of incandescence bulbs with fluorescence ones, replacement of mercury vapour lamps with metal halides ones or AP sodium ones);
- use of electronic power suppliers in place of electromechanical ones;
- adoption of control systems, coupled to sensors placed in the rooms to switch on/off and to regulate the light flow on the basis of the real lighting demand;
- new optics to exploit to the best the light flow coming from the lighting source.

With the interventions described above it is possible to get annual electricity saving between 12.5 and 17 TWh in the period 2016-2020, that is 25% and 35% of the lighting consumptions in the year 2005.

Cooking (electric/thermal), household appliances, ICT and other electric uses in residential and tertiary sector (10% of primary energy consumption)

This area includes the energy consumptions in the domestic and tertiary sectors for an articulated set of final uses, such as household appliances (e.g. refrigeration and washing), entertaining devices (TV, home videos), ICT (personal computers, servers, etc.), telecommunication (modems, etc.), cooking (cooking devices fed either by natural gas or by electricity) and other special services (e.g. electro-medical instruments). In other terms, all the consumptions in the civil sector are included in this category, but the lighting and heating/cooling.

The main measure for the consumptions abatement in this area of uses is that of high efficiency household appliances. To support the adoption it is necessary to insist in the energy labelling of the products, introducing new high efficiency classes and extending the labelling to typologies of household appliances today not considered by the classification. In perspective the problem of the reduction of the stand-by consumptions of the electronic equipment (TV, decoder, etc.) will also have to be faced, with the definition of pressing limits (e.g. consumption lower than 1 Watt) for the new products on the market.

Through the above-mentioned technologies it is possible to get annual savings in electric energy included between 7.5 and 22 TWh in the period 2016-2020, that is 9% and 25% of the consumptions for other energy and thermal uses in the civil sector in 2005.

Electric motors (16% of primary energy consumption)

The electric motors have a widespread diffusion in our society; however the prevailing consumptions are in the industrial sector. In July 2009 the European Commission endorsed new efficiency standards for electric motors. The Regulation 640/2009, thereby establishing minimum standards in energy efficiency for three-phase asynchronous motors with a performance range of 0.75 - 375 kilowatts (kW). This type of motor is in use mainly in industry and trade and accounted for nearly 90 percent of the power consumption in electric motors in all 27 EU Member States in 2005. The Regulation replaces the efficiency classes in effect to date (EFF) with new universally applicable efficiency classes IE1 (previously EFF2), IE2 (previously EFF1) as well as IE3 and then IE4. In addition the Regulation imposes a progressive phase-out of the motors in the least efficient classes in favour of those in the higher (premium) efficiency classes³. As efficiency measures considered in the study, it has been assumed that on 2020 all the running electric motors will belong to class IE2 or IE3.

Another efficiency-oriented intervention on the electric drives concerns the inverter installation on the motors working in systems with variable working point (e.g. centrifugal pumps and fans). The inverter allows the achievement of a significant energy saving with respect to the adoption of mechanical regulators (throttling valves, shutters, or bypass systems), all methods that are strongly dissipating in nature.

The two interventions listed above provide annual savings in electric energy included between 9.7 and 18 TWh in the period 2016-2020, that is 7% and 13% of the consumptions of the electric motors in the year 2005.

Thermal uses in industry and agriculture (17% of primary energy consumption).

³ According to EU regulation, from 2011 onwards, motors in the efficiency level heretofore known as EFF2 may no longer be marketed. Moreover, EU sales of three-phase asynchronous motors in the performance range between 0.75 kW and 375 kW will only be allowed if they comply with the future IE2 efficiency class. The next phase to increase the energy efficiency of electric motors will occur in January 2015, whereupon only IE2 efficiency level electric motors with variable speed drive and a performance range between 7.5 kW and 375 kW may be put on the market. The exception to avoid variable speed drive is that the motors comply with the (higher) premium efficiency level IE3. As of January 2017 the regulation will also apply to electric motors in the 0.75 kW to 7.5 kW performance range.

They are mainly relevant to the processing industry (with prevalence in the sectors iron and steel, chemical and petrochemical, glass and ceramics, mechanics). In first place, the improvement of the efficiency passes through a more extensive use of high-efficiency cogeneration⁴ by promoting:

- large installations, also in place of the current cogenerating plants many of which are characterized by a low amount of recovered heat and cannot be classified as high-efficiency cogeneration;
- mini and micro cogeneration plants, to be used in sectors (e.g. small industries) where today the cogeneration has not been adopted yet.

Another intervention concerns the use of advanced process automation systems allowing a better management of the industrial process, improving the energy efficiency and the quality of the products.

An additional possible area for energy efficiency in process industry is the recovery of thermal wastes. The heat in the high temperature exhausts produced by steel or glass furnaces can be partially converted into electricity through the Organic Rankine Cycle technology; the wasted low temperature heat in some food and beverage process can be recovered through the adoption of heat pumps.

Through all the above technologies it is possible to get annual savings in primary energy between 0.8 and 4 Mtoe in the period 2016-2020, that is 2.5% and 12.5% of the consumptions for thermal uses in industry and agriculture in 2005.

Other electric uses in industry and agriculture (3% of primary energy consumption)

These are the electricity uses for specific processes in the industrial sector (e.g. electric arc furnaces in the iron and steel sector, the chloride-potash plants and electro-chemical cells in the chemical and alloy sectors). A number of innovative technologies are already present in the marketplace, which are able to improve the energy performances of current plants (e.g. membrane cells replacing mercury cells in the chloride-potash plants).

The above technologies allow annual savings in electric energy between 0.6 and 1,8 TWh in the 2016-2020 time period, that is 3% and 9% of the consumptions of this class of uses in 2005.

Dealing with electricity consumption reduction, it is worth mentioning the loss reduction in the electrical distribution and transmission grids. It has to be noticed that grid losses are not included in the consumption reported in Table 1 and Figure 3 as the latter refer only to final consumptions. Nevertheless, grid losses can be reduced by adopting efficient components (e.g. low loss transformers), as well as by reinforcing the network structure (e.g. shortening the medium voltage feeders, implementing new transmission lines). Further grid losses reductions can be achieved by increasing the power factor of the consumer loads. With the described interventions the electricity grids losses can be reduced between 1 and 2.5 TWh in the period 2016-2020.

⁴ High efficiency cogeneration means cogeneration producing energy savings of over 10% compared to the separate production of heat and electricity with best available technologies.

	low	high	2005 consumptions
Transports	2.0	6.4	46
Heating/cooling and hot water production in residential and tertiary sector	5.6	8.0	38
Lightning	2.4	3.2	11
Cooking (electric/thermal), household appliances, ICT and other electric uses in residential and tertiary sector	1.4	3.6	16
Electric motors (three-phase, asynchronous)	1.9	3.4	32
Thermal uses (non electric) in industry and agriculture	0.8	4.0	32
Other electric uses in industry and agriculture	0.1	0.3	4
TOTAL	14.2	29.0	179

Table 3. Italian potential savings in 2020 in final consumptions – referred to primary energy (Mtoe)

Notes:

Conversion coefficient from final electricity consumption to primary energy in 2005: 38.5%

Conversion coefficient from final electricity consumption to primary energy in 2020: 45%

Source: ERSE

5. Synthesis of the potential savings deriving from the energy efficiency actions

Table 3 summarises the savings in the 7 final consumption areas resulting from the implementation of the energy efficiency measures previously considered. It is worth reminding that the savings are evaluated with respect to the consumptions of the baseline scenario in 2020. For homogeneity all the savings are given in primary energy. Table 3 also includes the primary energy consumptions in 2005, i.e., the first year of the time period (2005-2020) taken into account for the implementation of energy efficiency interventions previously considered⁵.

In order to evaluate the amount in the assumed savings, they are firstly compared with those from the Italian Action Plan for Energy Efficiency (EEAP), presented by the Ministry of Economic Development in August 2007 in compliance to the Directive 2006/32/EC. For the year 2016 the Plan foresees a total consumptions reduction, with respect to the baseline scenario, of 14 Mtoe/year⁶. It has to be noticed that the target of Directive 2006/32/EC is inside the saving interval (more specifically, it is close to the lower limit) reported in the bottom line of table 3. Therefore the efficiency interventions described in the previous sections are in line with the obligations imposed by the Directive 2006/32/EC.

The situation is definitely less encouraging if we compare the bottom line energy savings in Table 3 with the additional European objective of 20% primary energy reduction in 2020. This objective is not binding in itself but it is functional to the achievement of the binding objectives on the CO₂ reduction⁷

⁵ To get 198 Mtoe of gross domestic consumption reported by the 2005 National Energy Balance, it is necessary to add to the consumption data, listed in table 3, the contributions for bunkering, Non-Energetic Uses and Consumptions and Losses of the Energy sector (no electric energy).

⁶ As in the previous analysis, the electricity savings are reported in primary energy, taking into account the electricity conversion coefficient equal to 1/0.45.

⁷ -20% with respect to the CO₂ emissions in 1990.

and the production from renewable energy sources⁸. Taken back at national level, the 20% primary energy reduction with respect to the baseline scenario means a reduction higher than 40 Mtoe⁹, a value that exceeds the fork of the achievable savings with the technological measures described so far. Even considering the contributions that will come from electricity grid losses reduction, from heat rate decrease of thermal power units and from a larger share of renewable energy sources, in order to obtain the ambitious objective about primary energy reduction imposed by the EC Council, further efforts towards the final use efficiency are necessary. From one hand, we shall have to adopt appropriate measures to support a greater penetration of efficient technologies, above all in the cases in which the energy saving deriving from their use allows to repay the higher investment costs in a short time. From the other hand it is necessary to invest in the research and the technological development, to obtain, in the middle period, novel more efficient products and innovative solutions.

6. Impact of energy efficiency on the National economy

A deep analysis is underway in order to assess the effects of energy efficiency on the national economy. In particular, for each technology the following impacts are considered:

- Cost for the incentives for the application of the best available technologies
- Less revenues for the national balance sheet due to reductions of tax incomes connected to reduced final consumptions of energy products
- Increased revenues for direct and indirect taxations for investments in energy efficiency products.
- Reduced import of energy sources (natural gas, oil, coal, electricity, etc.)
- Reduction of economic impact of CO₂ emissions.
- Increased employment connected to new industrial activities for the production of energy efficiency products.

The preliminary evaluation of the economic effect for the period 2010 – 2020 shows a positive economic result of about 24 billion €, an increase of employment of about 800.000 units. The global saving of primary energy consumption in the same period are in the range of 72 Mtoe and less CO₂ emission for about 255 Mt.

7. General observations and conclusions

The preliminary study of the Confindustria Task Force [1] allowed highlighting the fundamental aspects for the application of energy efficiency to final consumptions.

⁸ 20% of the gross final energy consumption is from Renewable Energy Sources. The target for Italy is 17%.

⁹ We refer to the EU energy consumption forecasting based on the PRIMES model. The estimation of 2020 gross domestic consumption for Italy provided by the "PRIMES 2007 Baseline" model is about 220 Mtep.

It must be kept in mind that energy efficiency improvements in the final uses pass through a huge number of small interventions: practically all the consumers are asked to make investments in efficient technologies.

The potential savings therefore depend on the decisions of a great deal (millions) of subjects, i.e., all the consumers that buy products that need energy for their operations. Frequently such buyers do not choose the products on the basis of an economic plan, but they are driven by other logics (e.g. low initial investment, brand, etc.) that do not pay enough attention to operating costs and then energy efficiency.

Energy efficiency must be considered as an opportunity not only for the technology suppliers but especially for the country and its industries. It is necessary to concentrate the investments on the existing technologies that are able to provide a fast payback with the support of laws/incentives that do not create additional burdens to the national industrial sector. Indeed, many interventions do not need economic incentives as they guarantee the return of the investment in a very short period.

In this view it is necessary to use a different approach for the replacement of existing equipment/system and for new installations, looking at adequate, mid-time horizons (5-10 years).

Although each one of the 7 final use areas has its own peculiarities, a set of common solutions can be put in place in order to promote energy efficiency investments: economic incentives (e.g., white certificates) to the final consumers that buy efficient products, predefined minimum efficiency levels for new products, possible tax abatements for suppliers of high efficiency products.

Information, communication and technical education are essential tools for spreading the energy efficiency culture; energy audits must be supported by the institutions as they are right instrument to unblock and to give technical/economic justifications to energy efficiency interventions.

Only the companies that benefits from comprehensive and unbiased information can develop a “pro-active” and “non-opposition” attitude towards more expensive energy efficiency investments. They will also be able to support in-depth energy efficiency analyses in their production sites and in their offices.

In addition, it is fundamental to consider appropriate certifications and controls to avoid the present spread counterfeit products which create serious problems to final clients and reliable industrial companies.

Anyway, it is necessary to get to a diffuse culture that does not pay attention only on the initial investment costs, but that takes also into account the O&M costs (Operation & Maintenance) and the costs of the energy bill which will become higher and higher during the technology life time. In other words, it is necessary to disseminate a life cycle cost culture. For example, referring to the electric motor life cost, the investments cost counts for 2-3%, while the 95% of the overall costs is bound to the electricity consumption; in Italy only some few percent of the purchased motors are high efficiency ones.

The adoption of an effective policy in favour of energy efficiency would allow Italy to achieve noticeable savings (from 10% to 20% in terms of primary energy) by 2020. The effect of the present financial crisis on energy consumptions should be evaluated together with general reduction of investment also in energy efficiency technologies.

The institutions and the governments, especially in the current crisis period, should consider energy efficiency policies not just as a cost for the Country but as an investment from which different returns are expected: reduction of the energy bill, increase of the security of energy supply, less CO₂ emission allowances to be bought, less expensive RES energy to be produced, reduction of social costs for the support of unemployed workers, greater competitiveness for the companies (in particular the energy intensive ones), more money available for the consumers because of less expensive energy bills, a larger turnover for the companies producing and commercialising efficient products with a consequent benefit for the Country finances for the increase of direct and indirect tax incomes.

Bibliography

[1] Confindustria website www.confindustria.it section to read/documents/area/enterprise and territory.

MASSIMO BECCARELLO

Vicedirettore Area Politiche Industriali Confindustria

È per me un onore poter ricordare l'amico Massimo Gallanti in questa raccolta di scritti e contributi che ci restituisce il valore della sua opera e lo spessore del suo apporto nell'attività di ricerca nel settore energetico.

La nostra prima occasione di incontro e confronto si concretizzò quasi vent'anni fa quando allora, da giovane collaboratore di Confindustria, mi venne affidato il compito di valutare gli effetti di impatto del processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano.

Allora come oggi il mercato elettrico italiano si trovava di fronte ad un profondo cambio di paradigma: era iniziato il processo di liberalizzazione dei mercati e si doveva avviare la borsa elettrica, che avrebbe cambiato radicalmente le modalità di approvvigionamento per l'industria italiana. Eravamo alla ricerca di un supporto di competenze qualificate, in grado di fornire strumenti di analisi e di valutazione sul funzionamento del nuovo mercato e degli effetti in termini di costo sulla nostra competitività. In quegli anni queste analisi erano condotte quasi esclusivamente da poche *majors* della consulenza che importavano nel nostro Paese l'esperienza consolidata del caso inglese.

Fu per molti di noi una vera sorpresa, su indicazione di Alessandro Clerici (rappresentante di ANIE in Confindustria), scoprire che in Italia esisteva un giacimento di competenze sul funzionamento del sistema elettrico in grado di coniugare l'analisi economica dei mercati con il rigore ingegneristico che richiede la gestione del dispacciamento. Queste competenze erano coordinate e guidate da Massimo Gallanti all'interno di quello che allora era il CESI e che anni dopo sarebbe diventato CESI Ricerca e poi ERSE e, nel 2009, RSE (allora Ricerca sul Sistema Elettrico, oggi Energetico). Ritengo importante partire da questo vecchio episodio di collaborazione perché sin da allora emerse in modo chiaro la cifra che caratterizzava Massimo ed i suoi collaboratori: la competenza, la saggezza nel comprendere le esigenze di un sistema economico complesso e, soprattutto, l'indipendenza. Al netto del contributo di valutazione – che diede successivamente un impulso decisivo per l'avvio del mercato elettrico – per il sistema Confindustria l'attività di RSE rappresentò un riferimento importante di ricerca e approfondimento che assunse per molti di noi un ruolo di garanzia del sistema. La serietà e la competenza di Massimo e di RSE ci portò, successivamente, a sviluppare un rapporto di collaborazione più sistematico e formale attraverso un protocollo di intesa RSE-Confindustria. Sarebbero molte le attività di collaborazione che potremmo menzionare in questa sede, tuttavia credo che per l'importanza anche sul piano sistemico nazionale valga la pena di ricordare quanto abbiamo sviluppato sul tema dell'efficienza energetica che ancora oggi continua.

Nel 2006 potevamo sicuramente considerarci agli albori delle politiche di decarbonizzazione: il Paese doveva implementare la prima direttiva sull'efficienza energetica e già a Bruxelles si stavano completando gli accordi politici per il cosiddetto terzo pacchetto energia, che avrebbe portato agli obiettivi di decarbonizzazione per questo 2020. Allora come

oggi la sostenibilità era una sfida non solo ambientale ma anche in termini di opportunità di crescita e sviluppo di nuovi settori. In quella fase, tutta la politica energetica era fortemente concentrata sullo sviluppo delle rinnovabili elettriche e poco o nulla era dedicato al tema efficienza. Fu in quel periodo che con Alessandro Clerici decidemmo di avviare una *task force* efficienza in Confindustria con tutte le sue Associazioni e per il supporto scientifico inglobammo nella *task force* Massimo con il suo team ed il rappresentante di ENEA. Credo che per la prima volta fu completata in Italia una prima valutazione a tutto tondo sugli impatti socio-economici delle politiche per l'efficienza energetica ed altre seguirono. Questo approfondimento rappresentò per tutti noi un momento significativo in quanto ci portò ad interrogarci attentamente sulle opportunità di crescita derivanti dalle politiche di decarbonizzazione. Si trattava di comprendere in modo strategico in quali settori delle tecnologie per la sostenibilità potevano emergere opportunità imprenditoriali per un Paese a forte vocazione manifatturiera.

Con gli approfondimenti condotti fu subito chiaro che l'efficienza energetica rappresentava una strategia *win-win*. Da una parte fu possibile scoprire e valorizzare – tema allora poco conosciuto – il fatto che le politiche per l'efficienza energetica erano un volano di crescita in quanto agivano direttamente su un tessuto di competenza e di leadership tecnologica già consolidato. Dall'altra, per un Paese trasformatore come l'Italia, l'efficienza energetica rappresentava un fattore di competitività rilevante, considerato l'elevato costo dell'energia. Se questa analisi ci consentì di collocare l'efficienza energetica su un piano prioritario per il nostro Paese, ritengo che sia stato ancora più rilevante valorizzare il metodo allora seguito, ovvero di considerare la politica energetica non più fine a se stessa ma secondo una logica integrata con la politica industriale del Paese; e il contributo di Massimo è stato fondamentale anche per le analisi delle varie tecnologie con le Associazioni Confindustriali.

In questi giorni molti di noi si stanno interrogando sulle incognite e le incertezze che gli importanti obiettivi ambientali europei ci prospettano. Vorrei ricordare Massimo nell'affrontare questa fase per l'importante eredità di metodo e competenza con le quali potremmo far fronte alle nuove sfide che ci attendono nei prossimi anni.

Massimo Beccarello

ALESSANDRO CLERICI

Presidente onorario WEC Italia

La morte di Massimo, appresa da amici la sera prima del suo funerale, mi ha molto scosso.

Ho cercato di ricostruire i ricordi delle nostre quasi ventennali vite *parallele*, che si sono svolte in società diverse ma con frequenti contatti e attività congiunte, in particolare in associazioni culturali (specie AEI, da me trasformata in AEIT) o di categoria (in particolare, ANIE e Confindustria) nel settore energia e ambiente. Ma anche in scambi proficui di idee e informazioni sulle sue molteplici attività in RSE e sulle mie, specie in ambito internazionale.

Entrambi, pur con differenti caratteri, siamo stati spinti dalla medesima volontà di studiare, promuovere e divulgare soluzioni razionali; efficaci e non di parte, al fine di far prevalere approcci seri e un *saper fare rispetto a un far sapere*, come spesso ripeteva il nostro grande maestro e amico, professor Luigi Paris, che ci ha lasciati dieci anni orsono.

Proprio uno degli ultimi atti di Paris fu quello (nel 2009) di far nominare Massimo come suo successore alla direzione della “sua” rivista, *L'Energia Elettrica*. La rivista, con i suoi Comitati di Direzione e di Redazione e i suoi gruppi di lavoro sui diversi aspetti della liberalizzazione del mercato, era stata un apprezzato *think-tank* sulle problematiche di apertura del mercato elettrico, grazie anche alla capacità di attivare rapporti sempre più stretti con i ministeri e i ministri (ricordo Pier Luigi Bersani...), con l'Autorità per l'Energia, il GRTN, Confindustria e i principali *stakeholder*, per esaminare e proporre soluzioni tecnicamente ed economicamente valide.

Nel 2000, proprio nella fase di attuazione della liberalizzazione del mercato elettrico in Italia, fu disciolta la Direzione Studi e Ricerche di ENEL con i suoi centri, tra i quali il CISE. Le preziose risorse umane che ne facevano parte furono immesse nel CESI, che poteva usufruire delle sovvenzioni alla Ricerca di Sistema, appositamente costituite. Nel 2006 nasceva una nuova entità, CESI Ricerca, trasformatasi poi nel 2009 in ERSE e nel 2010 nell'attuale RSE.

Massimo entrava così *ufficialmente* nel “giro dei guru” dei sistemi elettrici nazionali e internazionali. E qui ricordo, in particolare, i primi contatti in sede WEC (World Energy Council) dove avevo promosso in qualità di presidente WEC Italia il suo articolo *Flexible Electricity Market Simulation*, poi presentato al Congresso Mondiale dell'Energia del settembre 2001 a Buenos Aires.

In questa prima fase dei nostri rapporti, dal 2000 al 2006, ricordo i vari incontri, le telefonate e le e-mail su svariate problematiche energetiche; e le discussioni dei Comitati della rivista *L'Energia Elettrica*, le sue molteplici chiare esposizioni e profonde analisi tecniche/scientifiche. Alcune emergono dai miei ricordi con particolare rilevanza, ad esempio l'articolo *Il modello di mercato elettrico italiano*, nel 2001-2002, firmato con Giancarlo Manzoni e poi pubblicato nel 2002; o l'articolo *Assegnazione delle capacità di trasporto per la modulazione delle congestioni di rete*, l'anno successivo, scritto con Gianluigi Migliavacca.

Sempre nel 2003, Gallanti e Paris venivano incaricati di coordinare un gruppo di lavoro per definire *Una proposta per la remunerazione della capacità di produzione* (l'attuale *capacity market* tanto discusso in questi ultimi anni in sede UE e Italia). La proposta è stata pubblicata nel 2004 sulla rivista *L'Energia Elettrica* e presentata in vari convegni organizzati da AEIT.

Nel 2005 veniva pubblicato sulla rivista l'articolo di Massimo, con i colleghi Michele Benini e Virginia Canazza, *Extra costi per il settore elettrico dovuti al protocollo di Kyoto* e così pure quello relativo a *Copertura dei rischi derivanti dalle congestioni di rete*.

Altra occasione di incontri e scambi di idee è stata, nel 2002, la richiesta fatta a CESI da Confindustria per una proposta di *Studi di scenario per l'avvio della Borsa Elettrica*, proposta preparata proprio da Massimo Gallanti.

