

Il contributo della normativa tecnica a un progresso tecnologico sostenibile

A cura di Cristina Timò – Direttore Tecnico CEI e Silvia Berri – Responsabile Comunicazione e Promozione CEI



In un mondo sempre più tecnologico e in rapida evoluzione, la linea di demarcazione tra tecnologie e categorie di prodotti nelle differenti aree non è più così netta: al giorno d'oggi le tecnologie sono sempre più interrelate e le suddivisioni sempre più sfumate; è pertanto necessario affrontare le nuove sfide in modo integrato. Efficienza energetica, mobilità sostenibile, utilizzo delle energie rinnovabili integrate nella rete di distribuzione dell'energia elettrica sono solo alcuni dei temi che necessitano di questo approccio.

E' quindi nata l'esigenza degli organismi di normazione di aggiornare il proprio modus operandi, la struttura organizzativa degli organi tecnici, le modalità di lavoro, gli strumenti elettronici per comunicare, le modalità di reperimento delle risorse economiche, i criteri di ricerca di esperti preparati sui nuovi temi.

L'approccio sistemico è uno degli strumenti metodologici fondamentali per affrontare il modo efficace le nuove sfide dato che una prescrizione, condivisibile tra esperti di un determinato componente o prodotto, può avere implicazioni non compatibili con il sistema complessivo.

In questo contesto, il CEI, in qualità di organismo normatore per l'Italia del settore elettrotecnico ed elettronico, ha appoggiato negli omologhi organismi a livello internazionale (IEC) ed europeo (CENELEC), ed è stato tra i primi enti normatori a mettere in pratica a livello nazionale, un "approccio sistemico" alle tematiche innovative, inteso come

una metodologia di lavoro per far sì che tutti i Comitati Tecnici di prodotto, che trattano di aspetti legati ad un particolare argomento, possano discutere collegialmente le implicazioni di determinate scelte, apparentemente legate solo a un componente-prodotto, sul sistema complessivo.

Nel presente dossier si illustrano alcuni dei temi affrontati con questo approccio facendo inoltre riferimento al contesto regolatorio europeo e nazionale che trae beneficio da questa attività.

Sul fronte dell'efficienza energetica le direttive europee, tra le quali la 2006/32/CE per gli usi finali dell'energia e servizi energetici, la 2002/91/CE per l'efficienza energetica negli edifici, la 2005/32/CE per la progettazione eco-compatibile dei prodotti che usano energia, recepite nell'ordinamento italiano con appositi decreti, hanno educato a considerare l'efficienza energetica dei prodotti elettrici tra i criteri fondamentali di progettazione al pari di quelli più classici come la sicurezza elettrica. Lo sviluppo normativo, tecnologico e del mercato mette a disposizione soluzioni e prodotti nuovi che devono essere consapevolmente inseriti nel contesto degli impianti elettrici.

Uno dei modi per realizzare concretamente gli obiettivi di riduzione dei gas serra entro il 2020 è quello di utilizzare estesamente e intensamente veicoli elettrici a batterie ricaricabili. Le opzioni attuali sono numerose: veicoli a due o quattro ruote di vari tipi, auto ibride, auto a batterie ricaricabili. Tutti que-

sti veicoli hanno come caratteristica comune la presenza di almeno una batteria e il fatto che questa batteria (di diversa tipologia) deve poter essere ricaricata lungo i percorsi di utilizzazione. Occorre quindi creare un'infrastruttura adeguata e ramificata per il "rifornimento" della carica elettrica ed elaborare norme tecniche per lo sviluppo, la realizzazione, l'uso e la ricarica in sicurezza delle batterie utilizzate. L'attività normativa su questo aspetto è pure intensa e di questo si tratterà nell'articolo dedicato alla e-mobility.

L'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e la loro connessione alla rete di distribuzione: una nuova frontiera per utilizzare al meglio queste tecnologie. Su questo la normativa CEI è stata di supporto a documenti legislativi, quali la Guida tecnica 82-25 con relative varianti, richiamata nel Decreto Interministeriale del 5 maggio 2011 denominato "Quarto Conto Energia", e Nota 1324 del 7 febbraio 2012 con la quale è stata emanata la nuova Guida VVF per l'installazione degli impianti fotovoltaici (FV) a servizio delle attività soggette a controllo di prevenzione incendi.

Le norme CEI 0-16 e CEI 0-21 sulle regole tecniche di connessione delle utenze attive e passive alle reti rispettivamente in media e bassa tensione sono richiamate nelle Delibere dell'Autorità per l'energia elettrica e gas ARG/elt 187/11 del 22 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 del 29 dicembre 2011 e 84/2012/R/eel dell'8 marzo 2012.

L'efficienza energetica negli impianti elettrici

La progressiva presa di coscienza del contesto energetico nazionale e planetario, assieme ai vincoli imposti dal protocollo di Kyoto, non ha potuto che condurre all'introduzione di strumenti normativi, sia legislativi che tecnici, volti all'attuazione di politiche correttive del consumo e della produzione energetica.

Già nel 2005 nel Libro Verde sull'efficienza energetica la Commissione Europea aveva delineato le opzioni e le modalità possibili per conseguire un aumento dell'efficienza energetica. Nel 2006 ha poi predisposto un piano di azione, fatto proprio dal Consiglio Europeo nella primavera del 2007, che illustra la strategia per realizzare il pieno potenziale di efficienza energetica individuato.

Questo ruolo centrale è stato ribadito con il pacchetto del gennaio 2008 sull'energia rinnovabile e i cambiamenti climatici con il quale gli Stati membri si sono impegnati a conseguire traguardi ambiziosi in termini di sviluppo dell'impiego di fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni¹.

Questi documenti si inseriscono in un quadro politico più ampio e consolidato di promozione dell'efficienza energetica².

Numerosi studi hanno dimostrato che i miglioramenti di efficienza energetica di alcuni prodotti sono stati conseguiti principalmente grazie all'introduzione di norme e di programmi di etichettatura energetica. La normazione tecnica può quindi svolgere un ruolo chiave nel garantire il raggiungimento degli obiettivi di promozione dell'efficienza energetica a livello nazionale ed internazionale (sia in termini di strumento essenziale e regolatorio, sia in termini di strumento facilitatore) anche con specifico riferimento alle Direttive di Nuovo Approccio.

Senza pretesa di esaustività l'articolo è dedicato ai principali settori del mondo elettrico che sono stati interessati negli ultimi anni da attività normative o pre-normative in tema di efficienza energetica.

Tra le varie problematiche che tanto il mondo normativo-regolatorio quanto quello della formazione-comunicazione devono affrontare, il tema dell'efficienza energetica presenta caratteristiche peculiari.

Da un lato le tecnologie, le strategie e l'offerta, pur lontane dalla maturità, esistono, dall'altro le risposte del mercato stentano ad accettare soluzioni più efficienti ed economiche sul lungo periodo di fronte a soluzioni tradizionali che minimizzano il costo iniziale.

Da un lato per molte tra le applicazioni tradizionali la classica definizione di rendimento costituisce già una metrica adeguata anche per l'efficienza energetica se non del sistema

almeno del componente, dall'altro applicazioni diverse, valga l'esempio dei data center, non permettono certo una metrica basata sul classico rapporto tra energia in ingresso e in uscita. Si pone il problema della definizione della prestazione resa per poter parlare di efficienza e non solo di risparmio.

Anche la definizione dei confini del sistema di riferimento ovvero il contesto nel quale questo è inserito rivestono un ruolo importante, una soluzione tecnologica efficiente in contesto limitato può risultare meno profittevole ampliando il contesto esaminato.

Valga per tutti l'esempio delle pompe di calore che singolarmente permettono COP (*coefficient of performance, coefficiente di prestazione*) molto superiori all'unità, ma la cui efficienza complessiva in termini di fonti primarie deve tenere in debito conto quella del sistema elettrico di generazione, trasporto e distribuzione a monte.

Sempre in tema di riscaldamento ambientale può essere evocativo il confronto di un sistema di riscaldamento a resistori (rendimento 1) ed uno tradizionale a combustione di metano. In un contesto come quello italiano, a parte alcuni casi specifici, si deve confrontare con il già citato rendimento del sistema elettrico di generazione largamente basato sul fossile mentre in un caso come quello ad esempio finlandese in cui la produzione elettrica è in larga parte di origine idrica.

Al fianco del miglioramento intrinseco delle prestazioni energetiche di un componente (ad esempio trasformatore, cavo, motore, ecc.) un approccio all'efficienza energetica che si sta rapidamente affermando è quello che prevede una migliore gestione di un dato sistema adattandone l'uso alle effettive esigenze, ovvero parzializzandolo o disattivandolo quando non necessario (ad esempio regolazione dell'illuminazione pubblica, relazione di un azionamento, automazione della gestione di un edificio o di un processo, ecc.).

Ultima considerazione generale per ordine espositivo, ma non per importanza, è il concetto di efficienza declinato in ottica economica piuttosto che energetica. Molto spesso le due ottiche coincidono tuttavia in alcuni casi è opportuno operare dei distinguo.

TABELLA 1 – CLASSI DI PERDITA DEFINITE DALLA CEI EN 50464-1 - PERDITE A VUOTO $U_m \leq 24$ KV

Sn (kVA)	Perdite a vuoto (W)				Vcc (%)	
	D0	C0	B0	A0		
50	145	125	110	90	4	
100	260	210	180	145		
160	375	300	260	210		
250	530	425	360	300		
315	630	520	440	360		
400	750	610	520	430		
500	880	720	610	510		
630	1030	860	730	600		
630	940	800	680	560		6
800	1150	930	800	650		
1000	1400	1100	940	770		
1250	1750	1350	1150	950		
1600	2200	1700	1450	1200		
2000	2700	2100	1800	1450		
2500	3200	2500	2150	1750		

Trasformatori di distribuzione

I trasformatori di potenza sono componenti fondamentali nel sistema di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Sono in generale macchine molto efficienti con rendimenti compresi tra il 95 ed il 98% ma sono macchine attraverso le quali transita tutta l'energia prodotta o utilizzata da una qualsiasi utenza. Un aumento della loro efficienza può costituire quindi un risparmio energetico considerevole.

Una ricerca condotta a livello europeo nell'ambito del progetto Thermie ha dimostrato che l'impiego di trasformatori MT/BT ad elevata efficienza energetica nella distribuzione pubblica ha una consistente potenzialità di riduzione dei consumi di energia.

TABELLA 2 – CLASSI DI PERDITA DEFINITE DALLA CEI EN 50464-1 – PERDITE DOVUTE AL CARICO $U_m \leq 24$ KV

Sn (kVA)	Perdite dovute al carico (W)			Vcc (%)	
	Ck	BK	Ak		
50	1100	875	750	4	
100	1750	1475	1250		
160	2350	2000	1700		
250	3250	2750	2350		
315	3900	3250	2800		
400	4600	3850	3250		
500	5500	4600	3900		
630	6500	5400	4600		
630	6750	5600	4800		6
800	8400	7000	6000		
1000	10500	9000	7600		
1250	13500	11000	9500		
1600	17000	14000	12000		
2000	21000	18000	15000		
2500	26500	22000	18500		



Oltre ai trasformatori MT/BT di proprietà delle aziende distributrici³ di energia elettrica, esistono però anche quelli industriali, quelli cioè di proprietà delle utenze industriali alimentate in MT che rappresentano il 45-50% dell'energia elettrica totale consumata dal settore industriale e terziario.

I valori delle perdite a vuoto e delle perdite dovute al carico sono stati standardizzati per la prima volta dal CENELEC nel 1992 in due documenti di armonizzazione (HD 428 e HD 538) che hanno dato origine anche alle due ormai vecchie serie nazionali denominate perdite normali e perdite ridotte. Attualmente i valori di perdita normalizzati dei trasformatori MT/BT sono definiti nelle norme CEI EN 50464-1 e CEI EN 50541-1 rispettivamente per le macchine in olio e a secco⁴.

In particolare per quanto riguarda i trasformatori in olio sono state definite 3 classi di perdite, sia per le perdite a vuoto che per quelle dovute al carico. Per i trasformatori a secco invece, 2 classi per le perdite a vuoto e 2 classi per le perdite dovute al carico. Per entrambi i tipi di trasformatore vale la pena di osservare che il rispetto del limite di perdita a vuoto delle classi più performanti ha aperto in modo consistente il mercato dei trasformatori di distribuzione con nucleo di materiale amorfo che fino a pochi anni fa veniva utilizzato solo in un numero limitato di applicazioni di grande potenza.

Tra i contenuti più significativi delle norme citate si possono sinteticamente citare:

- la riduzione del livello di perdite;
- l'allineamento della denominazione delle classi di perdite al più familiare sistema di etichettatura energetica degli elettrodomestici (la classe A corrisponde alle perdite minori);
- l'introduzione del concetto di classi "mobili" nel senso che, ad esempio, la classe A designerà sempre il livello di perdite minori, indipendentemente dal valore che potrà quindi cambiare allineandosi alla BAT (*Best Available Technology*).

L'impiego di trasformatori a perdite ridotte si giustifica evidentemente in termini energetici ma generalmente anche in termini economici. Si consideri, infatti, che il prezzo d'acquisto di un trasformatore rappresenta solo una parte marginale del costo totale della macchina, mentre il costo di esercizio (legato alle perdite) ne costituisce mediamente il 75-85%.

Da un punto di vista strettamente finanziario, il criterio di scelta più corretto di un trasformatore di potenza è quello di acquistare quella macchina che presenta il costo totale attualizzato più basso. Ma da questo punto di vista gli strumenti per la valutazione della convenienza economica di una certa serie di perdite piuttosto che di un'altra non differiscono rispetto a quelli utili con gli altri componenti elettrici e non verranno ulteriormente approfonditi in questa sede.

Nel momento in cui viene scritto questo articolo sono in corso valutazioni a livello CENELEC circa la possibilità di normalizzare anche le perdite dei trasformatori di potenza AT/MT.

Cavi per energia

Il criterio tradizionale di dimensionamento di una conduttura, dove per dimensionamento si intende nel caso specifico la scelta della sezione nominale di conduttori, è basato su criteri di ordine puramente tecnico.

Accanto a queste considerazioni, il progettista, raramente, tiene in opportuno conto l'onere economico relativo alle perdite di energia dissipata nei conduttori che, nel caso di impianti industriali anche di piccole e medie dimensioni o del terziario, può, in realtà, risultare di una certa importanza.

Nella maggior parte delle situazioni, in altre parole, si ritiene scontato⁵ che la soluzione più economica sia quella che prevede l'impiego della sezione del conduttore minima, compatibilmente con i suddetti vincoli di natura tecnica.

In realtà una tale sezione è certamente quella che determina i minori costi iniziali di costruzione dell'impianto.

Se si tengono, però, in opportuna considerazione i costi annui di esercizio comprensivi sia dei costi annui dovuti alle perdite di energia che della quota annua di ammortamento, derivante dal costo di installazione iniziale, non è più così immediato affermare che tale sezione sia complessivamente la più conveniente.