Tuttavia, il periodo che ha visto il nostro comune impegno quasi a livello quotidiano è stato nei cinque anni successivi, da fine 2006 a fine 2011, per Confindustria, nella *task force* Efficienza Energetica con l'amico Massimo Beccarello.

Nel luglio 2006, Emma Marcegaglia, allora Vicepresidente di Confindustria Energia e Ambiente, su mio suggerimento, decise di lanciare una *task force* confederale sull'efficienza energetica.

A seguito dell'impostazione dei lavori – discussa tra me e Beccarello – le riunioni nell'autunno del 2006 con i rappresentanti di tutte le associazioni di Confindustria interessate al problema sono state basate su contributi suddivisi in quattro settori: industriale, terziario, residenziale, infrastrutture e trasporti.

A fine 2006 abbiamo pensato di coinvolgere Centri strutturati su ricerche nel settore energetico quali ENEA e CESI Ricerca. Mi fu chiesto di cercare un rappresentante in CESI Ricerca da inserire nella *task force*. E proprio in quell'occasione l'AD di CESI indicò Gallanti quale esperto di riferimento. Da lì si è rafforzata la nostra amicizia e l'intensità dei nostri rapporti.

Abbiamo lavorato insieme, in una miriade di riunioni, con le varie Associazioni di Confindustria nell'analisi dei dati, nell'impostazione di 11 gruppi di lavoro sulle differenti tecnologie fundamentalmente identificate da Gallanti. È poi iniziata la fase di preparazione dei loro contributi, di una sintesi e di un primo rapporto del 2008, *Efficienza energetica: benefici per le imprese, un impegno per l'ambiente*. Nel rapporto venivano elencati per le 11 tecnologie i risparmi energetici annuali, proiettati al 2016 e ottenibili con le proposte evidenziate.

I risultati di tali analisi sono stati riportati in un articolo che ho firmato assieme a Gallanti su *L'Energia Elettrica* n. 1 del 2018 e in tre articoli (Beccarello, Clerici, Gallanti), il primo sulla rivista *Italia Energia*, il secondo sulla rivista di Confindustria, il terzo per una presentazione al Congresso Mondiale dell'Energia nel settembre 2010 a Montreal.

In alcuni miei incontri e discussioni personali con Gallanti è nata l'idea di proporre per la continuazione dei lavori della *task force* un'analisi costi-benefici per l'ap-

plicazione alle 11 tecnologie in esame, al fine di verificarne gli impatti sul PIL nazionale, quantificando i vantaggi per l'occupazione, le riduzioni delle emissioni di CO₂ e dell'energia importata, i guadagni per l'erario (dovuti a maggiori entrate da aziende e individui), comparati ai costi di implementazione delle varie tecnologie.

Con Beccarello, che aveva ottenuto la forte collaborazione del Centro Studi di Confindustria, si è impostato il problema e a seguito di una serie di riunioni con associazioni e gruppi tecnologici è stato finalizzato nel 2010 un ponderoso e innovativo rapporto *Proposte di Confindustria per il piano nazionale di efficienza energetica*. Il rapporto è stato presentato – unitamente alla presidente di Confindustria, Emma Marcegaglia – ai principali ministeri e ministri, all'Autorità per l'Energia e in vari convegni.

Nell'ambito di specifiche azioni di comunicazione e informazione, per uno sviluppo e successo delle iniziative di *efficientizzazione*, nel 2011 è stato organizzato da Confindustria un *road show* della *task force* nelle sedi locali delle associazioni industriali delle principali regioni italiane, con la partecipazione delle varie industrie e autorità sul territorio.

Il tutto, con il notevole e sempre acuto, efficace e sintetico contributo di Gallanti, del quale ricordo l'impegno costante nel consolidare i rapporti con le associazioni confederali, nella preparazione delle presentazioni, nei lunghi viaggi insieme. A Beccarello e al sottoscritto spettavano nelle varie sedi le presentazioni mattutine di approccio generale e risultati globali; al pomeriggio l'intervento iniziale e il coordinamento erano riservati a Gallanti, per le presentazioni e discussioni delle varie tecnologie.

Tali frequentazioni hanno grandemente rinforzato un'amicizia e mi hanno sempre più evidenziato le sue grandi doti di competenza tecnica, dedizione e profondo impegno per il lavoro intrapreso, capacità di sintesi e di concise esposizioni con la sua posizione distaccata e compassata solo in apparenza; eppure così efficiente!

Nel febbraio 2012 Beccarello con Confindustria proponeva un nuovo tavolo di lavoro *smart cities*, con sei gruppi operativi e con il supporto scientifico di ENEA e RSE (il cui contributo, chiaramente, era coordinato da Gallanti). È quindi proseguito e arricchito il mio rapporto personale e professionale con Massimo.

A fine 2012 al tavolo di lavoro, che assumeva il nuovo nome di *smart energy*, venivano aggiunti i due gruppi di lavoro *Efficienza nei trasporti* ed *Efficienza del sistema elettrico di generazione, trasmissione e distribuzione*, del quale sono stato nominato coordinatore. Come nella precedente *task force*, Gallanti ha fornito anche in questo caso sostanziali contributi di preziose idee organizzative e operative.

Le nostre frequentazioni ufficiali sono sempre continuate nel Comitato di Redazione della rivista *L'Energia Elettrica*, sotto la sua valida, stimolante ed efficace presidenza, tesa a spingere presentazioni di articoli, e relative interessanti discussioni, per la loro pubblicazione.

A latere di tali rapporti ufficiali ho rivisto un fitto incrocio di e-mail, e mi sono ri-

tornati alla mente anche i nostri scambi di opinione – spesso alla mensa del CESI – sul nostro *ballino* di energia e ambiente, con particolare attenzione al sistema elettrico.

Salto temporalmente al 2018, nel mese di dicembre. Nonostante fosse già ricoverato in ospedale, Gallanti, venuto a sapere di una mia imminente operazione di protesi al ginocchio, mi scrisse queste righe, ennesima testimonianza dello spessore anche umano della persona.

“Carissimo Sandro, la via della guarigione è piuttosto lunga, ma sono fiducioso: sono in attesa di riprendere le complete funzionalità. In bocca al lupo per il tuo intervento: sei sulla strada per diventare un uomo bionico! Propongo di vederci a febbraio per scambiarci di persona gli auguri di Buon Anno con un po’ di ritardo. Un forte abbraccio. Massimo”.

Non c’è più stata occasione di rivederci, e l’ultima e-mail che ho ricevuto è stata in occasione degli auguri di Pasqua 2019. “Caro Sandro, purtroppo sono incorso in un nuovo problema di salute. Sono stato nuovamente ricoverato e c’è ancora un po’ di strada da fare per risolvere il problema. Dal punto di vista lavorativo rimango operativo da remoto e spero a breve di poter riprendere a frequentare l’ufficio al pomeriggio, come ho già fatto nella prima quindicina di marzo”.

Fino ai primi giorni di settembre 2019 ha onorato il suo impegno, sempre con la sua inesauribile volontà di contribuire, anche da remoto, ai lavori della sua RSE.

Caro Massimo, sei stato per me un compagno in tante attività in comune dove – con le tue capacità intellettuali, conoscenze scientifiche, approcci efficaci e concreti – hai permesso il raggiungimento puntuale e con successo degli obiettivi propostici. Hai fortemente contribuito alle attività di sviluppo di tecnologie, approcci e legislazioni in Italia nel settore energia e ambiente, collaborando con ministeri, associazioni e istituzioni varie con loro grande soddisfazione e ammirazione.

Però, al di sopra di tutto, sei stato per me, e non solo, un amico, un maestro di vita sensibile e riservato, rispettoso del pensiero degli altri e felice dei loro successi, sempre spinto dal voler approfondire nuovi problemi con serietà e grande umiltà professionale.

Sarai non solo ricordato; sarai ancora con noi fino a quando si farà riferimento ai tuoi contributi e attività in questa nuova fase di rapporti con te che prolungano la tua vita con noi in un perenne arrivederci e non in un addio.

Alessandro Clerici

Lo sviluppo del sistema elettrico ed energetico
Il contributo di 30 anni di ricerca di Massimo Gallanti

4

Reti elettriche

Gli articoli

4 Reti elettriche: *gli articoli*

Cigré

2004

MBI: A MAINTENANCE MANAGEMENT SYSTEM FOR HIGH VOLTAGE TRANSMISSION GRIDS

M. Gallanti *, E. Corsetti

CESI, Italy

D. Bisci

TERNA, Italy

SUMMARY

The paper presents MBI, an integrated maintenance management system developed to support the asset management process for HV transmission systems. MBI helps the company translate their asset performance targets and budget constraints into practical policies and plans. The set of tasks implementing the maintenance process are carefully modelled in MBI. A common practice supporting each task has been designed and implemented in the system. It is based on a set of technical/economic criteria established by the company management. After an overview of the objective addressed by MBI, the paper illustrates the functional architecture of the system, focusing in particular on the functions for supporting the activities of the maintenance personnel operating on the territory.

Keywords: condition-based maintenance – inspection – overhaul – risk – renewal – condition monitoring.

1. INTRODUCTION

In the liberalised electricity market the transmission grid owners, as the other market players, have to assure an appropriate payback to the capital invested in the grid asset by their shareholders. In order to achieve this goal, the transmission companies are trying to reduce their costs without compromising the grid availability level, as they are liable for grid outages. To this respect asset management is becoming a key issue, and is regarded as a core-competence of the asset owner [1]. One way of reducing costs and improving reliability is to review and optimise the current maintenance programs within the transmission company. Another issue is the saving in investment budget through lifetime extension of assets. Optimisation of maintenance management is a topic that transmission companies have to urgently address in order to improve their competitiveness.

In the recent years, the condition-based approach to maintenance (CBM) is becoming more and more popular in the electricity grid sector too [2]. According to this approach a maintenance action (e.g. an overhaul) is made dependent on the actual condition of the component/device, i.e. the maintenance activity is accomplished only when the component shows a decay in its status or performances that in a short time would compromise its functionality [3].

While the CBM methodology is well consolidated, the tools supporting its practical applications in HV transmission grid field are not as common. A HV grid poses a number of demanding challenges for the adoption of CBM systems, such as:

- tight integration with the company legacy systems containing a detailed description of the grid

* massimo.gallanti @cesi.it

asset (stations, bays, breakers, transformers, lines, etc.), see also [5];

- coping with an asset that is geographically widespread and consists of hundreds of thousands components/devices differentiated for type, manufacturer, age, operating condition, working environment;
- deployment of on-line condition monitoring systems to keep track of the component status, especially for those components that are most critical for the grid and expensive to be replaced;
- implementation of decision support tools suggesting the maintenance actions (inspections, diagnostic investigations, limited and/or large overhaul actions) when they are really needed. To this aim the tools have to take into account all the relevant present and past data of each component.

Nevertheless the application to the transmission grid of advanced maintenance management systems is expected to have a very high payback for the asset owner. The cost savings coming from the optimisation of the maintenance process and the capitalization of the distinctive company knowledge about asset management and maintenance are the major expected benefits. The above motivations lead Terna – the company owning the 96% of the Italian EHV/HV (380 – 220- 150 – 120 kV) transmission network – to develop MBI, an integrated maintenance management system applied to the whole transmission grid. Two different implementations of MBI are in use: MBI-Substation, aimed at substation maintenance, that take care of more than 200 substations (including more than 3000 bays and 30.000 primary equipment), and MBI-Lines, that is applied to more than 40.000 km of HV overhead lines.

2. MBI OBJECTIVES

MBI has been conceived as a comprehensive maintenance management tool supporting the whole asset management process of a HV transmission grid. The tool helps the transmission company to translate their asset performance targets and budget constraints into practical maintenance policies and plans [4]. The set of tasks implementing the maintenance process are carefully modelled in MBI. A common practice supporting each task has been developed and implemented in the system. It is based on a set of technical/economic criteria established by the management. The adoption of MBI is expected to improve both the economic results of the company and the quality of service provided to customers. At the same time the maintenance policy adopted will increase the asset value. Another important goal pursued by MBI is the standardisation and unification of the maintenance practice within the whole organisation. This goal is particularly important for a grid company whose asset is spread over a wide area (even the whole national territory) and non-standardised maintenance practices may be locally still in use. In detail, MBI covers the following tasks:

Inspection planning: the frequency of in-field inspection visits and the list of monitoring actions (e.g. diagnostic investigations) to be carried out during each visit are two crucial issues of the maintenance policy. Component type and age, operating and environmental conditions are some of the elements taken into account by the inspection planning criteria. MBI takes care of planning inspection visits at component aggregate level (e.g. bay), supports the operator in the inspection scheduling and highlights the delayed inspections.

Proposing maintenance and repair actions: a major objective of MBI is to propose maintenance and repair actions on the basis of the current technical conditions of the grid components. The information comes from inspections, on-line monitoring systems and other available data sources (e.g. operating and environmental conditions). A set of maintenance models that implement the technical/economic rules leading to the maintenance decisions are included in MBI.

Component replacement and system renewal: MBI manages the whole lifecycle of the grid components and component aggregates as well; in this respect it makes recommendations about both single component replacement and the complete renewal of component aggregates, e.g. a substation. In order to suggest the renewal of the whole substation MBI considers in detail both the replacement actions involving the substation components and the component status. A substation renewal is proposed whenever MBI realises that the number and quality of component replacement exceeds a predefined threshold.

Monitoring of maintenance process effectiveness: the effectiveness of the maintenance process is

monitored through a set of performance indicators computed by MBI that account for the asset performance. For instance, some of the defined indicators correlate component failures with the age and the component type, or with the amount of inspection/maintenance actions performed in the past on that component.

Update and revision of maintenance policy. The maintenance performance indicators provide an important feedback to improve the company maintenance policy implemented in MBI. A comprehensive reporting function is included in MBI to support the company management in revising the maintenance policy in order to achieve new objectives. Both the technical and the economic data are taken into account when evaluating the effectiveness of the adopted maintenance policy and considering possible improvements.

In order to effectively tackle the tasks listed above, MBI functions are structured in two levels:

- the operation support level, that includes all the functions to support the work of the staff responsible for the maintenance process at local level (on the territory);
- the decision support level, that includes the tools allowing the organisation to evaluate the effectiveness of the overall maintenance policy.

The subsequent sections of the paper will focus on the functions included in the operation support level.

3. THE OPERATION SUPPORT LEVEL

This level includes the following functions:

- Planning of inspection actions to be performed by the maintenance team on substations and lines.
- Proposing maintenance activities (i.e. maintenance and repair actions, inspection visits, and technical investigations) to be performed on the grid components.
- Detailed schedule of the actions suggested by MBI; computation of the component risk index.
- Proposing the replacement of a single component as well as of component aggregates.

3.1. Inspection planning

Although the application of remote condition monitoring techniques are becoming more and more popular also in the HV grid domain, the in-field inspections carried out by the technician are still essential to get a complete and coherent picture of the technical condition of the grid components. In some cases, component degradations can be timely detected only by the eye of expert technicians or through diagnostic in-field tests to be accomplished on the component. The inspection planning module of MBI schedules at a centralized level the inspection visits on the component aggregates (e.g. bays, substation switchboard), according to the asset management policy established by the company. The criteria ruling the inspection planning process are explicitly formalised in this module, that also includes the archive of the past inspections visits carried out on each component. Different inspection types have been considered by MBI, e.g. surveillance-oriented systematic controls based mainly on visual inspections, technical controls requiring the component unavailability. Each inspection type is further detailed in terms of its typical frequency, the list basic activities to be performed during the inspection, malfunctions to be checked and measurements to be collected. On the basis of the current status of the component and of the history of the past inspections, MBI provides a detailed schedule of the next inspections for each component (or component aggregate).

The centralized inspection planning implemented by MBI allows the transmission company from one hand to keep under control the inspection costs and from the other hand to maintain an updated picture of the technical condition of each grid component. By revising the implemented inspection criteria the asset manager can easily modify the overall cost for inspections and implement, at a corporate level, different strategies to meet its targets concerning maintenance cost and quality of service.

When performing in-field inspection visits maintenance technicians are equipped with a palm computer. The list of the basic inspection actions to achieve on each inspected component is pre-loaded on the palm computer and the technician records on it the significant findings (i.e. anomalies, measurements, etc.) detected during the inspection. These results are then validated by the chief

technician and sent to the MBI server where they are analysed by the relevant maintenance model (see section 3.2). The palm computer turned out to be a very effective answer to the problem of entering maintenance data into MBI avoiding any additional administrative burden to the technicians.

3.2. Proposing maintenance actions

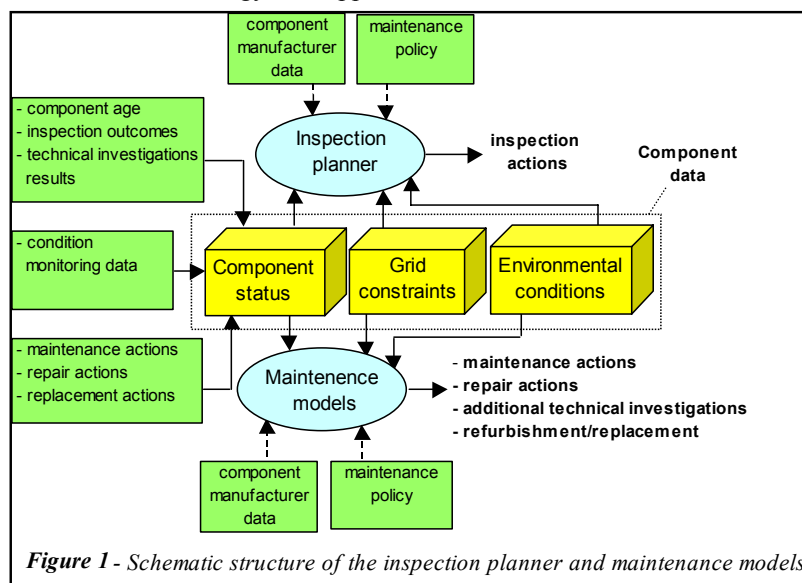
This module implements the condition based maintenance criteria that are the core of the maintenance policy endorsed by the company. The module includes a set of maintenance models implementing the technical/economic rules leading to the maintenance decisions. A maintenance model has been developed for each grid component type. The component types considered by the MBI-substation system are the following: breaker, transformer, disconnector, surge arrester, TA, TV, condenser, protection devices, auxiliary systems, SF6 bay. The model output consists of a list of suggested maintenance and/or monitoring actions to be carried out on the grid component. Each action is associated with the proposed deadline.

Figure 1 represents, in a graphic form, the information flows involving the maintenance models. In the central part of the picture the different pieces of input information considered by the diagnostic model are shown, namely:

- The grid component status (see the left hand side boxes in the Figure), i.e. all the maintenance-related data for each specific component collected during its lifetime. The following data are part of the component status:
 - the component age and the life spent during component its operation (the latter information is particularly significant for some component types, e.g., the transformers);
 - the findings collected during surveillance and technical controls (e.g., the value of breaker contact resistance) or by means of on-line condition monitoring systems, when available;
 - the number and the date of the overhauls performed on the component;
 - the malfunctions/faults detected during the component lifetime and the relevant maintenance/repair actions applied to remove them.

The component status is continuously updated with the input data considered by MBI. The component status is the principal source of information for the diagnostic models; nevertheless the models can be executed also when the component status is incomplete: in this case the maintenance model results will be less accurate but still available.

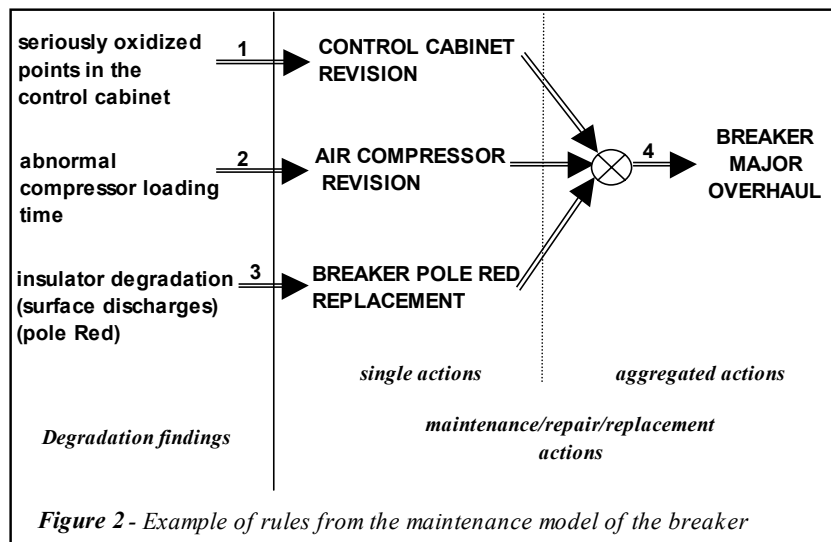
- The relation between the component and the grid functionality. This information accounts for the impact of a component failure on the grid service. The more critical is the part of the grid. (e.g. the line) where the component is installed, the more severe is the effect of the component outage on the grid customers in term of energy not supplied.



- The environmental conditions of the area where the component operates. The industrial pollution and the salt from the sea can significantly reduce the insulation in the substation components as well as in the aerial lines. In addition the salt may cause corrosion in the wires. Those phenomena have to be taken into account by both the inspection and maintenance criteria.

The maintenance model produces its results by comparing the component status with a set of reference (target) values, that depends on the component characteristics (see the box in the lowest part of the figure). The reference values are defined taking also into account the information given by the component manufacturer. Thus, all the equipments of a given component model (e.g. breaker ABB AGE2 45) share the same set of target values, according to the concept that maintenance criteria must be as far possible customized on the technical characteristics of the component.

Each maintenance model is implemented as a set of rules that represent the relations between component malfunctions and their underlying causes. The rules also define the maintenance /repair actions to overcome a given malfunction and/or to fully restore the component functionality. In Figure 2 some rules taken from the maintenance model of the breaker are shown. In the left hand side of the Figure some degradation findings are reported. Some of them are detected during visual inspections



(e.g. “seriously oxidized points in the control cabinet”, “insulator degradation (surface discharges)”) while others (e.g. “abnormal compressor loading time”) can be sensed by an on-line condition monitoring system. Each arrow represents a rule that relates the findings to the maintenance /repair /replacement actions (right hand side). For instance, rule n° 1 states that the breaker control cabinet has to be overhauled when some seriously oxidized parts in the cabinet are detected. Rule n° 4 suggests to carry out with an aggregated maintenance action (“breaker major overhaul”) instead of three separated maintenance actions (“control cabinet revision”, “air compressor revision”, “breaker pole x replacement”) resulting from the previous rules.

The diagnostic model for a specific component is executed in the following situations:

- whenever a visual inspection or a diagnostic test makes available new findings about the component;
- whenever an on-line condition monitoring system detects a specific event (e.g. high temperature values of the transformer oil) that has to be analysed by the diagnostic model rules;
- at a fixed time (e.g. monthly) in order to periodically check some cumulated indicators (e.g. number of manoeuvres for the breaker, high load for the transformer) accounting for component degradation or possible incipient failures. Should the indicator value exceeds a predefined threshold, MBI schedules the relevant condition-based maintenance actions.

Finally Figure 1 also includes the inspection planner, i.e. the module in charge of planning the inspection visits described in section 3.1. It has to be noticed that the planning rules implemented in this module refers to the same pieces of information about the component (e.g., the component status)

taken also into account by the maintenance models.