Uno studio completo deve allora intendere che i vincoli tecnici anzi ricordati semplicemente individuino un campo di sezioni all'interno del quale deve essere individuata la sezione di massimo tornaconto. Un ausilio, in questo senso, è fornito dalla norma CEI 20-

TABELLA 3 – CLASSI DI PERDITA DEFINITE DALLA CEI EN 50541-1 (TRASFORMATORI A SECCO)

U _N	S _R	P _K	P _L	P ₀	L _{Wk}	P ₀	L _{Wk}	P ₀	L _{Wk}
		A _k	B _k	A ₀	B ₀	C ₀			
kV	kVA	W	W	W	dB (A)	W	dB (A)	W	dB (A)
17,5/24	100	1 600	2 050	280	51	340	51	460	50
	160	2 600	2 900	400	54	480	54	650	62
	250	3 400	3 800	520	57	650	57	880	65
	400	4 600	5 000	750	60	840	60	1 200	68
	630	7 100	7 600	1 100	62	1 250	62	1 650	70
	1000	8 000	8 400	1 300	64	1 500	64	2 000	72
	1 600	9 000	11 000	1 550	66	1 800	66	2 300	73
	2 500	11 000	13 000	1 800	67	2 100	67	2 600	75
	4 000	13 000	16 000	2 200	68	2 400	68	3 100	76
	6 300	16 000	18 000	2 500	70	3 000	70	4 000	78
24	2 500	14 000	23 000	3 100	71	3 600	71	5 000	81
	4 000	22 000	28 000	3 800	73	4 300	73	6 000	83

TABELLA 4 – BENEFICI DERIVANTI DALL'APPLICAZIONE DELLE MISURE DI RISPARMIO ENERGETICO NEI SISTEMI MOTORE

Misure di risparmio energetico	Risparmi tipici
Descrizione intervento	
Impiego di motori alta efficienza (EEM)	2-8%
Corretto dimensionamento	1-3%
Riparazione motori alta efficienza (EEMR)	0,5-2%
Utilizzo di azionamenti a velocità variabile (VSD)	10-50%
Utilizzo di trasmissioni alta efficienza/riduttori	2-10%
Controllo della qualità della potenza fornita	0,5-3%
Funzionamento e manutenzione del sistema	
Lubrificazione, riparazioni, messa a punto delle macchine	1-5%

Fonte: Motor Challenge Programme

21/3-2 "Cavi elettrici calcolo della portata di corrente. Parte 3-2: Condizioni di servizio – Ottimizzazione economica delle sezioni dei cavi" che fornisce indicazioni sull'ottimizzazione economica delle sezioni dei cavi elettrici per energia.

Può essere dimostrato che in generale la sezione di massimo tornaconto economico è quella che determina una spesa iniziale che, ammortizzata nell'arco di vita dell'impianto, comporta una rata annua di ammortamento esattamente pari all'onere annuo dovuto alle perdite.

Considerando l'incremento annuo della richiesta, l'inflazione ed il costo del denaro in modo appropriato, in generale, si ottiene un valore della sezione ottimale che può essere largamente superiore al minimo che permette il trasporto della massima corrente di funzionamento ordinario dell'impianto, nel pieno rispetto dei limiti tecnici di temperatura.

I limiti di sfruttamento possono comunque essere messi utilmente in conto in condizioni di emergenza o di sovraccarico di breve durata dell'impianto. Si ottiene infatti in queste situazioni un duplice vantaggio: disporre gratuitamente di un ampio margine di riserva dell'im-

pianto; poter alimentare le utenze anche in caso di disservizi locali (questa possibilità richiede opportuni schemi di esercizio e le utenze potrebbero essere alimentate solo in modo parziale).

La scelta di una sezione esuberante per il conduttore offre, oltre a quelli citati, anche altri vantaggi come una riduzione delle cadute di tensione in linea, sempre utile negli impianti in bassa tensione dove spesso le cadute di tensione costituiscono il vincolo tecnico più rilevante perlomeno in particolari condizioni di funzionamento, ed una maggior capacità dei conduttori a far fronte alle correnti di cortocircuito, particolarmente utile quando la potenza di cortocircuito della rete di alimentazione è elevata.

Concludendo, le considerazioni svolte in merito al dimensionamento economico della sezione dei conduttori portano ad affermare che l'impiego di sezioni di conduttori esuberanti (ma opportunamente calcolate) rispetto a quelle strettamente conseguenti alle considerazioni di carattere tecnico, indicate per esempio dalle norme, permettono di realizzare economie talvolta anche consistenti nella gestione degli impianti elettrici.

Occorre anche aggiungere che tale criterio di impiego, riducendo le perdite per effetto Joule, consente una migliore utilizzazione globale dell'energia disponibile.

In ragione della crescente attenzione riservata ai problemi di carattere energetico queste ultime considerazioni potrebbero, già da sole, indurre, anche in condizioni di quasi indifferenza economica (in generale infatti la curva dei costi globali è piuttosto piatta), all'impiego di sezioni maggiori rispetto a quelle strettamente occorrenti per un corretto dimensionamento termico dei conduttori.

Motori elettrici ed azionamenti

I motori elettrici rappresentano attualmente in Europa ed in Italia una quota consistente dell'impiego dell'energia elettrica, sia in ambito industriale (65-70%), sia nel settore terziario (25-30%), essendo impiegati in molti impianti di servizio (sistemi di pompaggio, di produzione e distribuzione aria compressa, sistemi di ventilazione, ecc.)⁶.

Numerosi studi hanno evidenziato come le cause della scarsa efficienza di questi sistemi sono riconducibili sostanzialmente ai seguenti fattori:

- dimensionamento improprio;
- bassa efficienza elettrica dei motori utilizzati;
- bassa efficienza meccanica dell'utilizzatore finale (pompe, ventilatori, compressori, ecc.);
- assenza di sistemi di controllo della velocità;
- manutenzione scarsa o addirittura inesistente.

Una panoramica del potenziale di efficienza energetica nei sistemi motore (Motor Drive Systems) è riportato in tabella 4.

Fino a qualche anno fa, un accordo volontario tra il CEMEP (Comitato Europeo costruttori Macchine rotanti e Elettronica di Potenza) e la Commissione Europea DG XVII costituiva il principale riferimento per la classificazione del rendimento dei motori elettrici. Dall'inizio del 2009 il riferimento tecnico è diventato la norma CEI EN 60034-30 (CEI 2-43).

La norma CEI EN 60034-30 specifica 3 classi di efficienza per motori trifase (IE1, IE2, IE3), fornendo uno standard mondiale per la classificazione ed ampliando il campo di applicazione rispetto a quello dell'accordo volontario CEMEP-EU, comprendendo motori di potenza da 0,75 kW fino a 375 kW.

I limiti fissati per la classe IE1 (motori standard) e per la classe IE2 (motori ad alta efficienza) sono basati sui limiti delle classi EFF2 ed EFF1, leggermente modificati per tenere conto dei differenti metodi di prova.

I limiti della classe IE3 (motori premium efficiency) sono invece inferiori a quelli fissati per la classe IE2 in una percentuale compresa tra il 15% ed il 20%.