3.3. Computing index risk

Further to proposing for each component the proper maintenance actions, MBI also periodically computes the value of an indicator referring to the global “risk” associated with the component. The indicator takes into account:

- the technical condition of the component; the condition is evaluated taking into account the component age, the repair/maintenance actions scheduled on it, the component technology, etc.;
- the possible consequences of a major failure affecting the component, due to a poor technical condition. The consequences depend on the component type (e.g., the consequences of transformer outage are in general more serious than those affecting a disconnecter) and are evaluated in terms of:
 - costs for environmental damages and for possible safety problems;
 - impact on the quality of service to customers;
 - cost for repairing the damages caused to the component itself and possibly to the neighbouring components.

The risk index is used to pinpoint the critical components. It is exploited when deciding the investment plan in order to prioritise substitution/refurbishment interventions suggested by MBI (see Section 3.5).

3.4. Scheduling inspection and maintenance actions

This module allows the maintenance staff to immediately get the list of inspection and maintenance actions proposed by MBI. It makes available to the technician an electronic diary that includes all the maintenance actions to be carried out in a given period. An example of the module interface is shown in Figure 3. The user can select the grid area (e.g. a given substation) and the interested time period (e.g. the next quarter). MBI presents all the related maintenance actions scheduled for that period in that grid area. A flag beside each action highlights the action expiration time. In case the scheduled date is expired the flag is red while it is yellow when the date is nearly to expire. For the executed actions the flag is green.

MBI Scheduling of Inspection and Maintenance Actions

Print Home Back

Network element: Grid Area Substation

Time interval: from to

confirm selection

Actions proposed by MBI and accepted by the technician

Substation	Bay	Equipment	Maintenance action	Scheduled date	Optimized date	Execution date
LEINI'	Line 220 AGIP	breaker	Review the control box	10-04-03	22-04-03	30-06-03
RONDISSONE	Line 132 Torrazza	disconnecter A	Check the main contacts	15-10-03	25-11-03	
ERZELLI	Line 220 ILVA	TV Ph. R	Thermographic control	26-10-03	10-11-03	
VADO L.	Unit 4		Technical control	4-05-04	1-06-04	

Other fulfilment

Additional fulfilments related to inspection and maintenance actions listed above

Substation	Bay	Equipment	Maintenance action	Scheduled date
LEINI'	Line 220 AGIP		Request bay unavailability	7-02-03

Legend:

- Green: done
- Yellow: within a week
- Red: expired
- White = other cases

Figure 3 – Scheduling of Inspection and Maintenance Actions

As it can be noticed in Figure 3, the technician can modify the scheduled date (see the “optimized date” field) in order to fit the maintenance work on a component with other fulfilments he is in charge of on the same part of the grid. However any modification of the date suggested by MBI is always

made under the technician responsibility.

The list of pending actions turned out to be a useful tool for the maintenance manager in the organisation of the day-by-day in-field activity of its work force. But it is also very helpful for the company management that can track nearly in real time the progress of the maintenance activity and the related costs.

3.5. Component replacement and system renewal

The maintenance actions described so far are mainly focussed on a single grid component. Nevertheless, MBI also includes functions to support the lifecycle of the component aggregates such as the bays, the same voltage level switchboards of the substation, the lines. This activity is defined “system renewal”. The term “system” is here used to identify the high level component aggregates, (e.g. the same voltage level switchboard and the transmission line) interested by the renewal task. The goal of the system renewal function implemented in MBI is to verify whether the set of replacement actions decided at component level can lead to the partial or complete renewal of a given system. Roughly speaking, the renewal of a system is decided when the number of replacement actions for the component included in the system exceeds a given threshold. The renewal activity implies the replacement all the components of the given system. MBI supports the whole renewal process from the definition of the renewal proposal, up to the management of final renewal plan authorised by company managers.

Basically, the renewal analysis accomplished by MBI is based on a *starting condition* and a set of *renewal rules*. The starting condition is checked whenever a replacement action is issued on a given component. If the condition is satisfied the renewal analysis is activated on the grid system that includes the considered component. The starting condition specifies the replacement ratio over which the system can be subject to renewal process. Such a replacement ratio takes into account the number of components belonging to the given system. The renewal analysis is performed by evaluating the corresponding set of renewal rules. The rules are designed to cover the different portions of the system, at different levels of detail: some of them take into account the type of components included in the system, others work directly at the component aggregate level. The evaluation process considers first the rules applying to the component aggregates at a finer level of detail (e.g. a bay). Those rules check the number and/or the nature of component replacement actions defined for the given component aggregate. Subsequently, the rules referring to the whole system (e.g. the 380 kV switchboard of the substation) are applied. Those rules take into account possible replacement actions for component aggregates at a finer level of detail, stated by the previous set of rules. The process can result into a new renewal proposal for a given system. An overall risk index for the considered system is associated with each renewal proposal; it is grounded on the risk index computed for each component (see section 3.3) included in the considered system.

MBI warns technicians every time a new renewal proposal has been defined, or when a previous proposal has been updated due to the presence of new maintenance actions. A new proposal is firstly taken in charge by the technician that performs a preliminary validation of the suggested proposal, integrates it with technical notes and then passes it to the local maintenance manager for approval. The evaluation of a renewal proposal by the maintenance manager can last several weeks. During this period, the proposal is continuously updated, and the technician has the opportunity to check the status of the system and the degradation of its components.

When the maintenance manager deems the suggested renewal proposal should be adopted, he approves it and asks the corporate managers the authorisation for carrying out the renewal work. The approved proposal is then entering a negotiation between the local maintenance manager and the corporate managers. The costs for the implementation of the renewal proposal are carefully taken into account by the company management in the definition of the next annual budgets for new grid investment. To this aim, MBI provides a rough estimation of the cost for the renewal works, in terms of the overall amount and a possible subdivision over the next 5 years. During the negotiation phase the renewal proposal is updated every time a new replacement action is suggested on the system components. In addition MBI continuously monitors the technical condition of the components included the system to be renewed and the technicians are promptly warned whenever the overall index risk exceeds a given threshold and the system reliability might be compromised. At the end of

the negotiation phase the company management authorises the renewal proposal, specifying how and when the renewal activity will be carried out. Moreover the budget for the renewal cost is allocated in the annual investment plans. An authorised renewal proposal includes the following information: the list of components that will be replaced, the total cost of the intervention, and a sketch of the distribution of cost for the investment over the next five years. An authorised proposal constitutes the input to the detailed design phase for the system to be renewed.

4. MBI ARCHITECTURE AND INTEGRATION WITH THE COMPANY'S LEGACY AND TECHNICAL SYSTEMS

In order to improve the system usability by maintenance technicians spread over the Italian territory, MBI features a distributed architecture and a friendly user interface. All the data about grid components are stored in centralized data base (MBI server). All the MBI functions can be easily accessed through an internet browser (MBI client) from any site connected to the transmission company's intranet. Thanks to the adoption of a solution based on the "user profile" technique, each MBI user has access only to the MBI functions and data that fall under his competence. This solution improves both the system usability and the quality of the technical data stored in the system. The maintenance models have been implemented by resorting to the expert system technology, that proved to be very effective for this aim. For each grid component type a specific knowledge base implementing the relevant maintenance model has been developed; the inference mechanism that executes the knowledge base is instead the same for all the models. The developed knowledge bases turned out to be easily maintainable and self explaining. The achieved result can be considered as a significant step forward in the formalization, management and capitalization of knowledge about grid maintenance, a typical "intangible" company asset.

In order to avoid data duplication and limit the costs for the implementation of the input data flows, MBI is strictly integrated with the IT systems already available in the organisation, namely:

- The SAP system, i.e. the integrated Enterprise Resource Planning (ERP) system for management of the company business. In particular MBI is integrated with the SAP Plant Maintenance (PM) module, that contains the whole grid component inventory and keeps track of the cost spent for each maintenance action. Daily MBI gets from SAP PM the updated grid component inventory and sends back the planned inspection visits and maintenance actions. When an action suggested by MBI has been performed, the user closes it and registers the relevant costs on SAP PM. In turn SAP lets MBI know about action completion and the information is recorded in the MBI data base to form the component history.
- The grid SCADA system, that monitors and makes available to MBI a set of general purpose data (i.e. hourly current value at each bay, breakers and disconnectors manoeuvres, etc.) acquired on each grid component and relevant for component degradation.
- Specific on-line condition monitoring systems installed on critical grid components (e.g. the heavily loaded transformers). Those systems computes and make available to MBI a set of diagnostic indicators (e.g. hydrogen concentration in transformers oil) that are evaluated by the maintenance models. The increasing availability of data automatically collected by on-line condition monitoring systems enables a large adoption of the condition based maintenance practice.

An important integration work was needed in order to make MBI to communicate with the external systems. The major problem faced was to establish a correlation between the identifiers of a same component in different systems. The adopted solution is a general purpose configuration system implemented in MBI in order to set up the correlations between MBI identifiers and those of the external systems.

5. CONCLUSIONS

The adoption of MBI system and of the condition based maintenance practice fostered by the system, results in the following benefits:

- creation of a centralised repository containing the distinctive company knowledge that governs the maintenance process applied to the whole grid;
- reduction of the frequency of periodic inspections, without compromising the overall availability level of the network;
- adoption of standardised, certified and uniform maintenance criteria within the whole company
- timely notice of degradation processes that can jeopardise the component functionality;
- support in deciding the investments for the renewal/substitution of critical components and/or subsystems (e.g., one or more bays, a substation) identified by MBI on the basis of the continuous evaluation of their technical condition.

Since end 2002 MBI has been in use for the maintenance management of more than 200 HV substations (including more than 3000 bays and 30.000 primary equipment). The system has been subsequently extended to cover the overhead lines (more than 40.000 km of lines). The extended version of MBI came into service on February 2004.

6. REFERENCES

- [1] Wester P., Smit J.J., Oestergaard J.J., Corbett. J. “Development of Asset Management Services” Cigré Session-2002, paper 23-308, Paris (F), 2002.
- [2] Kopejtkova D., Ott H.P., Rohsler H., Salamanca F., Smit J.J., Strand A, Wester P. “Strategy for Condition-based Maintenance and Updating of Substations” 36th Cigré session, paper 23-105 Paris (F), 1996.
- [3] Osztermayer J., Feser K. “Condition Based Risk management of Power System Asset”. XIIIth International Symposium on High Voltage Engineering, Delft (NL), 2003
- [4] Jansen A.L.J. “Asset Management Strategies”. XIIIth International Symposium on High Voltage Engineering, Delft (NL), 2003.
- [5] Laerderach S. “Information Strategy to support Utility Asset Management”. XIIIth International Symposium on High Voltage Engineering, Delft (NL), 2003.

EVARISTO DI BARTOLOMEO

Terna

Rete di Trasmissione Nazionale

Ingegneria

Nei primi anni 2000, la metodologia di manutenzione su condizione era ben consolidata a livello internazionale; tale manutenzione era però utilizzata in ambito di applicazioni meccaniche, mentre la maggior parte delle utility di energia elettrica non aveva nessun sistema informativo per una applicazione pratica della metodologia citata sugli asset elettrici.

Terna, appena costituita come SpA per la gestione della trasmissione elettrica in Italia, è stata azienda pioniera e innovativa a livello mondiale nello sviluppo di un sistema per il supporto della manutenzione su condizione degli impianti gestiti. A partire dal 2002 Terna, in collaborazione con CESI nella figura dell'ingegner Massimo Gallanti, ha reso operativo il sistema informativo MBI, un *decision support system* (DSS) per le attività di mantenimento impianti dell'intera rete elettrica di trasmissione gestita.

L'esperienza e le competenze in ambito elettrico di Massimo Gallanti hanno consentito di sviluppare un sistema software di supporto alla manutenzione sugli asset elettrici a partire da logiche di manutenzione elettrica e non su logiche desunte da altri ambiti. Ricordo che, nelle fasi di ricerca di mercato per l'individuazione di un fornitore che potesse supportare l'ambizioso e importante obiettivo perseguito da Terna, fu proprio Massimo Gallanti che seppe convincere i tecnici ed il vertice della nostra società a costruire insieme non solo un sistema informativo su misura, ma anche una metodologia condivisa, anziché affidarci a qualche blasonato operatore straniero che proponeva di adattare un proprio prodotto nato in altri contesti. Il risultato fu all'altezza delle aspettative, e del grande sforzo attuato nella continua interazione tra noi di Terna ed i ricercatori di CESI, grazie alla capacità di Massimo Gallanti di comprendere le esigenze e di elaborare soluzioni adeguate: per i primi anni 2000 è stata una importante innovazione nel settore, poi seguita da altri operatori negli anni seguenti.

MBI è un sistema evoluto che aiuta l'azienda a tradurre i target di asset performance e i vincoli budget in piani e *policy* di monitoraggio e manutenzione impianti per la gestione del ciclo di vita degli stessi.

Più in particolare, il sistema, che tuttora viene utilizzato nell'operatività di Terna e ha consentito di accumulare un patrimonio prezioso di conoscenze sui nostri impianti, copre le seguenti attività di *asset management*:

- attività di monitoraggio impianti: indicazione della tipologia di controllo (tecnico e di sorveglianza) e della frequenza di ispezione;
- attività di manutenzione impianti: proposte di attività manutentive (riparazioni, revisioni, ...) a seguito dell'elaborazione di dati da parte dei modelli ingegneristici dei componenti di rete. I modelli ingegneristici costituiscono l'intelligenza del sistema. Gli stessi, per ogni componente, propongono ai tecnici delle unità operative territoriali delle specifiche azioni manutentive su condizione con differibilità di intervento, prendendo in considerazione:

- ▶ la condizione tecnica o lo stato di salute valutata tramite l'età del componente, i risultati e le misure ottenute con le ispezioni ed i segnali derivanti da sensoristica *on-line*;
 - ▶ il posizionamento elettrico (stima degli effetti sulla rete elettrica in caso di guasto del componente);
 - ▶ il posizionamento geografico (zona di inquinamento, interferenze, ...).
- attività di rinnovo impianti: indicazione dei componenti o della parte di impianti da rinnovare/sostituire in riferimento a parametri tecnici ed economici e con indicazione del momento opportuno di sostituzione.

Il sistema sviluppato all'epoca è entrato, come già detto, nella prassi operativa di Terna e nel tempo ha fatto registrare una serie di benefici che possono essere così sintetizzati:

- omogeneità di attuazione delle prassi operative su tutto il territorio nazionale;
- uniformità di interpretazione dei dati e di decisioni di intervento;
- riduzione della frequenza degli interventi di manutenzione periodica e consolidamento della manutenzione su condizione senza compromettere il livello di affidabilità degli elementi di impianto;
- riduzione del numero di guasti e delle conseguenti attività di manutenzione;
- ottimizzazione degli interventi di revisione e di rinnovo dei componenti con conseguente allungamento della loro vita utile;
- miglioramento dell'efficacia operativa (tempestività delle azioni);
- miglioramento della produttività (allineamento costi/attività ai migliori valori interni ed esterni a Terna).

Non sono mancate, anche in anni recenti, le occasioni di collaborare con Massimo Gallanti su vari argomenti che sono stati oggetto di ricerche congiunte con RSE, ed è sempre stato un grande piacere il poter riandare nel ricordo a quella prima occasione di lavoro fianco a fianco, nella fatica di progettare e realizzare, con la passione di costruire qualcosa di nuovo e sfidante e l'obiettivo che potesse durare e rispondere alla prova del tempo, pur nella diversità dei ruoli, accomunati dalla stima professionale e umana.

Evaristo Di Bartolomeo

Lo sviluppo del sistema elettrico ed energetico
Il contributo di 30 anni di ricerca di Massimo Gallanti

5

Accumulo e mobilità

Gli articoli

5 Accumulo e mobilità: *gli articoli*

IEEE

2019

EV Recharge for the Supply of Balancing Services in Italy: Preliminary Techno-Economic Evaluations

S. Canevese*, D. Cirio*, M. Gallanti*, and A. Gatti*

*Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A., Milan, (Italy)

Abstract—The profitability of the supply of Balancing Services (BS) by an Electric Vehicle (EV), via participation in the Italian Balancing Market (BM), is evaluated. First of all, daily EV recharge is simulated without service supply (*benchmark recharge*). The related annual electricity bill is computed by assuming energy to be bought at Day-Ahead Market (DAM) prices. Then, to exploit price differences between the BM and the DAM, the recharge is simulated via energy exchanges for the BS. The resulting electricity bill is compared to the benchmark bill. Study cases include one-directional (V1G) and bi-directional (V2G) recharge, for a domestic or non-domestic EV user. In the V1G cases, participation in the BM is found to be profitable, while in the V2G cases the increased energy exchanges related to the BS imply also more charges and taxes, so an increased bill. To make V2G attractive for the end user, a partial exemption from paying charges on the energy exchanges for the BS is considered. For the domestic user, the exemption is necessary both for the energy absorbed from the grid and for the energy actually injected into the grid, while for the non-domestic user it is enough for the energy absorbed.

Index Terms--Balancing service, electric vehicle, V1G, V2G.

I. INTRODUCTION

The increasing spread of generation from Non-Programmable Renewable Energy Sources (NPRES) implies a reduction of the resources for the supply of Ancillary Services (AS), in particular for frequency and voltage regulation: in fact, relevant conventional plants, which normally provide AS, have to decrease their operating hours; therefore, (more) contribution to AS provision by NPRES-based plants or by other assets would be useful [1]. Possible measures to tackle these issues include the introduction of more stringent specifications for existing AS or the introduction of new AS, requiring, in particular, fast power variations, like those in synthetic inertia support or in fast primary frequency regulation [2]-[7]. Another solution can be to involve in AS provision new suppliers, such as distributed and/or NPRES generators, loads and also Battery Energy Storage Systems (BESSs) [7]-[15].

Effective contributions to AS could also come from

Electric Vehicles (EVs), which can be considered as a special application of very small and dispersed BESSs. For instance, frequency regulation could be carried out as a Vehicle-To-Grid (V2G) service by the BESSs in parked EVs [16],[17]; the results of a first experience in Europe about primary frequency regulation by EVs are reported in [18]. The mutual relationship/impact between EVs and the (low-voltage) grid is inquired in [19], which considers, e.g., different services to be accomplished by the EVs, on the one hand, and the related battery aging, on the other hand.

In Italy, in particular, in 2017 [20], the Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment (currently ARERA) decided an extension of the eligibility for AS provision to new assets, via the institution of pilot projects for the first development stage. The new participants in the Italian Ancillary Service Market (ASM) include conventional non-relevant production units (i.e. with nominal power lower than 10 MVA), relevant and non-relevant NPRES plants, load units, and also storage devices, in particular BESSs. The involved services are currently tertiary frequency regulation, balancing, congestion relief; they can be supplied also by aggregated plants and devices. As to EVs, their participation in service supply is foreseen, in agreement with [20], by the rules [21] for Mixed Virtual Eligible Units (which include suppliers of mixed kinds, e.g. generation and consumption units together; in Italian they are called “Unità Virtuali Abilitate Miste” – UVAM).

In this work, a simple heuristic strategy for the supply of Balancing Services (BSs) via participation in the Italian ASM, in particular in its real-time stage, called Balancing Market (BM), is formulated for the BESSs in EVs. The service supply changes the usual EV battery recharge, which is carried out by absorbing energy bought on the Day-Ahead Market (DAM). In fact, if the energy exchanges are bought or sold on the BM, where energy prices are deemed to be more profitable than the DAM prices, a reduction of the electricity bill usually paid for by the EV owner can be expected. In case such a reduction is not achieved, economic attractiveness of service supply for the EV owner can be sought for, e.g., by hypothesizing the presence of public subsidies for service supply. The following is thus organised: Section II. describes the proposed recharge strategy, together with the main related assumptions and the considered

This work has been financed by the Research Fund for the Italian Electrical System under the Contract Agreement between RSE S.p.A. and the Ministry of Economic Development - General Directorate for the Electricity Market, Renewable Energy and Energy Efficiency, Nuclear Energy in compliance with the Decree of March 8th, 2006.

study cases; Section III. discusses simulation results for the study cases, in particular in terms of annual energy exchanges and annual bill obtained with the strategy, and also considering possible subsidies; Section IV. draws some conclusions.

II. MAIN ASSUMPTIONS AND STUDY CASES

EVs usually recharge by absorbing energy bought on the DAM. For simplicity, here, they are assumed to participate directly in the electricity market, so the interaction of their owners with a Balancing Responsible Party or with a Balancing Service Provider is neglected. Thus, the DAM price is taken as a reference price for the recharged energy. The overall electricity bill for the EV owner is then obtained, as described in more detail in the following, by adding several components to the energy cost, in particular charges and taxes.

An alternative recharging mechanism for EVs is proposed here, aiming at obtaining a reduction of the bill for the EV owner, while ensuring the desired battery charge level, i.e. the target State of Charge (SoC) value, at the end of the recharge period of each simulated day in an overall time interval, one year e.g.; recharge, in fact, can be assumed to be carried out either every day or on specified days like working days. According to the simulated recharging strategy, each EV can carry out, partially or totally, its recharge by exchanging energy bought or sold on the BM, instead of only absorbing energy bought on the DAM. This way, one can try to exploit, as far as possible, the price differences within the BM and between the BM and the DAM. In the BM, in fact, selling prices (for upward services) are normally higher than the DAM prices, as well as than BM purchase prices (for downward services), and these last are normally lower than the DAM prices. The energy exchanged on the BM is assumed here to be for the downward and/or upward BS. The simulations are carried out for a set of study cases. The results, in terms of energy exchanges and of the related bill, are compared with those obtained with the recharging mechanism, mentioned above, based on buying the entire energy for recharge on the DAM; in the following, this reference mechanism is indicated as the “benchmark” one.

The case of recharge lasting some hours, so that there is time enough for the EV to participate in service supply, is taken into account, in particular overnight recharge. In total, eight study cases are examined (Table I), referring to an electric car in particular and obtained by considering two values for each of three main (and independent) features:

1. *the place where the recharge occurs.* Such a place affects parameters like the maximum recharging power P_n and the energy ΔE_{rech} requested for the recharge. Two recharging places are considered: home and company. As to home recharge, the car owner is assumed to be a domestic customer and the recharge to be carried out by means of a wall-box

home charger. The home contractual power is assumed to be 6 kW, while the maximum power P_n for recharging is assumed to be limited to 2 kW. The average energy recharge ΔE_{rech} requested daily is assumed to be 7.5 kWh, corresponding to around a 42 km driving range. As to company recharge, the car is assumed to belong to a company fleet and to be recharged at a recharging point at the company. The maximum recharging power P_n is assumed to be 12 kW (the contractual power greater than 16.5 kW). The average energy recharge ΔE_{rech} requested daily is assumed to be 13 kWh, corresponding to around a 72 km driving range. In the following, the home recharge is referred to as *domestic recharge* and the company recharge as *non-domestic recharge*.

2. *The energy exchange configuration,* i.e. the power flow direction: one-directional (V1G) recharge (i.e. absorption only from the grid) and bi-directional vehicle-to-grid (V2G) recharge (i.e. absorption from and injection into the grid) are considered. In both cases, power absorption or injection can be varied with time.
3. *The service remuneration mechanism.* Here, recharge is assumed to be carried out partially or (if possible) totally via energy exchanges on the BM to supply the BS, so these exchanges are remunerated according to the BM pay-as-bid mechanism. Besides, the car can declare that it will absorb energy (to be bought at DAM prices, like the energy absorbed for the benchmark recharge) in a pre-defined time interval T_{progr} during the day and according to a pre-established power profile, i.e. according to a recharge program. Of course, the program power can never be greater than P_n . The program profile is here assumed, for simplicity, to be constant over T_{progr} , with P_{progr} power absorption. For the domestic recharge, $P_{progr} = 2$ kW; for the non-domestic recharge, $P_{progr} = 4$ kW. In the presence of a recharge program, in addition to the pay-as-bid remuneration for the energy exchanged for the service, the EV is assumed to obtain also a capacity remuneration, like the one foreseen in the rules for UVAM [21]. The capacity remuneration is assumed to be 30 k€/MW/year, and the time interval for the recharge program (i.e. T_{progr}) is chosen as 18:00-21:00, i.e. three consecutive hours in the afternoon-early evening. These two choices are motivated by similarity with the current Italian regulatory framework for UVAM.

Finally, one can remark that, although the considered recharge algorithms (both the benchmark one and the one including participation in the BM to supply the BS) are implemented for one single EV, the EV itself can be regarded as an average one within an EV aggregate, so that an overall economic assessment of service profitability could be made, more in general, with reference to the aggregate, e.g. by multiplying economic results, such as the profit from the service, obtained for one EV by the number of EVs in the aggregate.

TABLE I
 STUDY CASES

	Domestic recharge	Non-domestic recharge
V1G without recharge program	A	E
V1G with recharge program	B	F
V2G without recharge program	C	G
V2G with recharge program	D	H

A. Modelling Assumptions

An algorithm is implemented, in the Matlab® environment, to simulate the supply of BSs, via V1G or V2G energy exchanges, by an electric car, during a pre-defined time interval T_r called *recharge period*, spanning some hours in the evening and at night. At the beginning of T_r , the battery SoC is assumed to be known. The aim is to reach (at least) a target value SoC_{tgt} for the SoC (but trying to avoid reaching a higher value) at the end of T_r ; if SoC_{tgt} cannot be reached by service supply only, the recharge left to carry out, called “residual” recharge, is simulated as to be obtained by absorbing energy bought at the DAM price. The power made available by the EV for recharging, so for the service, is assumed to be identical for each considered day and equal to P_n .

As to economic evaluations, the components considered in the electricity bill for the EV recharge are now described:

- the costs for energy purchase on the BM for downward BS supply or for energy purchase on the DAM (for residual recharge or for the recharge program);
- the system charges, the network and metering charges, the dispatching charges and other charges; all these are applied to the energy actually absorbed from the grid (which may be different from the bought energy in case there is also the upward BS supply);
- the excise taxes; these, like charges, are applied to the energy actually absorbed from the grid;
- the Value Added Tax (VAT); this is applied to the sum of the costs in the previous three items;
- the revenues for the energy sold on the BM for upward BS supply; they can be assumed as not affected by excise taxes or by VAT or by the mentioned charges.

All these costs and revenues are called “variable” here, in that they are proportional to the energy bought or actually absorbed or sold. Fixed costs in the bill are neglected; these are the costs related to the number of absorption points and those related to the installed power. These last, in particular, are neglected because introducing the EV recharge is here assumed not to require an increase of the installed power of the residential building or of the installed power of the company charging point.

The approach adopted in the simulations is composed of two main steps: running the bidding algorithm (described in Sections II. B. , II. C. , II. D.) with reference to a time interval which is long enough, here one year, and making overall economic evaluations (described in Section II. E.) for such a time interval.

The bidding algorithm itself computes the energy

exchanges, with the related costs and/or revenues, associated with the supply of the chosen BS(s), and the energy absorptions, with the related costs, associated to the energy purchases on the DAM. Such costs and revenues are taken as inputs by the economic evaluation procedure, which computes the customer’s bill and also considers, where applicable, the capacity remuneration.

B. Bidding Algorithm

We preliminarily recall that each bid on the BM, for the upward or downward service, consists of an amount of energy (MWh) and of a price for it (€/MWh), with reference to an hour within a BM session. Bid acceptance on the market implies, as already hinted at, remuneration at the bid price itself (i.e. according to a pay-as-bid mechanism). Acceptance is on a quarter-of-an-hourly basis and it corresponds to the issue of upward or downward dispatching orders by the Transmission System Operator (TSO). Bids, on the BM, for the upward BS and for the downward BS are labelled below as “offers” and “bids”, respectively.

As described in more detail in the sequel, the proposed bidding algorithm simulates

- the formulation of offers and bids, for the BS on the BM, by the EV; these are issued, for simplicity, on an hourly basis throughout the recharge period, namely without considering the actual starting and ending times (i.e. the gate opening and closure) of the market sessions;
- the offer and bid acceptance or rejection by the TSO, on a quarter-of-an-hourly basis;
- energy purchases on the DAM by the EV, carried out on an hourly basis; for simplicity again, the actual timing of the DAM is neglected.

For each hour in which the EV makes an offer or a bid for the BS in the BM, the offer or bid energy quantity is denoted as E_h (in MWh) and its price as p_h (in €/MWh). For simplicity, E_h is assumed to be related to an amount of power constant throughout the hour, so equal to the average power $P_h = E_h / 1 h$ (in MW), and, in case of offer or bid acceptance in a quarter of an hour ($1/4 h$) in that hour, the accepted energy in that $1/4 h$ is assumed to be the whole $E_h/4$, with the related accepted constant power P_h . Therefore, in the following, reference is made to the power, rather than to the energy, associated to an offer or a bid. The amounts of energy absorbed from the grid or bought by the EV, i.e. by the recharge infrastructure, are assumed to be greater than or equal to zero, the amounts of energy injected into the grid or sold are assumed to be lower than or equal to zero. The same assumptions are adopted for the sign of power values.

Offer and bid acceptance in the BM by the TSO is simulated according to a simple *ex post* criterion [22]: an offer is assumed to be accepted in a $1/4 h$ if its price is lower than or equal to the maximum historical price accepted for offers in that $1/4 h$; similarly, a bid is assumed to be accepted in a $1/4 h$ if its price is higher than or equal to the minimum historical price accepted for bids in that

¼ h. In the algorithm simulation, there are hours in which both an offer and a bid are presented; in each ¼ h of such hours, the acceptance of only one of them is simulated, by assuming that the offer (the bid, respectively) is accepted if the total quantity historically accepted in that ¼ h for offers (bids) is greater than the total quantity historically accepted in that ¼ h for bids (offers); in case the two total quantities are the same, the offer is assumed to be accepted.

Since the profitability evaluations in this work are performed *ex post*, the prices to be used in the offers and bids on the BM are taken as input data (see Section III.), as well as the price adopted for energy purchases on the DAM [23]. This last is assumed as the Unique National Price (UNP, in Italian “Prezzo Unico Nazionale” – PUN), which is the weighted average of the market zone prices with respect to the energy quantities bought in the zones.

With reference to each recharge period T_r simulated, the implemented bidding strategy can be summarized as follows:

- V1G without recharge program:
 - for every hour of T_r in which the SoC allows for it, the EV makes a bid on the BM, to absorb energy from the grid; the maximum value which the bid power can reach is P_n ;
 - since the EV cannot inject power into the grid (due to the V1G assumption) and it does not have a recharge program (with respect to which the EV may make offers to reduce its own absorption from the grid), no offers are formulated;
- V1G with recharge program:
 - in order to be enabled to benefit from the capacity remuneration, the EV is assumed to submit an absorption program (which is taken as an input by the algorithm): this consists of constant power absorption P_{progr} for three consecutive hours assumed to be the first three hours of T_r ;
 - in such three hours, the EV can also make offers in the BM, to reduce its absorption from the grid with respect to its absorption program; anyway, it cannot inject power into the grid, due to the V1G assumption, so the maximum absolute value which the offered power can reach is the program power (i.e. P_{progr});
 - in the following hours of T_r , for every hour in which the battery SoC allows for it, the vehicle makes a bid on the BM (to absorb power from the grid); the maximum value which the bid power can reach is P_n .
- V2G without recharge program:
 - for every hour of T_r in which the battery SoC allows for it, the EV makes a bid (to absorb power from the grid); again, the maximum value which the bid power can reach is P_n ;
- V2G with recharge program:
 - in order to be enabled to benefit from the capacity remuneration, the EV is assumed to submit an absorption program, at constant power P_{progr} , for the first three hours of the considered recharge period;
 - in such three hours the EV can also make offers in the BM; the maximum absolute value of the power associated to these offers is equal to the sum of P_{progr} and of P_n , so that, in case of offer acceptance, the EV can inject into the grid an amount of power whose absolute value can reach P_n ;
 - in the following hours of T_r , for every hour in which the battery SoC allows for it, the vehicle makes a bid on the BM (to absorb power from the grid); the maximum value which the bid power can reach is P_n ; similarly, the EV makes an offer (to inject power into the grid); again, the maximum absolute value which the offer power can reach is P_n .
- In all the four cases dealt with (V1G without or with recharge program, V2G without or with recharge program), the absolute value of the power in an offer or bid in a certain hour is the maximum compatible with the SoC at the beginning of that hour, with the SoC_{tgt} value, with P_n and with the distance, in hours, to the end of T_r : this in order to have the EV battery always able, in case of acceptance, to exchange that power and therefore not to incur imbalances associated with incomplete service supply, because they would imply economic penalties. For instance, in case of the presence of a recharge program (both for V1G and V2G recharge), no bids are formulated in the hours when the program is enforced: this way, no attempt is made in such hours to reach SoC values higher than SoC_{tgt} ; this, in turn, is a way to avoid imbalances, in such hours, in case an absorption request related to an accepted bid could not be completely fulfilled.
- In all the four cases dealt with, as the end of T_r approaches, if the SoC has not reached SoC_{tgt} yet and there is not time enough left to reach it by playing on the BM, then the EV is charged up to SoC_{tgt} by absorbing energy bought on the DAM, at the UNP: this is the so-called “residual” recharge with respect to the target SoC and it is carried out without participating in the BM, i.e. it is carried out for sure. As to residual recharge in particular, let t_{ini} and t_{end} be the starting and ending time, respectively, of T_r and t the time at the beginning of the current hour. If these times are all expressed in hours (from 1 to 24), then the time

interval from t to the end of T_r is

$$m_{chtime} = \begin{cases} \text{ceil}(t_{end} - t), & \text{if } t < t_{end} \\ \text{ceil}(t_{end} + 24 \cdot N_d - t), & \text{otherwise} \end{cases}, \quad (1)$$

where N_d is the number of days between the beginning and the end of T_r (see Section II. C.); e.g., $N_d = 1$ if T_r begins on a day and ends on the next day. Recall that SoC_{tgt} is the target value for the EV battery SoC, to be reached at t_{end} , and let E_n be the battery nominal energy. The target value for the energy content is then $SoC_{tgt} \cdot E_n$. If it were reached by absorbing, throughout time m_{chtime} , the maximum power in absorption, called $P_{max,abso}$ (notice that $P_{max,abso} = P_n$), then the battery energy content at time t (called $E_{tgt,t}$) and at time $t + 1 h$ (called $E_{tgt,t+1h}$), respectively, would be

$$E_{tgt,t} = SoC_{tgt} E_n - P_{max,abso} \eta_{ch} m_{chtime} \quad (2)$$

$$E_{tgt,t+1h} = SoC_{tgt} E_n - P_{max,abso} \eta_{ch} (m_{chtime} - 1h), \quad (3)$$

where η_{ch} is the battery charging efficiency. Let $d_{ch,t}$ be the ceiled number of hours needed, from t , to charge the battery up to SoC_{tgt} at the maximum power in absorption $P_{max,abso}$:

$$d_{ch,t} = \text{ceil}((SoC_{tgt} E_n - SoC(t) E_n) / (P_{max,abso} \eta_{ch})). \quad (4)$$

If $d_{ch,t} \geq m_{chtime}$, then residual recharge has to be started at time t (and prosecuted up to t_{end}), at power

$$P_{in,MGP,res} = P_{max,abso} \frac{SoC_{tgt} E_n - SoC(t) E_n}{P_{max,abso} \eta_{ch} d_{ch,t}}. \quad (5)$$

Otherwise, if $E_{tgt,t+1h} > 0$ and $SoC(t) \cdot E_n < E_{tgt,t+1h}$, then residual recharge still has to be carried out, but the related power absorption from t to $t + 1 h$ is set to

$$P_{in,MGP,res} = \min \left(P_{max,abso}, P_{max,abso} \frac{E_{tgt,t+1h} - SoC(t) E_n}{P_{max,abso} \eta_{ch} \cdot 1h} \right) \quad (6)$$

(and the related power absorption from time $t + 1 h$ to t_{end} is computed by using (5) for $t + 1 h$ instead of t).

C. Benchmark Recharge

The bidding algorithm does not only simulate the V1G or the V2G recharge for service supply, with some residual recharge if necessary, but also the benchmark recharge. The reference time interval for the V1G and the V2G recharge is the recharge period (T_r), which is here assumed to start at time $t_{ini} = 19:00$ and to end at time $t_{end} = 06:00$ in case of the absence of a programmed recharge profile, and to start at time $t_{ini} = 18:00$ and to end at time $t_{end} = 06:00$ in case of the presence of a programmed recharge profile¹. If all the days in the whole simulation

¹ As already recalled, in the presence of a programmed recharge profile, t_{ini} is chosen to coincide with the beginning of the recharge program time interval (such time interval is 18:00-21:00), so that the EV can apply for the additional capacity remuneration; in the absence of a programmed recharge profile, t_{ini} is chosen as one hour later, to better fit

time interval (one year) are considered, t_{ini} and t_{end} always refer to two consecutive days, so that $N_d = 1$ always and the duration of T_r is always the same, namely equal to $N_h := t_{end} + 24 h - t_{ini}$ (assumed to be an integer number of hours, for simplicity). If, instead, working days only are considered in the simulation, in case of weekends T_r is assumed here to start on Friday and to end on the next Monday and, similarly, in case of a festivity T_r is assumed to start on the previous working day and to end on the following working day, so that $N_d \geq 1$ in general. This way, the duration of the recharge period, which can be written, in general, as $t_{end} + 24 \cdot N_d - t_{ini}$, is much longer in case of weekends or festivities, so that there is much more time to participate in the BM and supply the service, than in case of consecutive working days².

For the benchmark recharge mechanism, instead, a different rationale is followed. More precisely, the benchmark recharge is assumed to always last N_h hours, i.e. it can be described as follows:

- if the duration of T_r is the same for all the simulated days, i.e. equal to N_h , then recharge throughout T_r ;
- otherwise, start the recharge at the beginning of T_r and keep recharging for a time duration equal to its duration for working days, i.e. N_h again.

Independently of the fact that the chosen recharge period T_r is short (on working days) or long (when there are festivities or at weekends), during the N_h hours the absorbed benchmark power is

$$P_{in,DAM,bnc} = \min \left(P_{max,abso}, P_{max,abso} \frac{\Delta E_{rech}}{N_h P_{max,abso} \eta_{ch}} \right), \quad (7)$$

where, we recall, ΔE_{rech} is the energy to be recharged over T_r :

$$\Delta E_{rech} = SoC_{tgt} E_n - SoC(t_{ini}) E_n. \quad (8)$$

D. Bidding Algorithm Outputs

The bidding algorithm simulates, for every $\frac{1}{4} h$ or hour of the recharge periods considered in the whole one-year simulation time interval, the energy exchanges carried out by the EV for the BS and, if necessary, for the residual recharge on the DAM; for comparison, it also computes the energy exchanges for the benchmark recharge on the DAM. The energy exchanges are evaluated economically at the BM prices for the service or at the prices for energy on the DAM.

The overall energy exchanges (expressed in MWh) obtained for the whole one-year time interval are listed below; in brackets, if needed, there are the related average prices (expressed in €/MWh), computed as the

the user's needs; the one-hour difference between 19:00 and 18:00, anyway, does not appear to affect the economic results significantly, as shown in Section III., since market prices do not differ significantly and the other simulation inputs are the same.

² This choice is deemed to be useful to inquire service profitability, but it could be an issue for a domestic end user, since it implies that the EV cannot be driven during non-working days.

ratio of the overall costs or revenues related to the overall energy exchanges and the overall energy exchanges themselves:

$Q_{DAM,bnc}$ ($P_{en,DAM,bnc}$): energy absorbed on the DAM in the *benchmark* recharge;

$Q_{in,DAM,progr}$ ($P_{en,DAM,progr}$): energy to be absorbed theoretically (i.e. if there were *no participation* in service supply) on the DAM according to the recharge program; we remark that such energy can also be less than the energy to be recharged to reach the target SoC, because the recharge program, carried out in a pre-set hour range inside the recharge period and with pre-set constant power, can also lead to a partial recharge;

$Q_{out,bal,prred}$: that part of the energy sold for the upward BS whose related power exchange constitutes a reduction of the recharge program profile;

$Q_{in,DAM,progr,eff}$: energy actually absorbed (i.e. in case of *participation* in service supply) on the DAM according to the recharge program;

$Q_{in,bal,abso}$ ($P_{en,bal,abso}$): energy (bought and) absorbed for the downward BS;

$Q_{out,bal,erog}$ ($P_{en,bal,erog}$): energy sold for the upward BS, i.e. for a reduction of the recharge program profile power absorption or for actual injection into the grid;

$Q_{in,DAM,res}$ ($P_{en,DAM,res}$): energy absorbed for the residual recharge on the DAM;

$Q_{in,tot}$: energy globally absorbed from the grid, related to the recharge program profile (if present), the downward BS, the residual recharge;

$Q_{out,tot}$: energy globally injected into the grid, related to the upward BS, which can also be superimposed to the recharge program profile.

E. Economic Evaluations

The energy exchanges computed by the bidding algorithm translate, as already remarked, to variable costs and revenues in the end user's electricity bill. Charges on energy absorption, however, may cause a high increase of the bill value with respect to the value due to the energy exchanges only. Thus, it is interesting to evaluate their impact on the bill.

Let us refer to the mentioned overall energy exchanges and the related average prices, for simplicity. Let p_{on} (€/MWh) be the average price for all the charges (see Table II). Let also p_{ex} (€/MWh) be the excise price. For each study case, the value of the annual bill is first of all computed according to each of these two options:

- **option 1: benchmark recharge, i.e. no participation of the EV in the BM:** all the energy to be recharged to reach the target SoC is bought on the DAM, at the UNP price (by assuming to absorb power throughout the recharge period according to (7)); thus, along the whole simulated year, the variable cost in the bill is

$$C_1 = [Q_{DAM,bnc}(P_{en,DAM,bnc} + p_{on}) + Q_{DAM,bnc}P_{ex}] \cdot (1 + VAT); \quad (9)$$

- **option 2: participation of the EV in the BM**

(simulated via the described bidding strategy), **without any exemption from charges** in the bill; the overall variable cost in the bill is therefore

$$C_2 = (Q_{in,bal,abso}P_{en,bal,abso} + Q_{in,DAM,res}P_{en,DAM,res} + Q_{in,DAM,progr}P_{en,DAM,progr} + Q_{in,tot}P_{on} + Q_{in,tot}P_{ex}) \cdot (1 + VAT) + Q_{out,bal,erog}P_{en,bal,erog}, \quad (10)$$

where

$$Q_{in,tot} = Q_{in,bal,abso} + Q_{in,DAM,res} + Q_{in,DAM,progr,eff}, \quad (11)$$

$$Q_{in,DAM,progr,eff} = Q_{in,DAM,progr} + Q_{out,bal,prred}, \quad (12)$$

$$Q_{out,bal,prred} = Q_{out,bal,erog} - Q_{out,tot}. \quad (13)$$

If the bill value computed with option 2 turns out to be higher than the benchmark bill (option 1), then some subsidies could be introduced to encourage EVs to participate in service supply. A simple solution could be an exemption from paying a part of the charges, e.g. the system charges and the network and metering charges. Let then p'_{on} (€/MWh) be the average price of the sum of such charges (see Table II again). For each study case, the value of the annual bill is then computed also according to each of these two options:

- **option 3: participation of the EV in the BM** (simulated via the described bidding strategy), **with an exemption from a part of the charges for the downward service;** more precisely, an exemption is assumed in the bill from p'_{on} for the energy absorbed for the downward service; the overall variable cost in the bill is thus

$$C_3 = C_2 - Q_{in,bal,abso}p'_{on}; \quad (14)$$

- **option 4: participation of the EV in the BM** (simulated via the described bidding strategy), **with an exemption from a part of the charges for the downward and for the upward service;** more precisely, in addition to the exemption considered in option 3 for the downward service, an exemption is also assumed in the bill from p'_{on} , for the net energy injected into the grid for the upward service ("net" because such injection is the result of the superposition of the upward service and of the recharge program), but with a weight equal to the percentage of energy absorbed from the grid which has not benefitted yet of the exemption considered in option 3; the overall variable cost in the bill is thus

$$C_4 = C_3 + \frac{Q_{out,tot}}{\eta_{round-trip}} \frac{Q_{in,tot} - Q_{in,bal,abso}}{Q_{in,tot}} p'_{on}, \quad (15)$$

where $\eta_{round-trip}$ is the EV battery round-trip efficiency.

The comparison of C_1 , C_2 , C_3 and C_4 is the object of Section III. . When foreseen (i.e. in V1G and V2G cases with a recharge program), the aforementioned capacity remuneration as well is taken into account in the bill. We finally remark that the presence of NPRES, and thus the effect of net metering, is not considered here.

TABLE II
VARIABLE COMPONENTS OF CHARGES FOR USERS IN THE CAPTIVE MARKET (THE SO-CALLED "MERCATO TUTELATO", IN ITALIAN) [24],[25]. THESE VALUES REFER TO THE II TRIMESTER OF 2018, BUT THEY ARE ADOPTED THROUGHOUT THE SIMULATED ONE-YEAR-LONG TIME INTERVAL

	Domestic recharge	Non-domestic recharge
Components of charges	€/MWh	€/MWh
System charges	69.97	50.85
Network and metering charges	7.86	8.46
Dispatching charges	11.55	11.55
Other charges	10.35	4.02
p_{on} : total charges	99.732	74.877
p'_{on} : system charges + network and metering charges	77.832	59.307

III. SIMULATION RESULTS

For each study case (A to H in Table I), the results of a simulation carried out over the one-year-long period from 1st August 2016 to 31st July 2017, with reference to the working days only (252 days), are now reported. As already hinted at, the interval between $t_{ini} = 19:00$ and $t_{end} = 06:00$ is assumed as the recharge period in case of the absence of a programmed recharge profile (cases A, C, E, G), the interval from $t_{ini} = 18:00$ to $t_{end} = 06:00$ in case of the presence of a programmed recharge profile (cases B, D, F, H). Since working days only are considered, t_{ini} and t_{end} can also refer to non-consecutive days, as explained in Section II. C. The bid and offer prices on the BM, to be used as inputs for the bidding algorithm, have been defined on the basis of the historical prices of the bids and offers accepted over the same one-year-long period: the average, hour by hour, of such historical prices in the Northern market zone has been taken [22]. More than 90% of the average offer prices is in the 40-250 €/MWh range (almost all of them are in the 40-600 €/MWh range), more than 90% of the average bid prices is in the 15-50 €/MWh range (almost all of them are in the 0-80 €/MWh range). The empirical density functions of the average offer and bid prices reach their maximum, around 0.12 and 0.24 respectively, for around 75 €/MWh and 25 €/MWh respectively.

In all the study cases, the EV battery is assumed with the same technical parameters, in particular a lithium-ion one with $E_n = 40$ kWh nominal energy and 85% round-trip efficiency (both the charging and the discharging efficiency values are assumed as 92.2%). Besides, the target SoC at the end of each simulated recharge period is assumed as 1. Since the energy recharge (namely ΔE_{rech}) requested for each recharge period is assumed as 7.5 kWh and 13 kWh for the domestic and non-domestic recharge respectively, the SoC at the beginning of each recharge period is then 0.81 and 0.67 respectively. For the variable components of the charges in the bill, the items and values shown in Table II are considered; for the domestic recharge cases (A, B, C, D), VAT on energy purchases is 10%, the price of excise duties is $p_{ex} = 22.7$ €/MWh; for the non-domestic recharge cases (E, F, G, H), VAT on energy purchases is 22% and $p_{ex} = 12.5$ €/MWh.