La CEI EN 60034-30 prefigura anche la cosid-

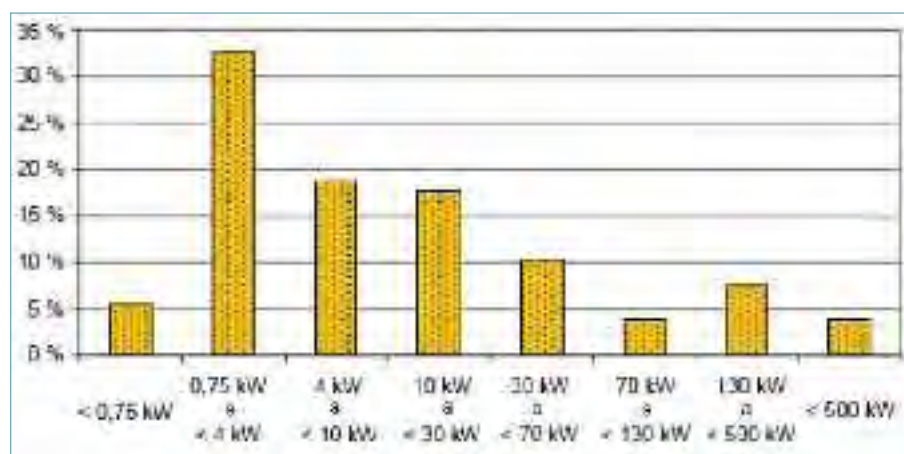


Figura 1 – Potenziale di risparmio energetico nel settore industriale conseguente all'impiego di motori elettrici ad alta efficienza [Fonte: CEI EN 60034-30 (CEI 2-43)].

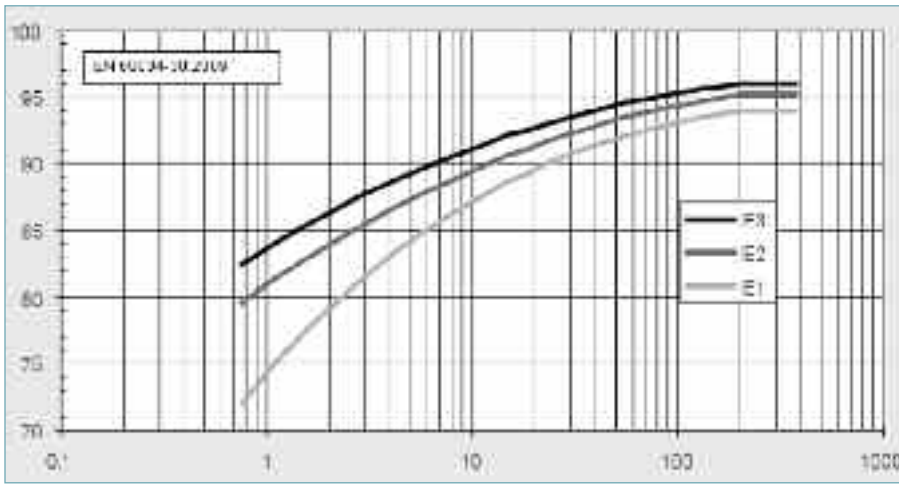


Figura 2 – Esempio delle classi di efficienza energetica fissate dalla norma CEI EN 60034-30 per motori elettrici a 4 poli, 50 Hz (la potenza del motore è riportata sull'asse orizzontale in scala logaritmica, il rendimento minimo sull'asse verticale in percentuale).



Figura 3 – Sintesi delle differenti opzioni per l'efficienza energetica dei sistemi motore [Fonte: CEI CLC TS 60034-31].

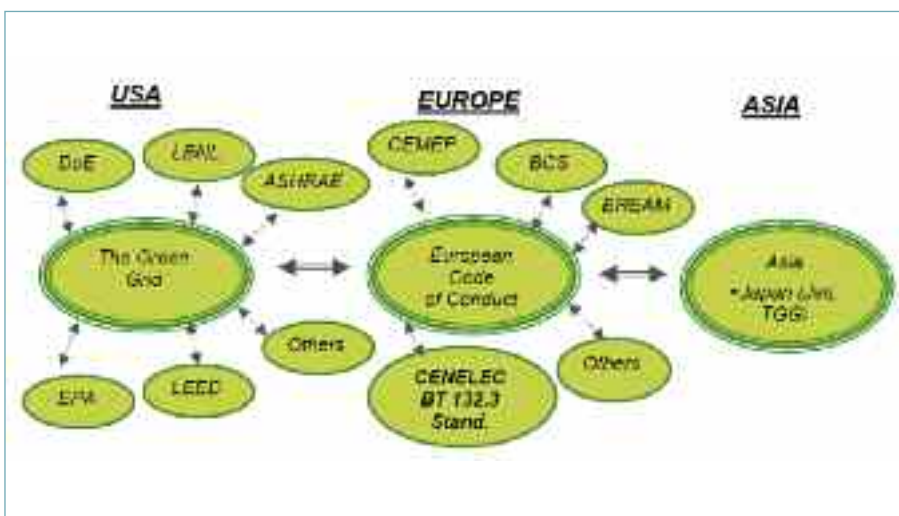


Figura 4 – Sintesi delle varie iniziative in tema di efficienza energetica dei Data Center [Fonte: A.Rouyer – The Green Grid – CENELEC TWG 132-3 Green Data Centers Report].

detta Super-Premium Class (IE4) che sarà oggetto di un'edizione successiva della norma. Queste classi di efficienza sono state recepite dalla Commissione Europea nel proprio Regolamento N. 640/2009 che prevede che, a partire dal 2015, tutti i motori elettrici di potenza compresa tra 7,5 e 375 kW abbiano rendimento minimo IE3 oppure dovranno essere eserciti a velocità variabile.

Come accennato il potenziale di efficienza energetica dei sistemi motore risiede non solo nella possibilità di adottare motori con un rendimento più elevato, ma anche nell'impiego di azionamenti a velocità variabile (VSD).

Nel corso del 2011 il CEI ha pubblicato due guide su questo tema, che permettono di stimare il potenziale di risparmio legato all'adozione di VSD e di coordinare le caratteristiche dell'azionamento con quelle del motore.

La Specifica Tecnica CEI CLC TS 60034-31' descrive gli elementi che devono essere presi in considerazione nel caso di sostituzione di motori elettrici con motori elettrici con cosiddetti motori elettrici ad alta efficienza o nel caso in cui si voglia modificare l'esercizio di un motore elettrico da velocità fissa a velocità variabile.

La guida CEI 315-1^o descrive invece una metodologia per determinare il risparmio energetico conseguibile attraverso l'impiego di VSD applicati a motori elettrici operanti su sistemi che utilizzano pompe di tipo centrifugo.

Data center

I Data Center, nella loro accezione più ampia^o, costituiscono un settore caratterizzato da un'elevata intensità energetica e da consumi in costante aumento.

Si stima che attualmente i Data Center siano responsabili di una quota pari a circa 1,5-2% dei consumi finali di elettricità sia negli Stati Uniti che in Europa e che il potenziale di efficienza energetica legato ai possibili interventi di miglioramento consenta riduzioni comprese tra il 20% ed il 50% del fabbisogno energetico corrente.

In virtù dell'importanza di questo settore e, soprattutto, della sua dinamica, esiste un notevole fermento intorno al tema dell'efficienza energetica dei Data Center. La figura 4 fornisce un quadro di sintesi di queste attività che ruotano, con diversi approcci e da diverse prospettive, attorno al tema della codifica di una metrica di prestazione e delle "best practice" di progettazione e gestione dei Data Center.