The annual results are shown in Table III in terms of the overall energy exchanges on the DAM and on the BM and of the related average prices (see Section II. D.), and in Table IV in terms of the bill evaluated according to the four options described in Section II. E. .

Let us discuss economic results without capacity remuneration, first of all.

For the domestic recharge, one can observe that, if the energy exchanges are small enough, as it happens in the V1G cases (cases A and B), the higher selling prices on the BM allow a decrease of the customer's bill as compared to the benchmark recharge at DAM prices, i.e. $C_2 < C_1$ (roughly by 5% in case A and 15% in case B). Thanks to the discount (exemption) in option 3, obviously $C_3 < C_2$ (so that $C_3 < C_1$ roughly by 15% in case A, 22% in case B). As regards C_4 , it is defined in case B only but it is, by definition, equal to C_3 , since, although there is a recharge program in case B, net injection into the grid is not allowed. For the V2G domestic recharge (cases C and D), the presence of energy exchanges in discharge, as well as in charge, causes a significant increase of the amount of exchanged energy; this, in turn, determines, on the one hand, an increase of profits deriving from participation in the BM, but also, on the other hand, higher taxes and charges, which prevail over profit: thus, in the end, the energy bill of the V2G customer is increased, rather than reduced, as compared to the benchmark recharge carried out at DAM prices, unless there are incentives such as the hypothesized exemptions. More precisely, $C_2 > C_1$ (roughly by 71-72% in such cases), $C_2 > C_3 > C_1$ (in particular, $C_3 > C_1$ roughly by 43-44% in such cases) and $C_4 < C_1$ (obviously, $C_4 < C_3$); in particular, $C_4 < C_1$ by around 3% in case C and around 12% in case D.

For the non-domestic recharge, as compared to the domestic recharge, the exchanged energy is greater, both in the V1G and in the V2G cases, so in general the net costs related to energy exchanges are greater, and charges and taxes are also higher. Overall, for the V1G non-domestic recharge (cases E and F), considerations similar to those for the V1G domestic recharge (cases A and B) can be made; as to numerical values, now $C_2 < C_1$ roughly by 11% in case E and 19% in case F, $C_3 < C_1$ roughly by 47% in case E and 45% in case F. For the V2G non-domestic recharge (cases G and H), instead, one has $C_3 < C_1$ (unlike what happens for the domestic recharge) and $C_4 < C_1$ (similarly to what happens for the domestic recharge); in particular, $C_3 < C_1$ by around 14-13% in these cases, while $C_4 < C_1$ by around 58% in case G and around 65% in case H.

In short, the introduction of public incentives in the form of a relief from the system charges and the network and metering charges (i.e. the reduction of the total price p_{on} by an amount p'_{on}), for the energy absorbed from the grid and for the energy injected into the grid, could be useful to make participation in the BM economically interesting, both in case of domestic recharge and in case of non-domestic recharge.

TABLE III
ANNUAL ENERGY EXCHANGES FOR THE DOMESTIC AND NON-DOMESTIC RECHARGE STUDY CASES ANALYSED; THE AVERAGE PRICES, WHERE APPLICABLE, RELATED TO SUCH EXCHANGES ARE REPORTED IN BRACKETS

	Domestic recharge, 1/8/2016 – 31/7/2017				Non-domestic recharge, 1/8/2016 – 31/7/2017			
	Case A	Case B	Case C	Case D	Case E	Case F	Case G	Case H
Energy exchanges (Average prices for them)	MWh (€/MWh)	MWh (€/MWh)	MWh (€/MWh)	MWh (€/MWh)	MWh (€/MWh)	MWh (€/MWh)	MWh (€/MWh)	MWh (€/MWh)
$Q_{DAM,bnc} (P_{en,DAM,bnc})$	2.06 (48.94)	2.06 (50.18)	2.06 (48.94)	2.06 (50.18)	3.59 (48.97)	3.59 (50.22)	3.59 (48.97)	3.59 (50.22)
$Q_{in,DAM,prog} (P_{en,DAM,prog})$	0.00 (0.00)	1.51 (63.90)	0.00 (0.00)	1.51 (63.90)	0.00 (0.00)	3.02 (63.90)	0.00 (0.00)	3.02 (63.90)
$Q_{in,DAM,prog,eff}$	0.00	0.44	0.00	0.44	0.00	0.87	0.00	0.87
$Q_{in,bal,abso} (P_{en,bal,abso})$	0.45 (31.83)	0.36 (29.82)	1.36 (28.39)	1.44 (27.38)	3.61 (33.08)	2.73 (31.86)	16.99 (27.93)	17.79 (28.23)
$Q_{out,bal,erog} (P_{en,bal,erog})$	0.00 (0.00)	-1.07 (109.88)	-2.68 (98.91)	-4.19 (103.45)	0.00 (0.00)	-2.15 (109.88)	-15.87 (106.80)	-19.46 (107.32)
$Q_{out,bal,need}$	0.00	-1.07	0.00	-1.07	0.00	-2.15	0.00	-2.15
$Q_{in,DAM,res} (P_{en,DAM,res})$	1.61 (41.63)	1.26 (40.99)	3.85 (43.91)	3.84 (43.87)	0.00 (34.19)	0.00 (36.74)	5.28 (40.71)	5.29 (40.76)
$Q_{in,tot}$	2.05	2.05	5.21	5.72	3.61	3.61	22.27	23.96
$Q_{out,tot}$	0.00	0.00	-2.68	-3.12	0.00	0.00	-15.87	-17.31

TABLE IV
ANNUAL BILL FOR RECHARGE, FOR THE DOMESTIC AND NON-DOMESTIC STUDY CASES ANALYSED; IN BRACKETS, WHERE APPLICABLE, THE BILL OBTAINED BY CONSIDERING ALSO A CAPACITY REMUNERATION

	Domestic recharge, annual bill				Non-domestic recharge, annual bill			
	Case A	Case B	Case C	Case D	Case E	Case F	Case G	Case H
Cost of each option	€	€ (€)	€	€ (€)	€	€ (€)	€	€ (€)
C_1	388	391	388	391	597	603	597	603
C_2 (C_2 with capacity remuneration)	366	333 (273)	664	671 (611)	530	491 (371)	1521	1577 (1457)
C_3 (C_3 with capacity remuneration)	331	306 (246)	559	559 (499)	317	329 (209)	513	522 (402)
C_4 (C_4 with capacity remuneration)	n.a.	306 (246)	378	346 (286)	n.a.	329 (209)	250	211 (91)

Finally, as to the considered capacity remuneration, one can recall that, in case it is present, namely in cases B, D, F and H, it has to be subtracted from the costs reported in Table IV for the different options (the results are reported, for the reader's convenience, in brackets in Table IV). In case of domestic recharge (cases B and D), the capacity remuneration amounts to 60 €/y, i.e. it ranges between 8.9% and 19.6% of the recharge costs, therefore it provides a limited economic benefit; in case of non-domestic recharge (cases F and H), it amounts to 120 €/y, i.e. it ranges between 7.6% and 56.9% of the recharge costs; this last value appears to be rather interesting from an economic point of view.

IV. CONCLUSION

A simple bidding algorithm has been proposed to evaluate how EVs could supply balancing services, exchanged on the Italian balancing market, while they are recharging. By adopting energy prices derived from historical market data and values for charges and taxes for domestic and non-domestic low-voltage end users, the EV electricity bill has been computed, both in the absence and in the presence of service supply. The preliminary results obtained for recharge on the working days of a one-year time interval show that services carried out in a V2G fashion can increase, beside energy exchanges, charges and taxes, so that the bill becomes higher than the benchmark bill in the absence of any service supply. A possible measure to decrease the bill in case of service supply could be the introduction of reliefs on charge payment, for the energy exchanges carried out for the service; this would also make service remuneration mechanisms more similar to those currently enforced for pump storage power plants.

Further analyses are needed to assess the sensitivity of the results with respect to, e.g., the bid and offer prices (and their acceptance rate), the recharge period (i.e. its starting and ending times), the amount of energy to be recharged (here partly considered through the distinction between the two kinds of user, domestic and non-domestic). It is also necessary to consider the possible aging of the battery [26],[27], related to charge-discharge cycles due both to the energy exchanges related to driving the vehicle and to the energy exchanges on the BM, for service supply, and/or on the DAM, for the residual recharge. Cycles, in particular, could be significantly increased, as compared to those in the benchmark recharge, due to performing the balancing service.

To a very first approximation, a standard full-cycle approach can be adopted, according to which the total number of cycles at 100% Depth of Discharge (DoD) is computed from the overall discharged energy and life is estimated as the maximum number of cycles to end of life divided by that total number of cycles. Thus, in the simulated study cases, by assuming 4500 cycles to end of life, a cycling life estimate of more than 90 years and more than 50 years in cases of domestic and non-domestic V1G recharge respectively is obtained, more than 30 years in case of domestic V2G recharge, around 8 years in cases of non-domestic V2G recharge (more specifically, the numerical values are different in each of the eight cases; the presence of a recharge program slightly affects this life estimate). These decreasing values can, first of all, be associated with increasing values of the exchanged energy (see Table III); moreover, the first three estimated values, which are high, suggest that the considered service should not be an issue in terms of cycling aging; the last value, instead, deserves

attention: in case of non-domestic V2G recharge (cases G and H), in fact, the energy exchanges, in particular in discharge, are much greater than in the other cases, thus implying a much more intense use of the battery. These results call for deeper analyses. For instance, refined estimates of cycling life are needed, to take into account at least the actual DoD time profile (compare, e.g., [28] and references therein) related to the SoC time profile.

REFERENCES

- [1] ENTSO-E, *Supporting document for the Network Code on Operational Security*, 2nd Edition Final, 24 Sep. 2013. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu>.
- [2] H. Holttinen, J. Kiviluoma, N. Cutululis, A. Gubina, A. Keane, and F. Van Hulle, *Ancillary services: technical specifications, system needs and costs*, REServiceS Project, Deliverable D2.2, Nov. 2012. [Online]. Available: <https://www.reservices-project.eu>.
- [3] P. J. Vogler-Finck and W.-G. Früh, "Evolution of primary frequency control requirements in Great Britain with increasing wind generation", *Int. J. Elec. Power*, vol. 73, pp. 377-388, Dec. 2015.
- [4] M. Deepak, R. J. Abraham, F. M. Gonzalez-Longatt, D. M. Greenwood, and H.-S. Rajamani, "A novel approach to frequency support in a wind integrated power system", *Renew. Energ.*, vol. 108, pp. 194-206, Aug. 2017.
- [5] J. Wang, H. Zhong, W. Tang, R. Rajagopal, Q. Xia, C. Kang, and Y. Wang, "Optimal bidding strategy for microgrids in joint energy and ancillary service markets considering flexible ramping products", *Appl. Energ.*, vol. 205, pp. 294-303, 1 Nov. 2017.
- [6] Hydro Québec TransÉnergie, *Technical requirements for the connection of generation facilities to the Hydro-Québec transmission system: supplementary requirements for wind generation*, Oct. 2005.
- [7] NGET, *Enhanced frequency response. Invitation to tender for pre-qualified parties. Version 2.2*, 8 Jul. 2016. [Online]. Available: https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Enhanced%20Frequency%20Response%20ITT%20v2_2%20clean.pdf.
- [8] D. Greenwood, K. Lim, C. Patsios, P. Lyons, Y. Lim, and P. Taylor, "Frequency response services designed for energy storage", *Appl. Energ.*, vol. 203, pp. 115-127, 1 Oct. 2017.
- [9] H. Jia, X. Li, Y. Mu, C. Xu, Y. Jiang, X. Yu, J. Wu, and C. Dong, "Coordinated control for EV aggregators and power plants in frequency regulation considering time-varying delays", *Appl. Energ.*, vol. 210, pp. 1363-1376, 15 Jan. 2018.
- [10] Y. Wang, H. Bayem, M. Giralt-Devant, V. Silva, X. Guillaud, and B. Francois, "Methods for assessing available wind primary power reserve", *IEEE Trans. Sustainable Energy*, vol. 6, n. 1, pp. 272-280, Jan. 2015.
- [11] J. Riesz, J. Gilmore, and I. MacGill, "Frequency control Ancillary Service Market design: Insights from the Australian National Electricity Market", *Electr. J.*, vol. 28, no. 3, pp. 86-99, Apr. 2015.
- [12] German TSOs, *Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für PRL*, 29 Sep. 2015. In German. [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/download/anforderungBatterien>.
- [13] J. Meléndez Cabañas, "Conversión de una central térmica convencional en CT híbrida", in *XIII ERIAC, Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ*, Argentina, 2009.
- [14] E. Hsieh and R. Johnson, "Frequency response from autonomous battery energy storage", in *2012 Grid of the Future Symposium, CIGRÉ*, Missouri, USA, 2012, pp. 1-6.
- [15] R. Benato, G. Bruno, F. Palone, R. Polito, and M. Rebolini, "Large-scale electrochemical energy storage in high voltage grids: overview of the Italian experience", *Energies*, vol. 10, no. 108, pp. 1-17, 2017.
- [16] S. Tamura and T. Kikuchi, "V2G strategy for frequency regulation based on economic evaluation considering EV battery longevity", in *Int. Communications Energy Conf. INTELEC 2018*, Italy, 2018, pp. 1-6.
- [17] N. Magome and S. Tamura, "A new decentralized control of EVs for load frequency control retaining EV users' convenience", in *Int. Communications Energy Conf. INTELEC 2018*, Italy, 2018, pp. 1-6.
- [18] P. B. Andersen, S. Hashemi Toghroljerdi, T. M. Sørensen, B. E. Christensen, J. C. Morell Lodberg Høj, and A. Zecchino, *The Parker Project final report*, Version 1.1, 31 Jan. 2019. [Online]. Available: http://parker-project.com/wp-content/uploads/2019/03/Parker_Final-report_v1.1_2019.pdf.
- [19] J. Quirós-Tortós, L. (N). Ochoa, and T. Butler, "How electric vehicles and the grid work together: lessons learned from one of the largest electric vehicle trials in the world", *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 16, no. 6, pp. 64-76, Nov. 2018.
- [20] ARERA (formerly AEEGSI), Authority Decision 300/2017/R/EEL, 5 May 2017. In Italian. [Online]. Available: <https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/17/300-17.pdf>.
- [21] ARERA (formerly AEEGSI), *Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali abilitate miste al mercato dei servizi di dispacciamento - Regolamento UVAM MSD*, 25 Sep. 2018. In Italian. [Online]. Available: <http://download.terna.it>.
- [22] M. Benini, S. Canevese, D. Cirio, and A. Gatti, "Participation of battery energy storage systems in the Italian Balancing Market: management strategies and economic results", in *2018 IEEE Int. Conf. on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe EEEIC / I&CPS Europe*, Italy, 2018, pp. 1422-1427.
- [23] GME website. <http://www.mercatoelettrico.org>.
- [24] ARERA (formerly AEEGSI), *Condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato. Energia elettrica - servizio di maggior tutela. Clienti domestici*. In Italian. [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/dati_documenti/prezzi/eletricitadomestici.xls.
- [25] ARERA (formerly AEEGSI), *Condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato. Energia elettrica - servizio di maggior tutela. Clienti non domestici*. In Italian. [Online]. Available: https://arera.it/allegati/dati_documenti/prezzi/eletricitanon-domestici.xls.
- [26] C. Patsios, B. Wu, E. Chatzinikolaou, D. Rogers, N. Wade, N. Brandon, and P. Taylor, "An integrated approach for the analysis and control of grid connected energy storage systems", *J. Energy Storage*, vol. 5, pp. 48-61, Feb. 2016.
- [27] M. R. Sarker, M. D. Murbach, D. T. Schwartz, and M. A. Ortega-Vazquez, "Optimal operation of a battery energy storage system: Trade-off between grid economics and storage health", *Electr. Pow. Syst. Res.*, vol. 152, pp. 342-349, Nov. 2017.
- [28] S. Canevese, A. Gatti, E. Micolano, L. Pellegrino, and M. Rapizza, "Battery energy storage systems for frequency regulation: simplified aging evaluation," in *Proc. 6th Int. Conf. on Clean Electrical Power ICCEP'17*, Italy, 2017, pp. 291-297.

5 Accumulo e mobilità: *gli articoli*

L'Energia Elettrica

settembre/ottobre 2014

Il servizio di regolazione primaria tramite batteria: valutazioni tecnico-economiche

Michele Benini Silvia Canevese Emanuele Ciapessoni Diego Cirio Massimo Gallanti
Antonio Gatti Andrea Pitto RSE SpA

L'articolo presenta i risultati della simulazione di un sistema di accumulo elettrochimico completamente dedicato al servizio di regolazione primaria di frequenza considerando differenti strategie di gestione dell'accumulo e valutando il ritorno economico che si otterrebbe da tale servizio.

Introduzione

La penetrazione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), che godono di priorità di dispacciamento, fa sì che sempre meno impianti convenzionali siano chiamati a produrre per soddisfare la domanda. Ciò comporta, fra l'altro, una riduzione delle risorse disponibili per i servizi di dispacciamento necessari alla sicurezza del sistema, tra i quali la regolazione primaria di frequenza.

Il Codice di Rete Terna, infatti, esclude la partecipazione delle FRNP e della Generazione Distribuita (GD) a prestare i servizi di dispacciamento, che è invece riservata alle unità di produzione rilevanti (potenza nominale non inferiore a 10 MVA) non FRNP. Ai generatori di tipo FRNP e GD è per ora richiesto soltanto di fornire un supporto alla difesa del sistema elettrico (Codice di Rete, Allegati A17, A68, A70; Norme CEI 0-16, CEI 0-21). In particolare, per

quanto riguarda la regolazione di frequenza, è prevista la modulazione a scendere della potenza erogata durante situazioni di emergenza caratterizzate da valori di frequenza superiori a 50,3 Hz.

A seguito dell'incremento delle FRNP, le criticità evidenziate dal Gestore di rete Terna circa l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento hanno indotto l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) a prendere in esame l'ipotesi di estendere alla generazione distribuita (impianti non rilevanti, di tipo convenzionale o FRNP) la partecipazione alla fornitura dei servizi di rete (DCO 354/2013).

Inoltre, l'AEEGSI ha affrontato il problema derivante dal fatto che i programmi di immissione delle unità rilevanti in esito ai vari mercati, eventualmente modificati da ordini di dispacciamento e da contributi alla regolazione secondaria, costituiscono il riferimento rispetto al quale calco-

sistemi di accumulo

lare gli sbilanciamenti ed i relativi oneri: tali programmi non tengono conto dell'eventuale contributo alla regolazione primaria, il quale risulta quindi a tutti gli effetti assimilato ad uno sbilanciamento. A tale riguardo, l'AEEGSI ha quindi previsto la possibilità, su base volontaria, di installare sulle unità di produzione specifici apparati di misura in grado di quantificare il contributo alla regolazione primaria (evitandone quindi l'imputazione a sbilanciamento) e di remunerarlo opportunamente (Delibere n. 231/2013/R/eel e 66/2014/R/eel).

Questi fatti possono preludere alla definizione di nuove modalità di approvvigionamento delle risorse per la regolazione primaria, che coinvolgono gruppi convenzionali non rilevanti o generatori FRNP.

In questa prospettiva, l'opportunità di partecipare ai servizi di rete va estesa anche a nuovi componenti dinamici, quali i Sistemi di Accumulo (SdA) elettrochimico [1], i quali potrebbero operare autonomamente come singole unità dispacciabili oppure associati a impianti FRNP. In particolare, la presenza dell'accumulo può rendere più interessante la partecipazione delle FRNP all'offerta di servizi, permettendo un utilizzo più flessibile delle FRNP stesse, senza limitare lo sfruttamento della fonte primaria.

I progetti sperimentali avviati recentemente da Terna [2] e da ENEL Distribuzione [3], finalizzati a esaminare varie applicazioni di SdA a supporto dei sistemi di trasmissione e distribuzione, e le soluzioni impiantistiche, già commercializzate, di unità di generazione distribuita integrate con SdA sono esempi che evidenziano un crescente interesse per i SdA, nonostante i costi unitari di questa tecnologia siano attualmente ancora molto elevati rispetto a quelli degli impianti convenzionali.

L'articolo riporta alcune valutazioni tecniche ed economiche del possibile contributo di SdA elettrochimici a supporto della regolazione primaria di frequenza. Allo scopo è stato simulato il funzionamento di una batteria *stand-alone* asservita a una logica di regolazione primaria di frequenza. Il contributo di energia scambiata in regolazione è stato successivamente valutato in termini economici sotto opportune ipotesi. La risposta della batteria è stata simulata usando diverse strategie di gestione dello stato di carica (*State of Charge* – SoC) e diversi valori dei principali parametri caratteristici del dispositivo (potenza nominale, rapporto energia nominale/potenza nominale, efficienza di carica e scarica) e del regolatore.

Più precisamente, lo studio è stato così condotto:

- acquisizione e analisi di una serie di misure della frequenza di rete;
- definizione di un modello dinamico di SdA con relativo regolatore primario di frequenza, e implementazione dello stesso nell'ambiente di simulazione Matlab-Simulink;
- simulazione della risposta del SdA al profilo di frequenza di rete misurato e valutazione delle potenze ed energie scambiate con la rete;
- valorizzazione dell'energia scambiata nelle diverse fasi di esercizio del SdA, ovvero in regolazione primaria e nelle eventuali fasi di "ripristino" dello stato di carica previste dalle strategie di gestione della batteria.

Caratterizzazione della frequenza di rete

La potenza scambiata con la rete dal SdA in regolazione primaria è funzione della deviazione della frequenza dal valore nominale di riferimento (50 Hz). È stata quindi misurata la frequenza di rete, presso un punto di acquisizione in bassa tensione, per un periodo di sette settimane, comprese fra il 30 settembre e il 17 novembre 2013, con uno strumento che produce un campione ogni 100 ms.

I principali parametri statistici della serie di frequenza misurata sono riportati nella **tabella 1**. Nell'intervallo di osservazione, il valor medio della frequenza risulta assai vicino al valore nominale di riferimento. La distribuzione dei dati è abbastanza vicina ad una gaussiana, anche a livello giornaliero, come mostrato nella **figura 1**.

L'analisi dei dati relativi a singole giornate consente di evidenziare i caratteristici picchi di sovra- e sotto-frequenza in corrispondenza dei cambi dell'ora, come esemplificato nella **figura 2** [4]. Questo effetto è da ricondurre al comportamento delle unità di produzione convenzionali, che al cambio d'ora modificano rapidamente il programma di dispacciamento per eseguire gli scambi fisici di energia contrattualizzati sul mercato elettrico.

Modello di SdA a supporto della regolazione primaria

Il profilo della frequenza di rete riflette il bilancio istantaneo fra la potenza assorbita e quella generata nel sistema elettrico. Ogni volta che

sistemi di accumulo

Tabella 1 Proprietà statistiche della frequenza misurata			
PARAMETRO	VALORE	PARAMETRO	VALORE
Valor medio	50,0007 Hz	Valore minimo	49,856 Hz
Varianza	5,135e-004 Hz ²	Valore massimo	50,126 Hz
Deviazione standard	0,0227 Hz	Istante di minimo	28 ottobre 2013 16:41:02,802
Mediana	50,0004 Hz	Istante di massimo	08 novembre 2013 05:01:40,603

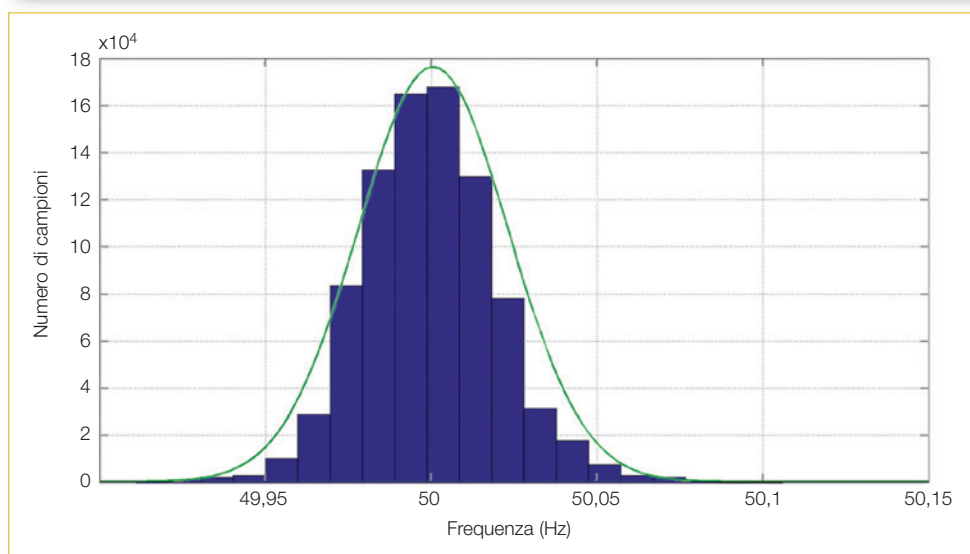


Figura 1 Distribuzione della frequenza relativa alle misure di mercoledì 23 ottobre 2013; in verde la curva di densità di probabilità gaussiana con media e varianza pari a quelle dei dati.

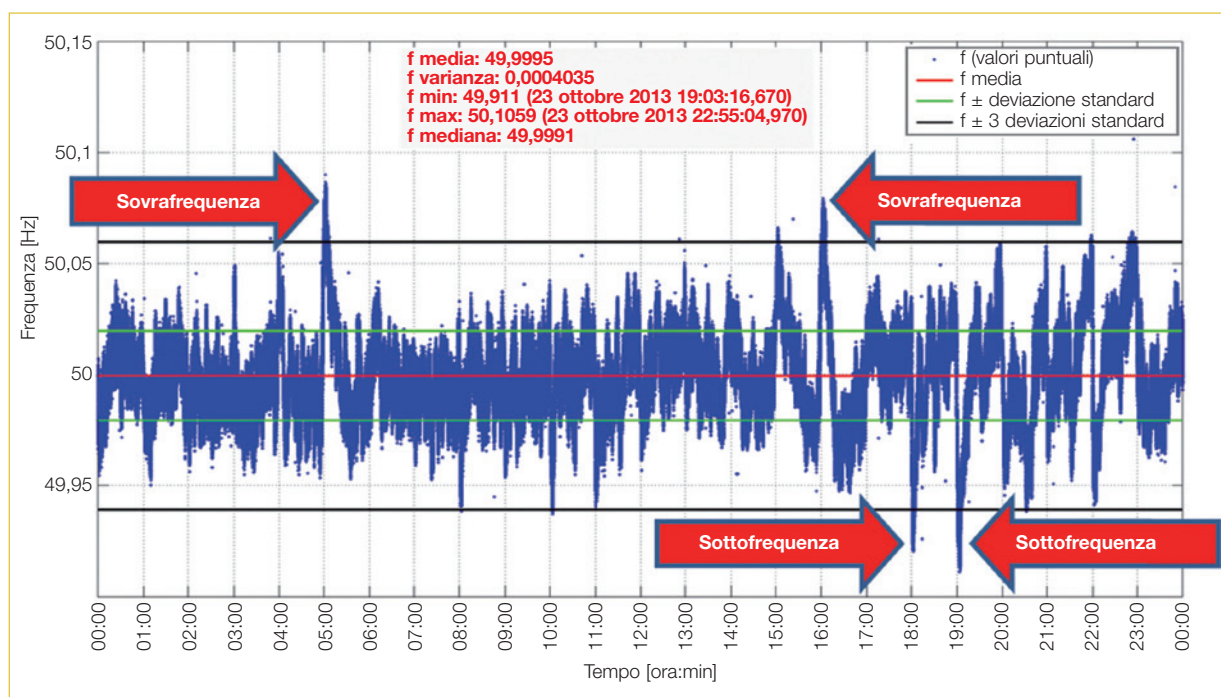


Figura 2 Profilo della frequenza relativo a mercoledì 23 ottobre 2013.

systemi di accumulo

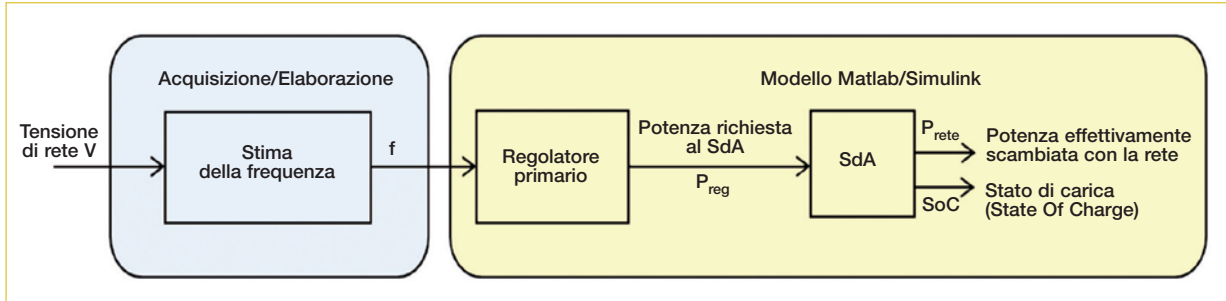


Figura 3 Schema a blocchi di un sistema di accumulo (batteria) asservito alla regolazione primaria di frequenza.

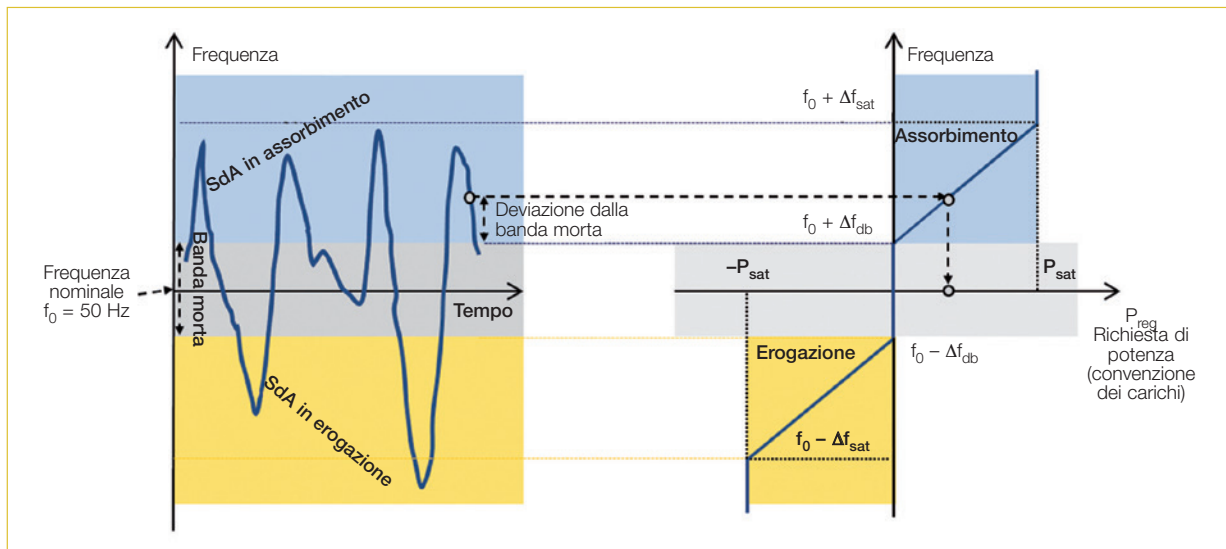


Figura 4 Esempio di risposta del regolatore (destra) ad un profilo di frequenza (sinistra).

la frequenza si discosta dal valore nominale di riferimento significa che nel sistema si è verificato uno sbilancio di potenza. In questo caso, i componenti abilitati a partecipare alla regolazione della frequenza intervengono per contenere lo scostamento della frequenza.

Utilizzando come segnale di ingresso il profilo della frequenza di rete, è possibile simulare la risposta di un componente, in particolare un SdA, in regolazione primaria. Tale risposta può essere descritta con un sistema di controllo "in anello aperto", in quanto la potenza scambiata in regolazione è di entità trascurabile rispetto alla potenza in gioco nel sistema.

Allo scopo è stato costruito un modello in ambiente Matlab/Simulink, il cui schema a blocchi è riportato nella figura 3. In tale figura si evidenziano tre parti fondamentali:

- sistema di misura della frequenza di rete: i dati misurati sono usati come ingresso per il regolatore primario;

- regolatore primario di frequenza: determina come uscita, in base alla propria curva caratteristica, la potenza regolante (P_{reg}) da richiedere al SdA, in funzione dell'errore di frequenza in ingresso (valutato rispetto alla frequenza $f_0 = 50$ Hz);

- sistema di accumulo: scambia, in erogazione o in assorbimento, potenza con la rete (P_{rete}), in base alle richieste del regolatore e al livello energetico della batteria, a sua volta espresso come stato di carica SoC (*State of Charge*).

La convenzione di segno adottata per le potenze scambiate è quella dei carichi: la potenza è positiva quando è assorbita dalla batteria (che preleva dalla rete), la potenza è negativa quando è erogata dalla batteria verso la rete.

Il regolatore è di tipo proporzionale, similmente ai gruppi convenzionali (figura 4). I parametri rilevanti della sua caratteristica frequenza-potenza sono:

- la banda morta (*dead band*), ossia l'intervallo di valori di frequenza, attorno ad f_0 , per i qua-

sistemi di accumulo

li la richiesta di potenza P_{reg} è nulla: si tratta dell'intervallo da $f_0 - \Delta f_{db}$ ad $f_0 + \Delta f_{db}$;

- i valori di frequenza per i quali si ha la saturazione della richiesta di potenza (contributo di regolazione massimo), rispettivamente in assorbimento o erogazione: si tratta dei valori $f_0 + \Delta f_{sat}$ ed $f_0 - \Delta f_{sat}$;
- i valori di potenza massima, in assorbimento o erogazione, messi a disposizione per la regolazione primaria: si tratta dei valori P_{sat} e $-P_{sat}$ rispettivamente; per frequenze superiori ad $f_0 + \Delta f_{sat}$, la richiesta di potenza in assorbimento resta fissa a P_{sat} , mentre, per frequenze inferiori ad $f_0 - \Delta f_{sat}$, la richiesta di potenza in erogazione resta fissa a $-P_{sat}$.

Questi parametri definiscono, in particolare, la pendenza della caratteristica di regolazione.

Si osserva che, a differenza dei gruppi convenzionali, la risposta del SdA è pressoché istantanea. Questa proprietà rende il servizio di regolazione primaria erogabile dai SdA particolarmente interessante per il contenimento delle deviazioni di frequenza. Ciò è ancor più vero, se si considera che il contributo di regolazione può essere ulteriormente "amplificato" nei primi istanti dalla perturbazione, mediante l'introduzione di logiche in derivata di frequenza per l'emulazione della risposta inerziale. Alla luce di quanto sopra, potrebbe essere opportuno rivedere la stessa terminologia adottata, per esempio introducendo l'espressione "regolazione primaria immediata" per distinguerla da quella convenzionale.

In questo lavoro sono adottati i valori di riferimento riportati nella sezione "Regolatore" di **tabella 2**. Si osserva che

- il valore di ± 20 mHz per la banda morta è tipico dei gruppi convenzionali [5];
- la massima potenza resa disponibile in regolazione è pari alla potenza nominale P_n del SdA, ossia la batteria è completamente asservita alla regolazione.

Lo stato di carica (SoC) è definito come l'energia E contenuta nella batteria, rapportata all'energia nominale E_n :

$$SoC(t) = E(t)/E_n$$

Per come è definito, il valore del SoC è sempre compreso tra 0 e 1¹.

La dinamica dello stato di carica è funzione della potenza scambiata con la rete P_{rete} e dei para-

Tabella 2 Parametri di riferimento adottati per il SdA ed il regolatore primario simulati

DESCRIZIONE	VALORI
Regolatore	
Banda morta ($\pm \Delta f_{db}$)	± 20 mHz
Deviazione di frequenza per la quale si ha la saturazione $\pm P_{sat}$ della richiesta di potenza ($\pm \Delta f_{sat}$)	± 100 mHz
Massima potenza in regolazione $\pm P_{sat}$	$\pm P_n$
SdA	
Potenza nominale (P_n)	2 MW
Rapporto nominale Energia/Potenza (E_n/P_n)	2 h
Energia nominale (E_n)	4 MWh
Carica iniziale (SoC)	0,8
Parametri della strategia S3	
Stato di carica target minimo ($SoC_{tgt\ min}$)	0,73
Stato di carica target massimo ($SoC_{tgt\ max}$)	0,92
Potenza di ripristino (P_{rc} in carica = P_{rs} in scarica)	5% P_n

metri dissipativi del componente (in particolare, perdite nell'inverter e nella batteria). A causa degli effetti dissipativi, l'energia accumulata in fase di ricarica è minore di quella prelevata dalla rete, mentre l'energia ceduta dalla batteria in fase di scarica è maggiore di quella erogata in rete:

$$E_n \frac{d}{dt} SoC(t) = \begin{cases} \eta_{carica} P_{rete}(t), & se P_{rete}(t) \geq 0 \\ \frac{1}{\eta_{scarica}} P_{rete}(t), & se P_{rete}(t) < 0 \end{cases}$$

dove i parametri di efficienza di carica e scarica η_{carica} ed $\eta_{scarica}$ sono entrambi compresi fra 0 e 1.

Risposta di una batteria con capacità di accumulo illimitata

Una prima analisi è stata condotta simulando la risposta alle richieste del regolatore primario sopra descritto, da parte di un SdA caratterizza-

¹ Di norma, l'elettronica di gestione impone al SoC limitazioni entro un intervallo più ristretto, ad esempio tra 0,2 e 0,8, per non danneggiare la batteria. In questo lavoro, senza perdita di generalità, si trascurano tali limitazioni.

sistemi di accumulo

to da una potenza nominale P_n e da una capacità di accumulo illimitata, ossia in grado di fornire sempre la potenza richiesta dal regolatore: $P_{rete} = P_{reg}$.

Nel periodo di osservazione di sette settimane, la risposta del regolatore è stata valutata in termini di potenza ed energia scambiate e durata degli interventi di regolazione. La **tabella 3** e i grafici di **figura 5** e **figura 6** riportano una sintesi delle caratteristiche della risposta rilevata. Dall'analisi risulta che oltre il 90% degli interventi di regolazione rilevati ha una durata inferiore ai 30 s. Gli interventi di durata inferiore a 15 min

(intervallo entro il quale i gruppi convenzionali sono tenuti a garantire il servizio di regolazione primaria, in accordo con le prescrizioni del Codice di Rete [5]) sono oltre il 99,9% del totale.

Le energie riportate nelle figure sono normalizzate rispetto alla potenza nominale del SdA. I risultati si possono quindi particolarizzare a qualunque valore di P_n (per esempio, un'energia di $1 P_n h$ corrisponde a 1 MWh per una batteria con $P_n = 1$ MW, a 2 MWh se $P_n = 2$ MW, ecc.). Oltre il 99% degli interventi di regolazione ha una richiesta di energia inferiore a $0,01 P_n h$ per singolo intervento.

Tabella 3 Analisi delle richieste del regolatore primario, rilevate nelle sette settimane

RICHIESTA	FREQUENZA	DURATA CUMULATA	VALOR MEDIO DELLA FREQUENZA FUORI BANDA MORTA	POTENZA MEDIA IN REGOLAZIONE	ENERGIA RICHIESTA CUMULATA
Assorbimento	$\Delta f > 20$ mHz	18,21%	50,0333 Hz	0,166 P_n	34,66 $P_n h$
Erogazione	$\Delta f < -20$ mHz	16,45%	49,9673 Hz	-0,159 P_n	-30,05 $P_n h$
Totale Assorbimento + Erogazione	$ \Delta f > 20$ mHz	34,66%	-	-	4,61 $P_n h$

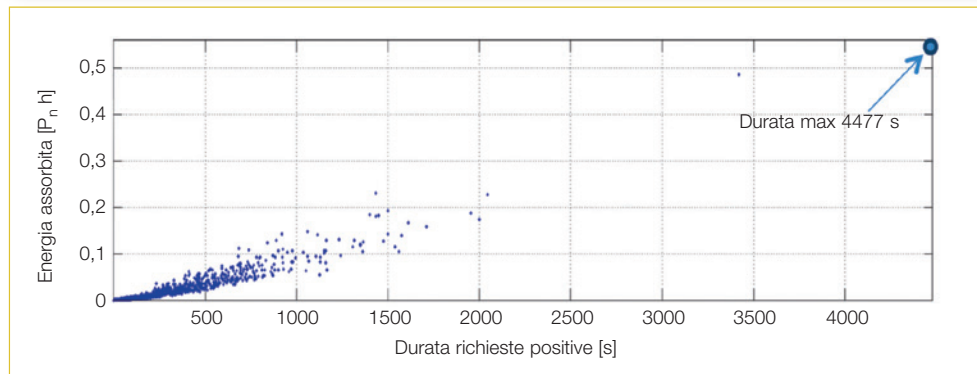


Figura 5 Energia e durata delle richieste positive (assorbimento dalla rete).

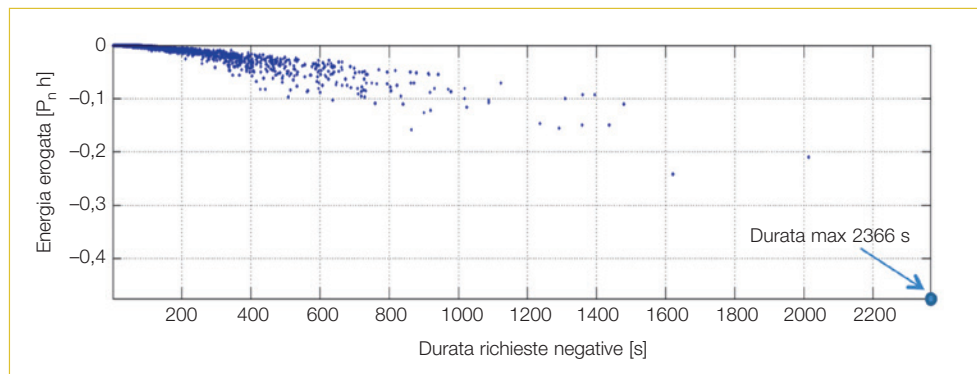


Figura 6 Energia e durata delle richieste negative (erogazione in rete).

sistemi di accumulo

Si osserva che, nella serie temporale di sette settimane considerata, nel bilancio fra l'energia richiesta in erogazione e in assorbimento prevale l'assorbimento. Infatti, l'intervallo cumulato di sovralfrequenza superiore alla banda morta è maggiore di quello corrispondente in sottofrequenza; inoltre il valor medio degli scostamenti in sovralfrequenza è maggiore del valor medio di quelli in sottofrequenza (in valore assoluto). Si ricorda che questi risultati derivano dall'applicazione della serie di frequenza misurata alla caratteristica frequenza-potenza implementata dal regolatore: non si tiene conto in questa fase né della capacità limitata del SdA, né delle perdite di conversione.

Risposta di una batteria con capacità di accumulo limitata

Si prende ora in esame il comportamento di una batteria caratterizzata da capacità di accumulo limitata. In questo caso è possibile che la batteria non sia in grado di eseguire le richieste del regolatore: in particolare, può accadere che la batteria sia completamente carica (SoC = 1) e quindi non sia in grado di assorbire potenza, oppure che sia completamente scarica (SoC = 0) e quindi non sia in grado di erogare potenza. La tendenza a scaricarsi, inoltre, è accentuata dalle perdite.

Per permettere al SdA di erogare efficacemente il servizio di regolazione, si introducono strategie di gestione del SoC che prevedono il "ripristino" dello stato di carica a livelli opportuni, da mettere in atto quando non è richiesto il servizio di regolazione. Gli interventi di ripristino introducono uno sbilanciamento nel sistema, tuttavia sono finalizzati a incrementare la disponibilità ad effettuare regolazione quando il sistema ne ha bisogno.

Strategie di controllo dello stato di carica

Sono presentate le seguenti tre strategie [7]:

- S1: *regolazione senza controllo del SoC*. La batteria eroga/assorbe potenza, in base alla caratteristica del regolatore primario, per valori di frequenza al di fuori della banda morta del regolatore. Non sono applicate strategie per la gestione ottimale del SoC;
- S2: *controllo con ripristino del SoC al 100%*. La batteria eroga/assorbe potenza in regolazione come in S1; inoltre, quando la frequenza si trova entro la banda morta, il sistema di controllo del SdA comanda un assorbimento di potenza dalla rete (in misura di una percentuale

della P_n) in modo da riportare il valore di SoC al suo valore massimo (ripristino del SoC);

- S3: *controllo con ripristino dello stato di carica in una banda ottimale*. La batteria eroga/assorbe potenza in regolazione come in S1; inoltre, quando la frequenza si trova entro la banda morta, il sistema di controllo del SdA comanda uno scambio di potenza con la rete (in misura di una percentuale della P_n) per riportare il SoC entro un intervallo di riferimento (target) delimitato da opportuni valori SoC_{tgtmin} , SoC_{tgtmax} con $SoC_{tgtmin} < SoC_{tgtmax}$. Non prevedendo alcuna logica di controllo del SoC, la strategia S1 non è adeguata per garantire la regolazione in sottofrequenza: infatti il SoC tende a ridursi, per cicli di regolazione simmetrici, a causa delle perdite. Può risultare soddisfacente solo se i disturbi di sovralfrequenza prevalgono su quelli di sottofrequenza.

La strategia S2 ha come obiettivo primario di garantire la regolazione in sottofrequenza, puntando a ricaricare completamente la batteria nei periodi in cui la frequenza assume valori normali. Essa però non è ottimale rispetto ai disturbi di sovralfrequenza, a causa della saturazione dell'accumulo al valore di massima carica.

La strategia S3, infine, persegue una logica di compromesso fra le precedenti, cercando di garantire margini di regolazione sia a salire, sia a scendere². I valori limite dell'intervallo di riferimento SoC_{tgtmin} , SoC_{tgtmax} sono scelti con l'obiettivo di minimizzare i periodi in cui la batteria si trova completamente piena o vuota, sulla base dell'analisi di serie storiche della frequenza.