Esiste sostanziale accordo sul fatto che le aree di intervento sulle quali agire per migliorare l'efficienza energetica dei Data Center possono essere suddivise nei seguenti sistemi:

- facility e relative infrastrutture di servizio (fondamentalmente l'involucro edilizio, sistema HVAC ed impianto di distribuzione dell'e-

TABELLA 5 – SINTESI DELLE PRINCIPALI NORME TECNICHE E CODICI DI CONDOTTA SULL'EFFICIENZA ENERGETICA DEI DATA CENTER

Organismo	Codifica	Titolo
CENELEC TC 215	EN 50174-2	Information technology - Cabling installation - Part 2: Installation planning and practices inside buildings
CENELEC TC 215	EN 50600 (serie)	Information technology - Data centre facilities and infrastructures
ETSI TC EE	ETSI EN 300 019-1-0	Environmental Engineering (EE); Environmental conditions and environmental tests for telecommunications equipment; Part 1-0: Classification of environmental conditions; Introduction
ETSI TC EE	ETSI EN 300 132 (serie)	Environmental Engineering (EE); Power supply interface at the input to telecommunication equipment
ETSI TC ATTM	ETSI TS 105 174-2-2	Access, Terminals, Transmission and Multiplexing (ATTM); Broadband Deployment – Energy Efficiency and Key Performance Indicators; Part 2: Network sites; Sub-part 2: Data centres
ETSI TC ATTM	ETSI TS 105 174-5-4	Access, Terminals, Transmission and Multiplexing (ATTM); Broadband Deployment – Energy Efficiency and Key Performance Indicators; Part 5: Customer network infrastructures; Sub-part 4: Data centres (customer)
Telecommunications Industry Association (TIA)	ANSI/TIA-942-2005	Telecommunications Infrastructure Standard for Data Centers
European Commission, DG JRC	–	Code of Conduct on Data Centres Energy Efficiency
European Commission, DG JRC	–	Best Practices for the EU Code of Conduct on Data Centres

nergia elettrica);

- sistema IT (Hardware, software e modalità di gestione);
- relazione fra le sale apparati e gli ambienti di servizio dello stesso Data Center o altri ambienti del medesimo edificio in cui è ospitato il Data Center (sostanzialmente riguardante la possibilità di impiego del calore che deve essere estratto dalle sale apparati).

Queste aree di intervento possono poi essere a loro volta approcciate secondo una logica di aumento di efficienza del componente (ad esempio il server, l'UPS o la macchina frigorifera) o del sottosistema componente (ad esempio l'impianto HVAC o l'infrastruttura elettrica).

Il grosso dell'attività, come detto, si concentra sulla definizione di una metrica di prestazione robusta che sia capace di rappresentare efficacemente il sistema Data Center.

Il raggiungimento di questo obiettivo necessita inevitabilmente della definizione di altre metriche "ausiliarie", in primis, trattando di efficienza energetica, della definizione di una metrica del servizio offerto.

Meno problematica sembra essere, nell'opinione degli autori, la definizione di best practice condivise anche in considerazione del fatto che, su questo fronte, esiste già una consolidata letteratura tecnica.

La tabella 5 vuole fornire un quadro delle attività normative e delle principali norme tecniche sul tema dell'efficienza energetica dei Data Center. Vale la pena di sottolineare che la tabella riporta esclusivamente le attività degli enti di normazione, con l'eccezione del richiamo al Codice di Condotta della Commissione Europea e non fa riferimento, anche per esigenze di sintesi ad iniziative di fora privati, come ad esempio Green Grid™.

Si vuole evidenziare, infine, che il tema dell'efficienza energetica dei Data Center rappresenta, per il mondo della normazione, una sfida paradigmatica in considerazione dell'approccio di sistema e multidisciplinare che richiede; questo è il motivo per il quale molti enti di normazione hanno deciso di affrontare l'argomento in modo congiunto.

Illuminazione

Tra le varie innovazioni tecnologiche di interesse per l'efficienza energetica che si sono affacciate sul mercato negli ultimi anni e che negli ultimi mesi hanno subito una notevole accelerazione della domanda non è possibile non citare il LED (Lighting Emitting Diode).

Come tutti i settori tecnologici caratterizzati da un'elevata dinamicità, anche quello in esame vede un particolare fermento nella produzione normativa in continua evoluzione e nella pro-

posta di nuove soluzioni.

Per la scelta ed un corretto impiego di questa sorgente luminosa è pertanto particolarmente importante conoscere bene il prodotto e le prestazioni attese anche in relazione alle prescrizioni normative per poter individuare all'interno dell'offerta tutte le proposte che inevitabilmente si presentano in situazioni come quella in esame.

Attualmente i due modi fondamentali per produrre LED a luce bianca ad alta intensità consistono nell'utilizzare:

- singoli LED che emettono colori primari (es. rosso, blu e verde) e poi miscelare i colori in quantità tali da ottenere una luce bianca;
- fosfori per convertire la luce monocromatica, da un LED blu o ultravioletto, in una luce bianca ad ampio spettro.

Le principali norme di prodotto attualmente applicabili ai LED per la sicurezza e le prestazioni sono riportate nella tabella 6.

Nella progettazione degli apparecchi di illuminazione basati su LED, più che negli impianti, dovrà tuttavia essere tenuto in debito conto che la ricerca in questo settore continuerà a produrre importanti modifiche della tecnologia nel giro dei prossimi anni.

Efficienza luminosa

I LED, in particolare quelli bianchi a fosfori, hanno avuto un notevole sviluppo in termini di emissioni di luce ed efficienza luminosa (lm/W).

Molti degli sforzi in ricerca e sviluppo sono focalizzati su questo aspetto e, in particolare, sull'efficienza quantica (interna ed esterna). Alcuni produttori sono attualmente al lavoro sulla riduzione della tensione diretta (Vf), che ha un impatto sul consumo e sulla riduzione delle variazioni di Vf al variare delle temperature, associato a correnti di funzionamento più alte.

Deve tuttavia essere considerato che il risultato finale in termini di efficienza luminosa non dipende soltanto dal LED vero e proprio ma anche da come viene impiegato, in particolare:

- l'ottica secondaria;
- le caratteristiche dell'alimentatore e le sue perdite;
- la corrente di alimentazione che influisce sulla temperatura di giunzione.

Anche il progetto degli apparecchi di illuminazione ha un impatto sulla dissipazione del calore, dunque sulla temperatura di giunzione, al cui aumentare diminuisce l'efficienza luminosa.

Temperatura di colore (CCT – Correlated Color Temperature)

Scegliere la temperatura di colore corretta è sempre un aspetto determinante per la progettazione tanto degli apparecchi quanto degli impianti di illuminazione.

TABELLA 6 – PRINCIPALI NORME DI PRODOTTO PER LA SICUREZZA E LE PRESTAZIONI APPLICABILI AI LED

Tipo di prodotto	Norma di sicurezza	Norma di prestazione
Unità di alimentazione per LED	IEC 61347-2-13:2006	IEC 62384:2006
	EN 61347-2-13:2006	EN 62384:2006
Moduli LED	IEC 62031:2008	IEC/PAS 62717-1:2011, IEC/PAS 62717:2011, prIEC 62717:2012
	EN 62031:2008	
Lampada LED senza alimentatore incorporato	prIEC 62663-1:2012	prIEC 62663-2:2012
Lampada LED con alimentatore incorporato (50V – 250 V)	IEC 62560:2011	IEC/PAS 62612:2009 prIEC 62612:2013
	FprEN 62560:2010 (22593)	FprEN 62612:2011(23835)

È importante considerare che la temperatura di colore può impattare sulla quantità di flusso luminoso; ad esempio, i LED a luce bianca calda (~2700 K) hanno generalmente efficacia luminosa ridotta rispetto a quelli a luce fredda. Nel caso particolare dei LED forse le dispersioni del mercato sono più ampie di quanto non accada per le altre sorgenti più tradizionali. Per quanto riguarda la costanza della temperatura di colore è importante verificare la capacità del fornitore nel range di CCT o BIN (area di coordinate cromatiche) scelto e di continuare a mantenerlo.