La risposta alla richiesta del regolatore di erogare il servizio è stata valutata in termini di potenze ed energie assorbite ed erogate, di corrispondente variazione del SoC e di numero di cicli eseguiti in carica e scarica nel periodo considerato. Il numero equivalente di cicli di carica e scarica, rispettivamente NC_{carica} e $NC_{scarica}$, è definito come

$$\begin{cases} NC_{carica} = \frac{E_{SdA,carica}}{(SoC_{max} - SoC_{min}) \cdot E_n} \\ NC_{scarica} = \frac{E_{SdA,scarica}}{(SoC_{max} - SoC_{min}) \cdot E_n} \end{cases}$$

² Nell'ipotesi di una diffusione significativa di questo tipo di applicazione da parte di SdA, può essere opportuno introdurre una modifica delle logiche di ripristino nelle strategie S2 e S3, per ridurre i possibili impatti negativi sul sistema.

sistemi di accumulo

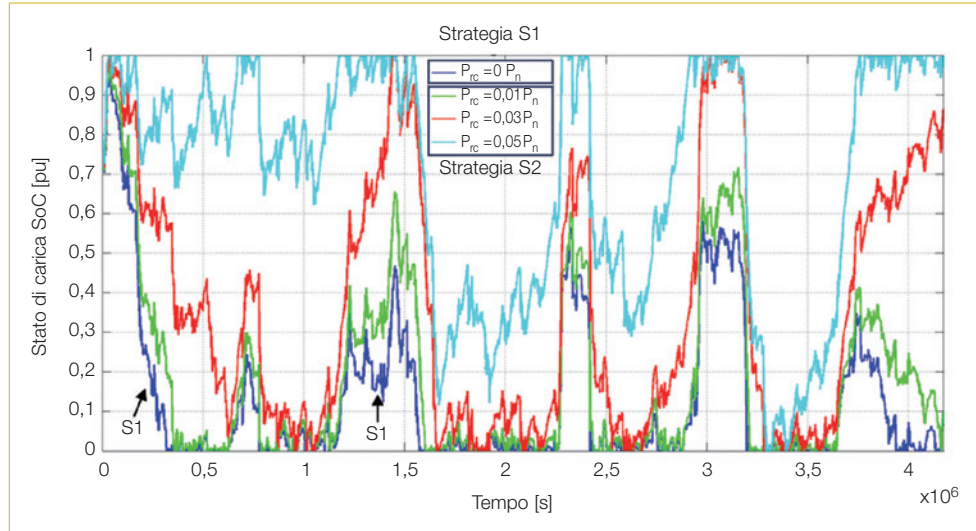


Figura 7 Andamento dello stato di carica della batteria nelle sette settimane di esercizio utilizzando le strategie di controllo S1 (curva blu) ed S2 (curve di altri colori per diversi valori di potenza di ricarica), con efficienza 0,7.

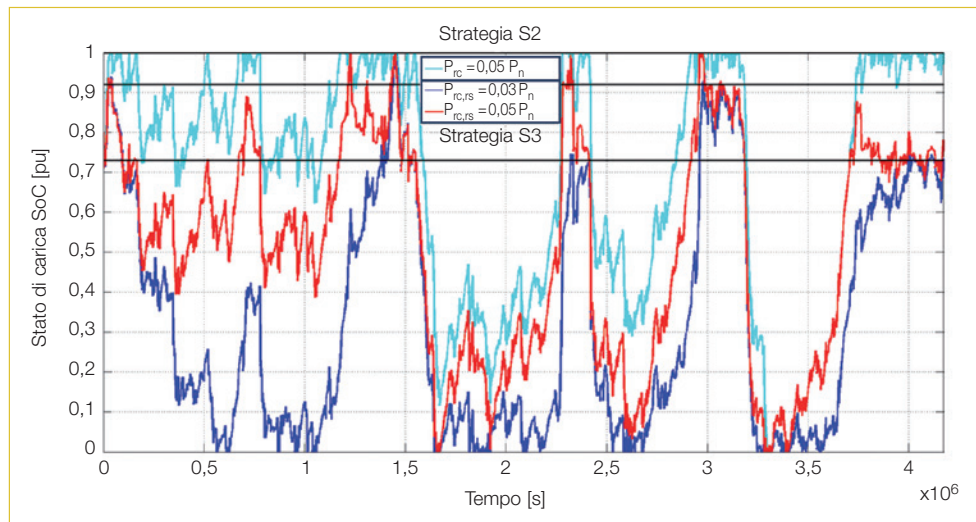


Figura 8 Andamento dello stato di carica della batteria nelle sette settimane di esercizio utilizzando la strategia di controllo S3 (curve rossa e blu per diversi valori di potenza di ricarica), con efficienza 0,7. Si riporta anche, per confronto, il risultato della strategia S2 (curva celeste).

ove

- SoC_{\min} e SoC_{\max} sono rispettivamente i valori minimo e massimo assoluti raggiunti dallo stato di carica durante l'intero periodo di osservazione;
- E_n è il valore nominale dell'energia contenuta del SdA;
- $E_{SdA,carica}$ e $E_{SdA,scarica}$ sono le energie rispettivamente assorbite ed erogate complessivamente dal SdA.

Le **figure 7** e **8** mostrano gli andamenti nel tempo del SoC con le tre strategie. I parametri

adottati sono quelli di tabella 2; il rendimento è assunto pari a 0,7 per le strategie S1 ed S2, sia in carica sia in scarica (valore basso, per enfatizzare l'effetto di scarica).

Come si può osservare (figura 7), con la strategia S1 si incorre spesso in una situazione di batteria scarica, con conseguente impossibilità di regolare in sottofrequenza. Con la strategia S2 questo rischio è evitato, per valori non troppo bassi di potenza di ricarica in ripristino. Se la potenza di ripristino è elevata, tuttavia ($P_{rc} = 5\% P_n$), si incorre spesso nella saturazione della

sistemi di accumulo

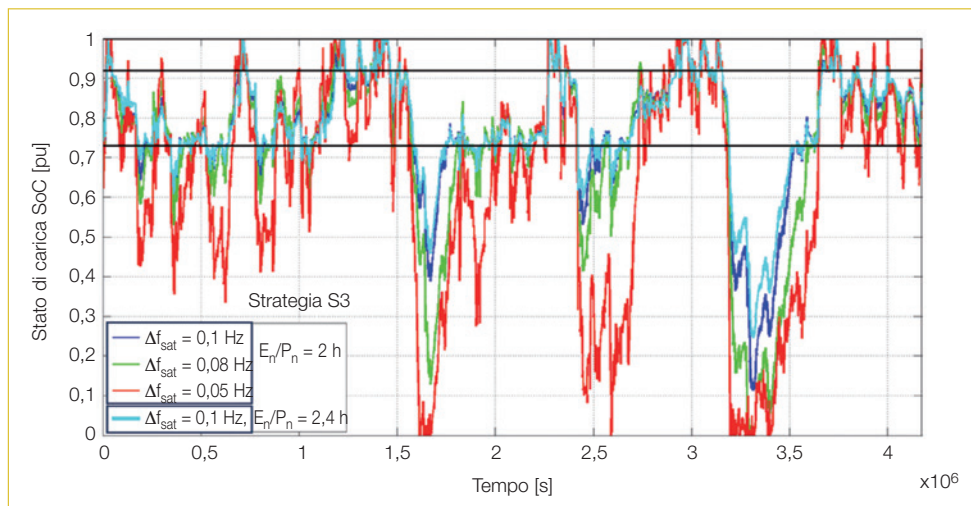


Figura 9 Andamento dello stato di carica nella batteria nelle sette settimane di esercizio utilizzando la strategia di controllo S3, con efficienza 0,9 (carica e scarica) e con diversi valori di frequenza alla saturazione.

batteria alla massima carica, con conseguente impossibilità a regolare in sovralfrequenza. Il valore $P_{rc} = 3\% P_n$ (curva rossa) appare come un buon compromesso.

Introducendo la strategia S3 (figura 8), è possibile invece attuare una ottimizzazione del SoC, riducendo gli intervalli di saturazione al massimo o al minimo dello stato di carica. In questo caso, il valore di $P_{rc} = 5\% P_n$ è più adeguato di $P_{rc} = 3\% P_n$, in quanto permette di mantenere il SoC lontano dagli estremi in quasi tutto il periodo considerato.

Analisi di sensitività

L'analisi della strategia S3 è stata ripetuta, per diversi valori di deviazione di frequenza entro cui rilasciare tutta la potenza regolante ($\pm \Delta f_{sat}$); l'efficienza è stata posta al valore realistico di 0,9 (in carica e scarica). Gli altri parametri sono come nella tabella 2. L'andamento del SoC è riportato nella **figura 9**. Al diminuire di Δf_{sat} , il guadagno di regolazione è via via più elevato: si riduce infatti il valore di escursione di frequenza per il quale è erogato l'intero contributo di potenza in regolazione. A parità di perturbazione, quindi, la potenza scambiata dal SdA è maggiore: il SdA è sollecitato di più e le escursioni del SoC si fanno più ampie. Ciò ha impatto sia sulle energie scambiate (sia in regolazione sia in ripristino), sia sul numero di cicli di carica/scarica.

La figura 9 mostra anche un caso di SdA con capacità più elevata, in cui E_r/P_n è posto pari a 2,4 h. Il confronto con la curva corrispondente in cui $E_r/P_n = 2$ h evidenzia la maggiore stabi-

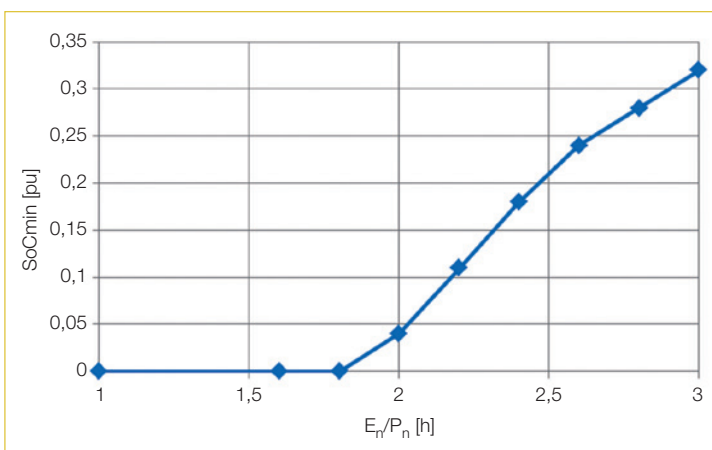


Figura 10 Valore minimo di SoC raggiunto con la strategia di controllo S3 in funzione del rapporto E_r/P_n , a parità degli altri parametri.

lità del SoC. Per evitare che la batteria si saturi ($SoC = 0$ o $SoC = 1$), a parità di P_n e dei parametri del regolatore e della strategia, occorre agire su questo parametro di dimensionamento (**figura 10**).

La **tabella 4** riporta una sintesi dei risultati salienti per diversi valori dei parametri del regolatore: in particolare, rispetto al "caso base" definito dall'insieme dei valori dei parametri riportati in tabella 2, oltre alla Δf_{sat} è variata l'ampiezza della banda morta. Per questa valgono considerazioni simili a quelle presentate per la Δf_{sat} : una banda morta più piccola fa intervenire prima il controllo, rende più "reattivo" il SdA con conseguente maggiore energia scambiata con la rete e più numerosi cicli di carica e scarica.

systemi di accumulo

Tabella 4 Analisi di sensitività al variare dei parametri del regolatore, con strategia di controllo S3

	CASO BASE	VARIANTE				
		1	2	3	4	5
PARAMETRI						
Deviazione di frequenza per cui si raggiunge la saturazione $\pm P_{sat}$ della richiesta di potenza ($\pm \Delta f_{sat}$) [Hz]	$\pm 0,1$	$\pm 0,2$	$\pm 0,05$	$\pm 0,08$	$\pm 0,1$	$\pm 0,2$
Banda di insensibilità ($\pm \Delta f_{db}$) [Hz]	$\pm 0,02$	$\pm 0,02$	$\pm 0,02$	$\pm 0,02$	$\pm 0,01$	$\pm 0,01$
RISULTATI						
Energia assorbita in regolazione per sovralfrequenza [P_n h]	32,66	15,58	74,51	42,11	60,06	29,21
Energia erogata in regolazione per sottofrequenza [P_n h]	-30,53	-13,59	-68,07	-39,68	-53,70	-27,22
Mancato assorbimento di energia in regolazione per sovralfrequenza [P_n h]	2,55	0,07	11,75	4,66	3,77	1,03
Mancata erogazione di energia in regolazione per sottofrequenza [P_n h]	0,00	0,00	-5,53	-0,70	-3,70	0,00
Energia erogata in ripristino [P_n h]	-2,79	-1,10	-3,17	-3,07	-1,00	-1,26
Energia assorbita in ripristino [P_n h]	13,12	4,71	23,43	16,67	14,81	9,83
SoC_{min}	0,04	0,60	0	0	0	0,16
SoC_{max}	1	1	1	1	1	1
NC_{carica}	19,28	20,79	39,67	23,81	30,32	18,72
$NC_{scarica}$	-19,24	-20,65	-39,58	-23,75	-30,39	-18,73

Valutazione economica del servizio di regolazione primaria reso dalla batteria

Con riferimento alla “configurazione base” descritta in precedenza, ossia adottando i parametri di tabella 2 e la strategia S3 per il controllo dello stato di carica, è stata effettuata una valutazione economica del servizio di regolazione primaria di frequenza. Se i parametri di dimensionamento e di controllo del SdA determinano le energie scambiate con la rete, è la modalità di remunerazione del servizio di regolazione a deciderne la redditività. In assenza di una regolamentazione specifica applicabile ai SdA, sono state effettuate opportune assunzioni.

1. Costi e ricavi in regolazione

I costi ed i ricavi derivanti dall'erogazione del servizio di rete da parte della batteria sono stati valorizzati sulla base delle indicazioni conte-

nute nella Deliberazione n. 231/2013/R/eel della AEEGSI e nella nota informativa di Terna [8] sui prezzi applicati per la remunerazione del servizio nel periodo Aprile-Dicembre 2014 relativa ad impianti rilevanti convenzionali abilitati alla regolazione. In particolare si è assunto come riferimento

□ per il contributo a *salire* (regolazione in sottofrequenza), il prezzo zonale di vendita registrato sul Mercato del Giorno Prima (MGP)³ aumentato di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra due valori:

- il prezzo medio ponderato (p_1) delle offerte accettate per la regolazione secondaria a *salire* sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), pari a 141,44 €/MWh nell'anno 2013;

³ I prezzi zonali di vendita sul MGP sono disponibili sul sito del GME (www.mercatoelettrico.org).

sistemi di accumulo

- la media (p_2) dei prezzi zionali di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a salire nelle relative zone, pari a 62,18 €/MWh nell'anno 2013;
- per il contributo *a scendere* (regolazione in sovralfrequenza), il prezzo zonale di vendita registrato sul MGP, ridotto di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra due valori:
- la media (p_3) dei prezzi zionali di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a scendere nelle relative zone, pari a 72,27 €/MWh nell'anno 2013;
 - il prezzo medio ponderato (p_4) delle offerte accettate per la regolazione secondaria a scendere sul MSD, pari a 16,04 €/MWh nell'anno 2013.

2. Costi e ricavi per l'energia di ripristino

L'energia scambiata in ripristino dello stato di carica è stata valorizzata al pari degli sbilanciamenti di unità non abilitate, come specificato nella Deliberazione n. 111/06:

- in caso di *sbilanciamento aggregato zonale positivo*, si assume il valore *minimo* orario tra
- il prezzo medio delle offerte di acquisto accettate nel MSD⁴ ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona di appartenenza del punto di dispacciamento considerato;
 - il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui si trova il punto di dispacciamento;
- in caso di *sbilanciamento aggregato zonale negativo*, si assume il valore *massimo* orario tra
- il prezzo medio delle offerte di vendita accettate nel MSD ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona di appartenenza del punto di dispacciamento considerato;
 - il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui si trova il punto di dispacciamento.

La stima di ricavi e costi è stata condotta riferendosi a due zone di mercato particolarmente

⁴ I prezzi medi MSD a salire e a scendere e gli sbilanciamenti aggregati zionali sono pubblicati da Terna (www.terna.it).

Tabella 5 Stima dei ricavi e costi per il servizio di regolazione primaria fornito dalla batteria nelle aree di mercato Nord e Sicilia nelle sette settimane analizzate

PREZZI APPLICATI [EURO/MWh]	NORD	SICILIA
p_1 (prezzo medio MSD 2013 della regolazione secondaria a salire)	141,44	
p_2 (prezzo medio MGP 2013 pesato su regolazione secondaria a salire)	62,18	
Correzione oraria al prezzo MGP per contributo alla regolazione primaria <i>in erogazione</i>	39,63	
p_3 (prezzo medio MGP 2013 pesato su regolazione secondaria a scendere)	72,27	
p_4 (prezzo medio MSD 2013 della regolazione secondaria a scendere)	16,04	
Correzione oraria al prezzo MGP per contributo alla regolazione primaria <i>in assorbimento</i>	-28,115	
RICAVI (+) E COSTI (-) CON BATTERIA IDEALE [EURO]	NORD	SICILIA
Servizio di regolazione per sovralfrequenza - assorbimento	-2343,59	-5248,86
Servizio di regolazione per sottofrequenza - erogazione	+6268,61	+8846,04
Totale ricavi	+3925,02	+3597,18
RICAVI (+) E COSTI (-) CON BATTERIA REALE [EURO]	NORD	SICILIA
Servizio di regolazione per sovralfrequenza - assorbimento	-2226,0	-4963,86
Servizio di regolazione per sottofrequenza - erogazione	+6268,61	+8846,04
Mancato costo per saturazione SoC a 100%	117,58	285,0
Mancato ricavo per saturazione SoC a 0%	0	0
Ricavo per erogazione in ripristino	+229,13	+481,91
Costo per assorbimento in ripristino	-1531,49	-2179,58
Totale profitto	+2740,23	+2184,50

significative del sistema Italia, la zona Nord e la zona Sicilia (**tabella 5**). Quest'ultima è storicamente caratterizzata da prezzi dell'energia più elevati di quelli delle altre zone di mercato, a causa dell'attuale limitata capacità di interconnessione con la rete continentale. Con l'entrata in servizio del nuovo collegamento Rizziconi-Sorgente prevista per il 2015, è atteso un riallineamento dei prezzi siciliani a quelli del resto della penisola, così come avvenuto per la Sardegna con l'entrata in servizio del collegamento SA.PE.I.

sistemi di accumulo

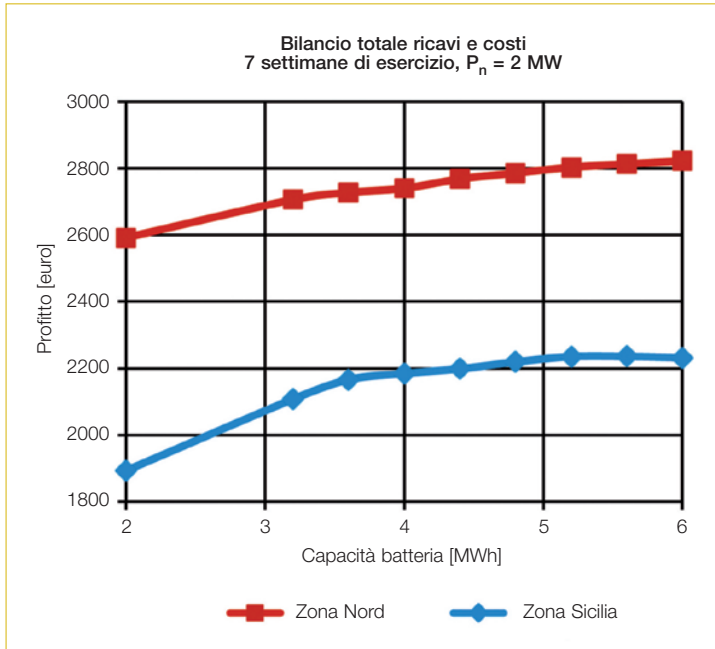


Figura 11 Valutazione della remunerazione di un SdA dedicato alla regolazione primaria, per le due zone di mercato del sistema elettrico italiano considerate, in funzione della capacità del sistema di accumulo.

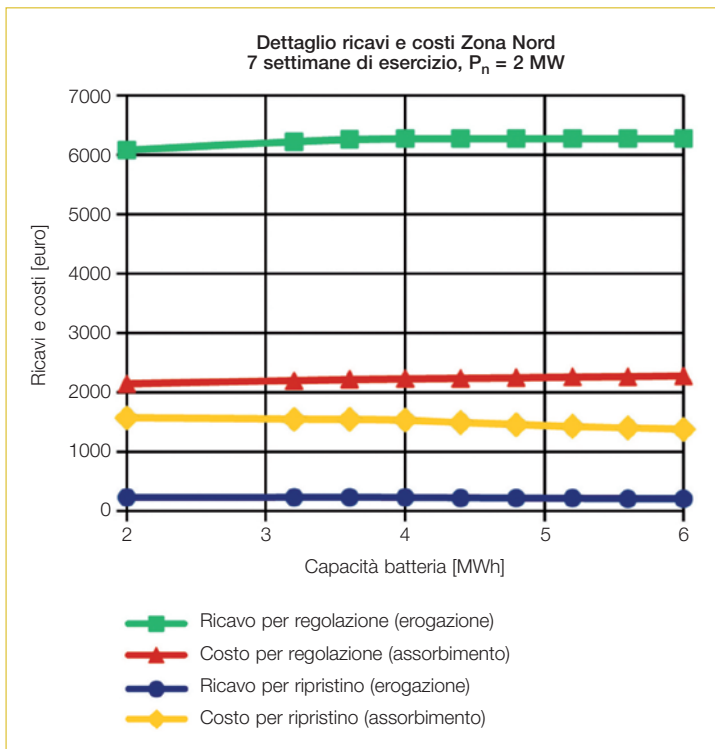


Figura 12 Valutazione della remunerazione di un SdA dedicato alla regolazione primaria, collocato nella zona di mercato Nord del sistema elettrico italiano, in funzione della capacità del sistema di accumulo: dettaglio di costi e ricavi.

Poiché le zone Nord e Sicilia sono di norma elettricamente interconnesse⁵, esse hanno la stessa frequenza e quindi le stesse esigenze di regolazione. Nelle sette settimane di misure analizzate, come appare dalla tabella 3, la batteria avrebbe ricevuto una richiesta di erogare 61 MWh e di assorbire 70 MWh (con un assorbimento effettivo, come appare dalla tabella 4, pari a 65 MWh, inferiore del 7,2% a quello richiesto, a causa della sopraggiunta saturazione della capacità di accumulo della batteria avvenuta nello 0,67% del tempo). Durante i periodi di frequenza normale, inoltre, la batteria avrebbe scambiato energia con la rete per ripristinare lo stato di carica, vendendo energia per 6 MWh e acquistandone per 26 MWh.

I risultati economici sintetizzati nella tabella 5 mostrano una maggiore profittabilità di esercizio della batteria nella zona Nord: la batteria installata nella zona Nord avrebbe complessivamente guadagnato 2.740 € (4.040 € di ricavi netti per l'erogazione del servizio, decurtati del costo netto per le fasi di ripristino), mentre nella zona Sicilia il profitto sarebbe stato pari a 2.180 € (3.880 € di ricavi in regolazione, decurtati anch'essi del costo del ripristino). Infatti, nonostante la remunerazione del servizio di regolazione primaria sia mediamente maggiore nella zona Sicilia rispetto alla zona Nord, così come quella per la vendita di energia legata al ripristino dello stato di carica, i costi orari unitari per l'acquisto di energia sono maggiori in Sicilia. Inoltre, i maggiori ricavi sono realizzati con il servizio di regolazione in sottofrequenza, ossia con erogazione della potenza verso la rete, soprattutto nella zona Sicilia. Tale comportamento della batteria si riflette conseguentemente anche sul ciclo di ricarica che evidentemente comporta una maggiore spesa per acquistare l'energia sul mercato nelle fasi di regolazione per sovralfrequenza e di ripristino in assorbimento.