Il processo produttivo infatti può portare a delle variazioni, anche significative, della CCT. I LED prodotti sono testati ed assegnati a particolari intervalli della CCT, una maglia intorno alla linea del corpo nero sia sopra che sotto. Minore è la dimensione di queste maglie (BIN), minore è la variazione di CCT dei LED assegnati a quella maglia. Minore è la dimensione del BIN, minore è la variazione di CCT tra le singole unità.

Altre variabili correlate con il CCT sono le seguenti:

- indice di resa cromatica: in alcuni casi, più caldo è il bianco, maggiore è l'indice, ma è necessario valutare caso per caso, basandosi sui dati forniti dal produttore;
- angolo di visione: la consistenza del colore sull'angolo di visione non è costante, è importante quindi conoscere la variazione della CCT, in base all'angolo di osservazione e come questo può influenzare l'applicazione;
- sensibilità dell'occhio umano: è diversa a diversi CCT, inoltre va considerato che l'applicazione di un'ottica secondaria può incrementare la variazione di CCT.

Indice di resa cromatica (CRI)

L'indice di resa cromatica è un elemento importante per la progettazione tanto di un apparecchio quanto di un impianto di illuminazione.

I LED bianchi hanno un CRI fissato indicato sulla documentazione tecnica del produttore. Tuttavia, i dati tecnici forniti dal produttore,

relativi al CRI, devono essere valutati accuratamente, tenendo in considerazione che alcuni produttori di LED forniscono i valori medi della produzione, mentre altri forniscono valori specifici legati a singole partite o esemplari. Nella valutazione di un corretto progetto, bisogna fare attenzione se affidare a singoli LED la CRI o utilizzare la combinazione di differenti colori (o temperature di colore), per ottenere la qualità di luce desiderata. Infatti, mescolare LED (colorati e bianchi) per regolare la CCT,

può avere un impatto sul CRI, così come sull'emissione e sull'efficacia luminosa.

Effetto della temperatura

La temperatura di funzionamento può avere importanti influenze su molti aspetti:

- l'emissione luminosa del LED decresce all'aumentare della temperatura, in misura maggiore per la tecnologia AlInGaP (rosso, ambra), rispetto alla tecnologia InGaN (blu, verde e bianco);
- i colori (solidi e bianchi) possono virare con l'aumentare della temperatura. Ancora, AlInGaP, in particolare i LED ambra, presentano maggiori variazioni con l'aumentare della temperatura.

I produttori di LED dichiarano nei propri data sheet valori relativi alla massima temperatura di giunzione (Tj). Questo valore è da mettere in relazione all'affidabilità e al mantenimento nel tempo del valore di lumen emessi.

Alcuni produttori di LED definiscono, nei propri data sheet, certe caratteristiche dei LED riferite a determinate temperature ambiente. Queste temperature sono spesso correlate alla temperatura di giunzione ma è opportuno ricordare che la temperatura di giunzione, non coincide necessariamente con la temperatura



Esterno sede CEI con illuminazione a LED

ambiente intorno all'apparecchio di illuminazione.

La limitazione della temperatura di giunzione, e quindi il progetto termico dell'apparecchio hanno un impatto sul progetto estetico dell'apparecchio o della sorgente. A seconda dell'applicazione, è necessario tenere conto della temperatura, anche in modi molto diversi.

Affidabilità

I produttori di LED forniscono solitamente dati sull'affidabilità e la durata in funzione della temperatura di giunzione dei LED (Tj).

I LED non hanno, come tutte le altre sorgenti di illuminazione, un fine vita repentino. Mentre in tutte le altre sorgenti il fine vita è definito come lo spegnimento o la mancata accensione della lampada, nei LED, con il passare delle ore di funzionamento, si ha un lento decadimento del flusso emesso che continua fino ad arrivare a valori molto ridotti. Una comune definizione di durata dei LED è diventata il parametro L70, ovvero il periodo di funzionamento per cui il flusso risulta ridotto al 70% del flusso iniziale. I dati di vita presunta e di mortalità sono sempre riferiti ad una certa temperatura di giunzione che gioca un ruolo fondamentale nella durata di vita.

Alimentazione

Gli alimentatori per moduli LED attualmente disponibili sul mercato sono di due tipologie fondamentali:

- a tensione costante;

- a corrente costante.

In entrambi i casi, tensione o corrente di uscita sono stabilizzati per il funzionamento ottimale dei LED. I primi forniscono una tensione costante e richiedono quindi un collegamento in parallelo dei moduli. Il numero massimo di moduli collegabili dipende quindi dal valore di corrente massima (o potenza) che l'unità di alimentazione può erogare. I secondi mantengono costante il valore di corrente, indipendentemente dal numero di moduli collegati. I moduli dovranno quindi essere collegati in serie tra loro ed il numero massimo dipende dal valore di tensione massima che l'unità di alimentazione può erogare.

La regolazione (in intensità e/o colore) della luce emessa dal modulo LED è un altro punto di forza dell'uso del LED. I metodi tradizionali utilizzati per le altre sorgenti, ovvero la regolazione dei parametri elettrici (riduzione di tensione o di corrente), non sono tuttavia adatti ai LED in quanto, a regimi ridotti, si verificano, nella maggior parte dei casi, sensibili variazioni di colore e della qualità della luce emessa. Il LED non subisce alcuna sollecitazione in caso di continue accensioni e spegnimenti per cui il sistema maggiormente impiegato per la regolazione è il sistema PWM (pulse-width modulation) in cui il modulo LED viene sempre alimentato, nei periodi ON, con i suoi valori nominali, senza alcuna influenza sul suo funzionamento.

Conclusioni

Lo spettro dell'esaurimento delle risorse energetiche tradizionali ed i problemi ambientali collegati al loro sfruttamento, e la presa di coscienza internazionale della situazione, hanno portato negli ultimi anni alla formalizzazione di nuove politiche energetiche ed ambientali che hanno messo in moto un'intesa attività normativa sia a livello europeo che nazionale.

Ciò allo scopo di contribuire all'affermazione negli impianti elettrici di criteri di scelta e installazione per l'efficienza energetica, al pari di quelli più o meno consolidati per la sicurezza e la funzionalità. L'articolo, dopo alcune considerazioni generali, ha presentato una sintesi dello stato dell'arte di alcune applicazioni elettriche distinguendo dove possibile gli aspetti sistemistici da quelli dei componenti alla luce dell'evoluzione tecnologica e normativa.

In tutti i casi analizzati la conoscenza dello strumento normativo risulta essenziale per una corretta valutazione della reale prestazione del componente o del sistema.

Angelo Baggini

Università degli Studi di Bergamo - Dipartimento Ingegneria Industriale e Segretario CLC/TC14

Franco Bua

Segretario Tecnico CEI/CT 315

E-Mobility e veicoli elettrici: normativa e stato dell'arte

Gli obiettivi della Commissione Europea per il 2020 relativi alla riduzione dei gas serra sembrano aver convinto l'industria dei veicoli a due, tre e quattro ruote dell'urgenza di un cambiamento strutturale. Tale cambiamento deve consentire la convivenza dei nuovi veicoli con sistemi di alimentazione diversificati, come *fuel cell*, idrogeno, o magari nuovi biocarburanti, con veicoli a batterie ricaricabili già in parte operativi.

Auto elettriche: generalità

Uno dei principali limiti legati allo sviluppo dell'auto elettrica è l'autonomia. L'auto ibrida - con motore endotermico assistito da un motore elettrico alimentato da una piccola batteria, che lavorano sinergicamente per mantenere sempre la massima efficienza totale - ha cominciato a diffondersi. Dal punto di vista ambientale ed energetico il vantaggio è innegabile: infatti, si può ottimizzare sempre di più il motore endotermico, ma se a questo si aggiunge un complemento di alimentazione elettrica, il miglioramento è ancora maggiore. Si stima che le ibride potrebbero superare il 15% del mercato già in questo decennio.

Note

¹ Ridurre del 20% le emissioni di gas a effetto serra, portare al 20% la quota di energia rinnovabile nel consumo finale di energia nell'UE e migliorare del 20% l'efficienza energetica entro il 2020 - *Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni*. COM(2008) 30 Definitivo, Bruxelles 23 gennaio 2008.

² *Comunicazione della Commissione al Consiglio, al Parlamento europeo, al comitato economico e sociale e al comitato delle regioni - Piano d'azione per migliorare l'efficienza energetica nella comunità europea*. COM(2000) 247 definitivo del 26 aprile 2000.

³ La determinazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 348/07 ha introdotto un meccanismo di incentivazione per la sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite utilizzando la norma EN 50464-1 come riferimento tecnico-normativo.

⁴ CEI EN 50464-1: "Trasformatori trifase per distribuzione immersi in olio a 50 Hz, da 50 kVA a 2500 kVA con tensione massima per il componente non superiore a 36 kV. Parte 1: Prescrizioni generali". CEI EN 50541-1: "Trasformatori trifase di distribuzione di tipo a secco a 50 Hz, da 100 kVA a 3150 kVA e con una tensione massima per il componente non superiore a 36 kV. Parte 1: Prescrizioni generali".

⁵ A dispetto della nota all'art. 132.6 della norma CEI 64-8

"Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua". *I punti citati qui sopra riguardano in primo luogo la sicurezza degli impianti elettrici: allo scopo di ottenere un esercizio più economico può tuttavia risultare più conveniente scegliere sezioni più grandi di quelle richieste per ragioni di sicurezza.*

⁶ Il 23 luglio 2009 è stato pubblicato il "Regolamento N. 640/2009 della Commissione europea, recante modalità di applicazione della Direttiva 2005/32/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio in merito alla progettazione ecocompatibile dei motori elettrici".

⁷ CEI CLC TS 60034-31: "Rotating electrical machines - Part 31: Guide for the selection and application of energy efficient motors including variable-speed applications".

⁸ CEI 315-1: "Metodologia per la valutazione del risparmio energetico della regolazione di portata mediante azionamento variabile".

⁹ Esistono una pluralità di definizioni del termine Data Center. Come riferimento si può utilizzare quella del Codice di Condotta Europeo per il quale, con il termine Data Center, si devono intendere "all buildings, facilities and rooms which contain enterprise servers, server communication equipment, cooling equipment and power equipment, and provide some form of data service (e.g. large scale mission critical facilities all the way down to small server rooms located in office buildings)".

Attualmente si stanno progettando delle auto ibride con l'aggiunta di una piccola batteria capace di 30-50 km di autonomia. Con tale autonomia si coprirebbe, in funzionamento elettrico e a emissioni zero, una buona metà delle percorrenze giornaliere, mentre per i tragitti più lunghi subentrerebbe il funzionamento ibrido o semplicemente quello a combustione. Un'auto, dunque, senza limitazioni di autonomia, ma capace di funzionare senza emissioni quando e dove serve.

A questo si aggiungono i numerosi modelli a due ruote e 3 ruote già prodotti da molti anni nel nostro Paese. E' poco noto, infatti, che l'Italia, con i suoi 14.000 veicoli elettrici a quattro ruote e con 35.000 ciclomotori elettrici, detiene con la Francia il primato al mondo in tema di veicoli a batteria.

Parlando poi di veicoli a 2 e 3 ruote (ciclomotori) per la mobilità soprattutto urbana, le previsioni di sviluppo sono ancor più favorevoli. Considerando, infatti, che il veicolo a 2 ruote di media cilindrata non è sostitutivo dell'auto ma specifico per spostamenti in ambito urbano, il passaggio da scooter normale a scooter elettrico su larga scala è ipotizzabile nell'arco di 5-10 anni.

Batterie

Le batterie al litio, che combinano una densità energetica cinque volte superiore di quella delle batterie tradizionali (consentendo così autonomie anche superiori ai 250 km, ritenuti finora il massimo) a una lunga durata di vita e anche alla possibilità di ricarica rapida (se le modalità di ricarica lo consentono), sono attualmente la tecnologia concreta più promettente. Per i volumi produttivi attuali, molto limitati, il costo di queste batterie è percentualmente alto, se confrontato con il costo totale del veicolo elettrico, ma la cifra può ridursi radicalmente con produzioni di massa. In alternativa alla ricarica rapida, è allo studio la possibilità di sostituzione (automatica) della batteria in apposite stazioni, in questo caso la batteria è "in affitto", ed il costo di acquisto del veicolo si abbatte radicalmente.

Stazioni di ricarica

Il punto critico dei veicoli elettrici ricaricabili resta il rifornimento, ossia la ricarica elettrica della batteria, perché, anche se la rete elettrica è diffusa su tutto il territorio, la creazione di una infrastruttura di ricarica adeguata e capillare ad applicazioni di massa pone problemi ancora aperti.

Oltre a prevedere stazioni di ricarica presso le aree di parcheggio individuali, che presuppongono, comunque, l'accessibilità di un connettore elettrico e un'adeguata regolamentazione tariffaria - in quanto questi consumi attualmente non rientrano nei normali usi domestici

- una diffusione consistente di veicoli a batteria o *plug-in* (ricaricabile da rete) richiederà anche la creazione di una rete di rifornimento pubblica in parcheggi e aree pubbliche o condivise. Si potranno predisporre postazioni magari lungo i marciapiedi, attraverso un'azione concertata tra mondo dell'auto, distributori elettrici (*utilities*) e amministrazioni pubbliche. La realizzazione della postazione di ricarica, sia essa in ambito domestico, pertinenza dell'abitazione (quale ad esempio un garage), spazio condominiale o spazio comune accessibile al pubblico, richiede prima di tutto una normativa aggiornata, e capacità dei progettisti degli impianti elettrici di alimentazione, nonché professionalità opportunamente acquisita con adeguata formazione da parte dell'installatore. Di fondamentale importanza risulta essere la "scatola" di controllo e gestione intelligente.

Infatti, la rete di ricarica deve possedere altre caratteristiche: oltre a quella di essere in grado di ricaricare adeguatamente la batteria, deve consentire l'identificazione dell'utente e delle sue condizioni contrattuali per poter procedere alla fatturazione dei consumi, l'identificazione del veicolo e delle relative esigenze di allacciamento (monofase, trifase, taglia di potenza). Inoltre, in una prospettiva di gestione delle batterie dei veicoli come possibili sorgenti di accumulo distribuito utilizzabile dalle *utilities*, il flusso di energia dovrà essere bidirezionale, dovendo prevedere anche un flusso dal veicolo verso la rete secondo il modello che, a livello di normativa internazionale, viene denominato V2G, *vehicle to grid* (veicolo verso rete). E' quindi necessario che le soluzioni tecniche adottate, sia *hardware* che *software*, siano praticabili, condivise e normalizzate, e devono riguardare tutto il sistema, ossia:

- la postazione di ricarica; la realizzazione impiantistica deve essere adatta al tipo di impianto, localizzazione, tipo di area, prevedendo soluzioni differenti sia che siano in ambito privato (garage privato), spazio comune condominiale o aree pubbliche;
- i connettori, con le relative prese di connessione, e cavi per l'allacciamento;
- la forma di comunicazione (conduttiva o *wireless*);
- il protocollo di comunicazione;
- il contenuto della comunicazione sia per gli aspetti contrattuali che per quelli tecnici.