Assumendo che le sette settimane considerate siano sufficientemente rappresentative degli andamenti tipici della frequenza di rete e della conseguente richiesta di regolazione primaria, estrapolando i profitti sopra citati ad un periodo annuale si otterrebbero valori dell'ordine di 20,7 k€/anno per la zona Nord e di 16,5 k€/anno per la zona Sicilia.

Anche per costi e ricavi è stata svolta un'analisi di sensitività, analoga a quella per i flussi energetici, a partire dal caso base appena esaminato. Nei grafici delle **figure 11, 12 e 13**

⁵ Solo in alcuni casi la Sicilia viene disconnessa, costituendo così un'isola di frequenza.

sistemi di accumulo

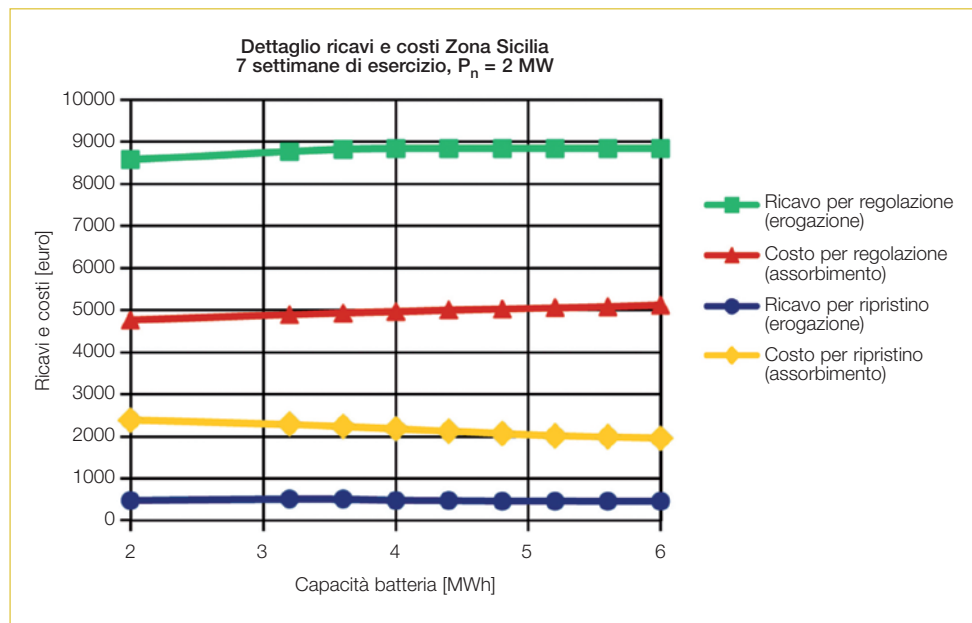


Figura 13 Valutazione della remunerazione di un SdA dedicato alla regolazione primaria, collocato nella zona di mercato Sicilia del sistema elettrico italiano, in funzione della capacità del sistema di accumulo: dettaglio di costi e ricavi.

sono mostrati, in particolare, i risultati delle valutazioni svolte per valori del rapporto energia nominale/potenza nominale (E_n/P_n) compresi fra 1 e 3 h, per un SdA di potenza nominale pari a 2 MW. Si osserva che il caso base è caratterizzato da un rapporto energia/potenza pari a 2 h (capacità pari a 4 MWh), valore tipico delle batterie agli ioni di litio.

Conclusioni

I risultati presentati nell'articolo sono stati ottenuti ipotizzando di applicare, al caso di SdA completamente asserviti al servizio di regolazione primaria, la Deliberazione 231 per quantificare la remunerazione del servizio e la regolamentazione 111/06 per valorizzare gli sbilanciamenti introdotti dal SdA nelle fasi di ripristino. I valori di profitto calcolati impongono alcune riflessioni circa l'adeguatezza della 231, pensata per i generatori convenzionali, al caso dei SdA elettrochimici. Se già fra gli operatori dei generatori convenzionali è diffusa la convinzione che questo servizio non sia remunerativo, la prospettiva per i SdA sarebbe ancora meno interessante: infatti, i profitti stimati sono evidentemente ben lontani dal coprire i costi di investimento della batteria.

Pertanto, qualora il contributo alla regolazione primaria fosse ritenuto necessario per la

sicurezza del sistema elettrico, i SdA che forniscono tale servizio dovrebbero godere di un diverso schema di remunerazione rispetto a quello oggi previsto per gli impianti di generazione, per esempio una remunerazione basata sulla capacità.

Occorre sottolineare inoltre che la disponibilità del servizio di regolazione fornito da un SdA ad esso completamente dedicato sarebbe superiore rispetto a quella normalmente garantita da un impianto di generazione convenzionale, che partecipa alla regolazione primaria solo quando è in produzione. D'altra parte il contributo energetico dei SdA è limitato, mentre si dispone idealmente per un tempo indefinito dei gruppi convenzionali. Si può richiamare che altri Paesi hanno adottato schemi diversi di remunerazione del servizio di regolazione primaria, per esempio in Germania è pagata la capacità, con prezzi che si aggirano anche intorno a 4.000 €/MW/settimana per tutti i generatori [6].

In ogni caso, queste considerazioni sono solo un primo passo verso valutazioni costi-benefici più approfondite. Occorre, tra l'altro, considerare l'invecchiamento della batteria nel fornire il servizio di regolazione (fattore non trascurabile per la particolare dinamica di carica/scarica in questa situazione), l'evoluzione dei prezzi di mercato, possibili evoluzioni del quadro regolatorio sulla regolazione

sistemi di accumulo

primaria (che potrebbero indurre gli operatori ad aumentare la disponibilità di riserva di regolazione e quindi ridurre i margini di profittabilità associati a questo servizio).

È da tenere presente, infine, che il SdA si presta all'erogazione di più servizi: in un assetto regolatorio che lo consentisse, il SdA po-

trebbe quindi ricevere ulteriori remunerazioni. Ogni nuovo servizio, tuttavia, penalizza gli altri, in quanto la potenza e l'energia del SdA, da assegnare ai diversi servizi, sono limitati. In generale, un'effettiva adozione dei sistemi di accumulo per i servizi di rete passa per una decisa riduzione dei costi di queste tecnologie.

bibliografia

[1] *L'accumulo di energia elettrica*. Collana RSE View, Il Melograno, 2011.

[2] http://www.terna.it/default/Home/AZIENDA/chi_siamo/Terna_Storage.aspx

[3] http://www.enel.it/it-IT/reti/enel_distribuzione/qualita/progetti_smart_grids/isernia.aspx

[4] *Initial Findings Report - Deterministic frequency deviations - 2-nd stage impact analysis*. ENTSO-E/Eurelectric, 3 dicembre 2012, www.entsoe.eu

[5] **Terna**: *Codice di Rete*. Allegato A15, www.terna.it

[6] https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public?result=&index=VNcdng9Sb-ERB9j_QZf_rQ%3D%3D

[7] **Oudalov A., Chartouni D., Ohler C.**: *Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control*. IEEE Tr. on Power Systems, Vol. 22, n. 3, August 2007.

[8] **Terna**: *Avvio del meccanismo di remunerazione della regolazione primaria di frequenza*. Nota informativa, <http://www.terna.it/>, 15 aprile 2014.

FABIO ZANELLINI

ANIE ENERGIA

Presidente della Commissione Tecnica
con delega agli Affari Regulatori

Ho conosciuto Massimo Gallanti nel 2000 quando, appena laureato e all'inizio del corso di Dottorato in Ingegneria Elettrica, ho iniziato – o meglio continuato – a collaborare con il CESI. Pur non lavorando sugli stessi temi (all'epoca lui più attivo sui mercati energetici e sulla liberalizzazione e io sulla pianificazione ed esercizio dei sistemi elettrici), abbiamo avuto molteplici occasioni di confronto, impreziosite dalla sua competenza e pazienza nello spiegarmi i risvolti di mercato di aspetti che trattavo da un punto di vista strettamente tecnico e normativo. Col passare degli anni la collaborazione si è intensificata, in particolare in ambito AEIT e ANIE. Nel primo caso, l'occasione per lavorare con Massimo era rappresentata dal Comitato di Redazione della rivista *L'Energia Elettrica*: sotto la sua direzione la rivista ha accresciuto il ruolo di osservatorio privilegiato sul settore elettrico e di strumento di confronto tra gli operatori. Il ricordo della passione e della competenza che Massimo trasmetteva durante le riunioni, assieme alla possibilità di discutere liberamente dei vari temi, costituiscono una parte importante della mia motivazione nella partecipazione ad AEIT.

In ambito ANIE, iniziai a collaborare con Massimo nel 2013, quando mi fu affidata la responsabilità della Commissione Tecnica del nuovo gruppo Sistemi di Accumulo, costituito dall'associazione ANIE ENERGIA. Erano i primi momenti in cui si prospettava come interessante l'impiego dell'accumulo elettrochimico per scopi di gestione dell'energia e fu subito chiaro che il tema non poteva essere efficacemente trattato solo dal punto di vista tecnologico, ma che era necessario un adeguato supporto di mercato. Ne parlai con Massimo e assieme ai colleghi di RSE e ANIE decidemmo di concretizzare i nostri sforzi in un documento che esaminasse le prospettive tecnico-economiche di alcune applicazioni concrete dei sistemi di accumulo (SdA) elettrochimico. Fu così che nacque il *Libro Bianco sui sistemi di accumulo*, che nella sua prima versione, presentata nel marzo 2015, si è occupato di vari temi, tra cui la possibilità che un SdA eroghi il servizio di regolazione primaria della frequenza, da solo o in sinergia con altri impianti. Tale servizio è oggi erogato di norma dalle unità di produzione convenzionali rilevanti di grosse dimensioni che riservano a tale proposito una quota della loro potenza nominale (1,5% nel continente e 10% in Sardegna e in Sicilia quando quest'ultima è separata dalla rete continentale).

Il servizio è obbligatorio e oggetto di remunerazione, su base volontaria, secondo l'energia di regolazione effettivamente fornita, in accordo alla delibera 231/2013 di ARERA. La progressiva diminuzione delle unità di produzione convenzionali a favore di quelle FRNP, che hanno priorità di dispacciamento, riduce la potenza regolante disponibile, ma esiste un valore minimo di riserva di capacità per regolazione primaria che deve essere garantito al sistema elettrico. Si è così ipotizzato che la corrispondente banda di regolazione sia fornita da SdA completamente dedicati a tale scopo, arrivando a dimostrare che, con l'attuale schema di remunerazione del servizio di regolazione primaria, i ricavi realizzati dalla batteria sono ben lontani dal coprire i suoi costi di investimento.

Tale risultato si mantiene valido anche rispetto alla riduzione dei costi dello *storage* intercorsi fino ad oggi. Pertanto, qualora il contributo dei SdA alla regolazione primaria fosse ritenuto necessario per la sicurezza del sistema in quanto quello della generazione convenzionale non è più sufficiente, andrebbe individuato un differente schema di remunerazione rispetto a quello oggi in vigore per gli impianti di generazione.

Ad esempio, si potrebbe pensare di partecipare alla piattaforma continentale di allocazione della *Frequency Containment Reserve (FCR)*, basata su una remunerazione in capacità mediante aste al ribasso. A conclusioni molto diverse si è giunti valutando l'ipotesi di integrare un'unità termoelettrica alimentata a carbone con un SdA elettrochimico dimensionato per soddisfare l'obbligo di riserva primaria per la regolazione di frequenza. La presenza del SdA consentirebbe di offrire sul mercato una quota aggiuntiva di producibilità, altrimenti riservata al servizio di regolazione della frequenza di rete e tanto più remunerativa quanto più l'impianto è *base load*. La valutazione è stata eseguita su un moderno gruppo termoelettrico da 660 MW e su reali dati di mercato su un periodo di un anno, considerando un SdA da 10 MW/10 MWh, con un investimento stimato di 12 milioni di euro. La valutazione ha riguardato la quantità di energia che, in aggiunta a quella effettivamente venduta, sarebbe stata prodotta e venduta nel caso in cui la riserva primaria fosse stata garantita non già da una banda di potenza pari a 1,5% della potenza nominale (limitando così la potenza massima che l'impianto è in grado di produrre) ma mediante un SdA. Sono stati detratti gli autoconsumi e le perdite energetiche associabili al sistema di accumulo.

Ne deriva un "potenziale maggiore ricavo" di 3,1 milioni di euro e, considerando i citati costi marginali di produzione e quelli associati all'autoconsumo del sistema di accumulo, si determina un "potenziale maggiore guadagno" pari a 1,7 milioni di euro che consente di ripagare l'investimento in 7 anni; dopo tale periodo, il sistema di accumulo può godere di un residuo margine di vita utile, durante il quale generare profitto.

L'interesse suscitato dal *Libro Bianco sugli accumuli* in generale e, in particolare, dal caso brevemente presentato qui, è stato seguito dalla sperimentazione promossa da ARERA ed affidata per le realizzazioni pratiche a Terna, cui ha partecipato RSE. Una seconda edizione del *Libro Bianco* è stata presentata nell'aprile 2017, volendo ANIE testimoniare, ancora con il supporto di RSE, le importanti evoluzioni tecniche, normative e di mercato intervenute. Qui abbiamo ben accolto l'indicazione di Massimo a dedicare attenzione alla mobilità elettrica, immaginando il caso di un'azienda che debba caricare un certo numero di veicoli in modo rapido e in un arco di tempo limitato e decida di dotarsi di un sistema di accumulo come alternativa all'aumento della potenza contrattuale e/o alla sostituzione del trasformatore della propria cabina MT/BT. Sono stati analizzati molti casi, differenti in base al numero di veicoli da caricare e alla durata dell'intervallo in cui è possibile effettuare la ricarica. Nello scenario in cui la ricarica può essere effettuata in un arco di tempo massimo di un'ora, l'acquisto

e installazione del sistema di accumulo ha un VAN a 20 anni sempre positivo e un tempo di rientro dell'investimento di 5 anni. In generale, l'investimento è conveniente nelle situazioni in cui si ha un picco di potenza molto elevato rispetto alla potenza base e concentrato in un periodo di tempo limitato; in questo caso è possibile ridurre la taglia in energia del SdA limitandone il costo, ad esempio utilizzando tecnologie di accumulo che possano garantire buone prestazioni in potenza. Il sistema di accumulo installato per l'applicazione specifica di *peak shaving* potrebbe poi svolgere anche altre applicazioni, come ad esempio funzioni da UPS, la compensazione del reattivo, il *time shift*, o l'autoconsumo in presenza di generazione da fotovoltaico, in modo da massimizzarne lo sfruttamento e permettere di ridurre il tempo di ritorno dell'investimento nei casi in cui è risultato superiore ai 10 anni. I risultati in generale non cambiano se il SdA, anziché essere installato al punto di consegna, è rappresentato dagli stessi veicoli elettrici, la cui ricarica può essere opportunamente modulata.

L'attenzione all'accumulo ed alle sue applicazioni in tema di veicoli elettrici è solo un aspetto del più ampio interesse che ha accompagnato la mia relazione professionale con Gallanti: assieme a Massimo abbiamo affrontato il tema delle smart grid, un capitolo fondamentale della tecnologia a supporto della transizione energetica: per esempio, grazie ai suoi suggerimenti abbiamo sviluppato, a cura ANIE e RSE, assieme ad alcuni DSO e ad Agici, uno studio, presentato nel dicembre 2018, in cui sono stati descritti numerosi casi studio di applicazione di tecnologie di automazione e controllo per la gestione delle reti di distribuzione e l'integrazione della generazione diffusa.

Credo che questa breve rassegna ben rappresenti il punto di vista dei fornitori di tecnologie nel giudicare l'importanza del contributo di Massimo; la sua capacità e perizia nel supportare il mondo della tecnologia, rappresentato in ANIE, nella comprensione delle dinamiche del settore elettrico e delle sfide che derivano dalla decarbonizzazione. Credo infine che la strutturazione delle attività con ANIE, che assieme ai colleghi di RSE stiamo costruendo, costituisca il miglior modo per ricordare la figura di Massimo e per valorizzarne gli insegnamenti.

Fabio Zanellini

Postfazione

Maurizio Delfanti

Amministratore Delegato RSE

Chiudere questo volume suscita in me, come del resto in tutti coloro che qui hanno accettato di aggiungere un proprio ricordo dell'incontro con Massimo Gallanti, una folla di ricordi, e molti sentimenti di rimpianto, commozione e gratitudine.

Sentimenti resi tanto più urgenti ed acuti dalla responsabilità di guida di RSE alla quale sono stato chiamato quando Massimo, già duramente provato, avrebbe concluso nel giro di pochi mesi la sua operosa giornata terrena. Ancora fino all'estate inoltrata, è stato con noi semplicemente, utilmente ed autorevolmente interagendo con i colleghi del suo Dipartimento (cui teneva immensamente), e con tutta RSE, partecipando da remoto alle discussioni e alle riunioni del lunedì.

Vorrei anche ricordare gli anni di un lungo sodalizio di stima e di fattiva collaborazione, nato e cresciuto nella concretezza delle cose da fare (e come ha detto Stefano Besseghini, da fare bene) e riandare alla confidenza con una persona alla quale era così facile riconoscere intelligente chiarezza, cortese fermezza, energica determinazione, e capacità di ascolto e mediazione. Una persona con cui le interazioni erano facili, come testimoniano tanti passi di questo volume; forse per me erano agevoli e spontanee pure sulla base di origini geografiche (e quindi, un po' anche culturali) che ci accomunavano.

Tanti ricordi: anche se ho avuto l'onore di lavorare con Massimo in RSE solo per pochi mesi, le lezioni che ho cercato di apprendere da lui sono iniziate molto tempo prima, dalle attività intorno alla creazione del mercato dell'energia nel nostro Paese.

Forse, per racchiudere in poche righe la lezione più preziosa, direi che è la capacità sempre dimostrata da Massimo di studiare problemi complessi, estraendone una soluzione utile, e tanto semplice e lineare da essere applicabile nel mondo reale; però, semplice non voleva dire semplicistica, e non si poteva cadere in facili estremismi, e ci voleva sempre un certo rigore nel metodo.

Ecco, è questo, secondo me, il tratto che accomuna molte attività in cui Massimo si è misurato: per esempio, le analisi che hanno preceduto le scelte tra monopolio e liberalizzazione; ma anche le indagini per determinare un punto di ottimo (semprechè esista) tra generazione centralizzata e generazione distribuita. E poi ancora, più di recente, le discussioni sul servizio di dispacciamento, tra soluzioni regolate e soluzioni di mercato (con i sistemi di accumulo che si collocano con difficoltà in questo dualismo). Ma anche

in senso lato, dovendo gestire il difficile rapporto tra innovazione (parola che per un ricercatore ha un fascino insuperabile) e regolazione (parola che, per chi studia il sistema energetico, esprime pure un'attrazione fortissima).

Forse proprio il rifuggire gli estremi, cercando con infinita passione nel continuo di condizioni intermedie, per poi trovare una soluzione utile per davvero, e renderla applicabile al sistema, era il segreto della sua capacità speciale. Quella capacità che gli ha permesso di distinguersi, e di guadagnare (per sé, per il gruppo di persone che ha lavorato con lui e, in definitiva, per RSE) ruoli distintivi, come quello relativo ai piani energetici per la decarbonizzazione del prossimo decennio.

Penso che, tenendo a mente queste lezioni (e le testimonianze che si ritrovano in questo volume, che cercano di richiamare quello che Massimo ha saputo trasmettere nel suo percorso lavorativo), potremo portare avanti la Ricerca di Sistema: un insieme di conoscenze, di sensibilità, di competenze che rendano viva ogni giorno "l'importanza della cultura alla base delle decisioni".

Questo volume, che i suoi amici hanno voluto dedicargli e che tanti hanno voluto arricchire con il loro ricordo, resta un piccolo omaggio ad una persona eccezionale, e ci aiuta a ripercorrere alcune tappe di un lavoro lungimirante e prezioso, che rimane nella radice della cultura aziendale di RSE, e potrà portare nuovi frutti, se sapremo guardare a quanto ci ha insegnato.

È per questa ragione che vogliamo infine dedicare un appuntamento annuale alla memoria di Massimo Gallanti, per continuare il lavoro da lui iniziato con la stessa dedizione e lo stesso entusiasmo verso il bene comune.

Maurizio Delfanti

Bibliografia

- Borgarello M., **Gallanti M.**, Governatori M., Mottarelli S. (2012). *Uno scenario energetico nazionale al 2020 per conseguire gli obiettivi europei*. L'Energia Elettrica, vol. 89: 67-75.
- Lanati F., Gelmini A., Benini M., **Gallanti M.** (2015). *A methodology to assess the impact of 2030 EU climate and energy targets on the national power systems: the Italian case*. In 2015, 12th International Conference on the European Energy Market (EEM) Lisbon, pp. 1-5. IEEE 2/15. ISBN 978-1-4673-6692-2
- Gallanti M.**, Manzoni G. (2002). *Il modello di mercato elettrico italiano*. L'Energia Elettrica, vol. 79: 13-23.
- Gallanti M.**, Lucarella D. (2003). *La remunerazione della capacità di produzione nel mercato elettrico liberalizzato*. L'Energia Elettrica, vol. 80: 25-40.
- Benini M., **Gallanti M.**, Grattieri W., Maggiore S. (2011). *Impatto della tariffa bioraria sui consumi dei clienti domestici in regime di maggior tutela*. L'Energia Elettrica, vol. 88: 49-60.
- Maggiore S., **Gallanti M.** (2016). *Analisi della bolletta elettrica di un'abitazione con impianto fotovoltaico e nuove tariffe domestiche*. L'Energia Elettrica, vol. 93: 35-50.
- Clerici A., Beccarello M., **Gallanti M.** (2010). *Energy efficiency: the Italian situation and opportunities*. Transactions World Energy Congress, Montreal, Canada, 14 pp.
- Gallanti M.**, Corsetti E., Bisci D. (2004). *MBI: a maintenance management system for high voltage transmission grids*. Cigrè, C1-105, Paris, 9 pp.
- Canevese S., Cirio D., **Gallanti M.**, Gatti A. (2019). *EV Recharge for the Supply of Balancing Services in Italy: Preliminary Techno-Economic Evaluations*. 2019 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP). Otranto, Italy, 2019, pp. 171-179. IEE 2/19 ISBN 978-1-7281-1356-2
- Benini M., Canevese S., Ciapessoni E., Cirio D., **Gallanti M.**, Gatti A., Pitto A. (2014). *Il servizio di regolazione primaria tramite batteria: valutazioni tecnico-economiche*. L'Energia Elettrica, vol. 91: 9-22.



RSE SpA - Ricerca sul Sistema Energetico - sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema. Fa parte del Gruppo GSE SpA, interamente a capitale pubblico.

RSE implementa attività congiunte con il sistema della pubblica amministrazione centrale e locale, con il sistema produttivo, nella sua più ampia articolazione, con le associazioni e i raggruppamenti delle piccole e medie imprese e le associazioni dei consumatori.

RSE promuove e favorisce lo sviluppo delle professionalità di domani promuovendo tutte le occasioni di supporto allo svolgimento di attività di formazione e divulgazione legate ai temi di ricerca svolti. L'attività di ricerca e sviluppo è realizzata per l'intera filiera elettro-energetica in un'ottica essenzialmente applicativa e sperimentale, assicurando la prosecuzione coerente delle attività di ricerca in corso e lo sviluppo di nuove iniziative, sia per linee interne sia in risposta a sollecitazioni esterne.

RSE dispone di un capitale umano che rappresenta un patrimonio unico di competenze ed esperienze, la cui difesa e sostegno rappresenta una condizione necessaria per consentire lo sviluppo di politiche di innovazione in un settore di enorme rilevanza per il Sistema Paese come quello energetico.