Le norme elaborate da organismi normatori riconosciuti a livello nazionale, europeo e internazionale sono l'unico strumento che consente ai costruttori dei veicoli, batterie, connettori, cavi e componenti necessari, di investire nella produzione su larga scala con la certezza che le soluzioni adottate siano state condivise da tutti gli attori coinvolti. A loro volta le società di distribuzione di energia

elettrica (*utilities*) possono interagire adeguatamente tra di loro per prevedere una copertura adeguata di tutto il territorio interessato alla circolazione dei veicoli elettrici.

Oltre a questo livello di interfacciamento e di standardizzazione si aggiunge, poi, quello relativo al sistema infrastrutturale nel suo insieme. La maggioranza delle connotazioni proposte prevedono una rete di punti di ricarica connessi ad un *server* centrale, anche per poter erogare servizi aggiuntivi oltre alla ricarica in sé: ad esempio, la rappresentazione dei punti di ricarica sul territorio e la possibilità di prenotarli, come per i sistemi di *car-sharing* e di *bike-sharing*.

Ogni punto di ricarica è in sostanza un nodo di una rete complessa della quale possono far parte entità anche diverse che cooperano tra loro. Un adeguato livello di standardizzazione permetterebbe di sviluppare un servizio di *roaming* simile a quello attuale della telefonia, dando la possibilità a tutti gli utenti dei veicoli elettrici di accedere all'intero sistema, e consentirebbe, inoltre, alla proprietà dell'infrastruttura di acquistare le stazioni terminali da diversi costruttori, creando così un mercato aperto e competitivo. Si impone, quindi, una adeguata standardizzazione nel modo di comunicazione tra le singole stazioni e il *server*, siano esse *wireless* o linee fisiche dedicate analogamente a quanto già utilizzato per i sistemi elettrici e elettromeccanici. Anche per questi aspetti il dialogo tra le *utilities* per giungere a soluzioni condivise è ancora in corso e, di nuovo, la normazione tecnica gioca un ruolo cruciale.

Modi di ricarica

I modi attualmente previsti per la ricarica dei veicoli elettrici sono quattro e sono distinti in funzione del tipo di presa, del regime elettrico (AC o DC), sulla bidirezionalità e della possibilità o meno di comunicare i parametri di ricarica sulla rete.

I quattro modi attualmente previsti per la ricarica dei veicoli elettrici (schematizzato in figura 1) sono:

- Modo di ricarica 1 - presa di connessione non-dedicata: consente solo la ricarica lenta e la connessione del veicolo alla rete di alimentazione AC (corrente alternata) principale; avviene utilizzando un sistema presa-spina normalizzato fino a 16 A, lato alimentazione mono-fase o trifase e conduttori di potenza e conduttori di terra di protezione. L'uso del Modo di ricarica 1 richiede un interruttore differenziale e un interruttore automatico di protezione dalle sovracorrenti sul lato alimentazione. Come riportato nella Premessa italiana all'edizione 2011 della norma CEI EN 61851-1 (CEI 69-7), in Italia il Modo di ricarica 1 è consentito solamente in ambiti strettamente privati non aperti a terzi, quali ad esempio ambienti il cui accesso ne-

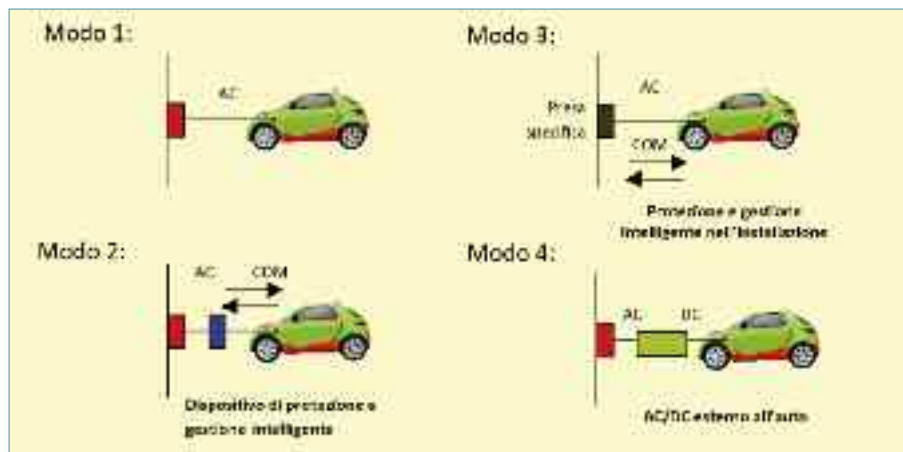


Figura 1 - Modalità di ricarica dei veicoli elettrici.

cessiti di chiavi, attrezzi particolari, ecc. in possesso del solo relativo proprietario.

- **Modo di ricarica 2** – presa di connessione non-dedicata con dispositivo di protezione *in-cable* (integrato nel cavo): consente solo una ricarica lenta e la connessione del veicolo alla rete di alimentazione AC principale; avviene utilizzando un sistema presa-spina normalizzato, monofase o trifase e conduttori di potenza e di terra di protezione. In aggiunta c'è una funzione pilota di controllo e comunicazione tra il veicolo elettrico e la spina ad esempio una scatola di controllo inserita nel cavo (*in-cable control box*).
- **Modo di ricarica 3** – presa dedicata: consente una ricarica lenta o rapida. La connessione del veicolo alla rete di alimentazione AC (principale) avviene con una presa (connettore) specifico; le funzioni di controllo, comunicazione e protezione sono permanentemente installate nell'infrastruttura. Facendo riferimento a quanto previsto nella norma CEI 69-6 "Foglio di unificazione di prese a spina per la connessione alla rete elettrica dei veicoli elettrici stradali", così come riportato anche nella Premessa italia-

na all'edizione 2011 della norma CEI EN 61851-1 (CEI 69-7), si ricorda che, con riferimento ai modi di carica in corrente alternata adottati in Italia, al fine di garantire la necessaria sicurezza durante la carica conduttiva dei veicoli elettrici quando questa viene eseguita in ambiente aperto a terzi, deve essere adottato il Modo di carica 3

- **Modo di ricarica 4** - Connessione dedicata in continua (DC): carica rapida (da 30 a 10 minuti). Connessione indiretta del veicolo alla rete di alimentazione AC principale utilizzando un caricatore da 43 kW o più. Le funzioni di controllo, comunicazione e protezione sono permanentemente installate nell'infrastruttura.

Connettori per la ricarica

Un'intensa attività è dedicata alla definizione delle norme di unificazione dei connettori per la ricarica. Attualmente a livello IEC sono stati considerati 3 tipi di connettori (figure 2, 3, 4).

Stato dell'arte della normativa tecnica

Il Comitato Tecnico CEI che si occupa del veicolo elettrico è il CT 312 "Componenti e sistemi

elettrici ed elettronici per veicoli elettrici e/o ibridi per la trazione elettrica stradale" che ha come scopo la normazione di:

- motori ad alimentazione elettrica per trazione elettrica stradale a 2, 3 e 4 ruote;
- dispositivi elettrici di avviamento, commutazione, regolazione, controllo di tali tipi di motori;
- elettronica applicata ai suddetti dispositivi e alla trazione elettrica stradale in genere;
- accumulatori speciali.

Obiettivo del Comitato è inoltre quello di affrontare in maniera strutturata la tematica relativa al veicolo elettrico, costituendo l'interfaccia nazionale per l'analoga attività avviata a livello CENELEC ed IEC, su specifica richiesta della Commissione Europea (Mandato M/468 su ricarica dei veicoli elettrici stradali e Roadmap sull'elettrificazione dei veicoli).

L'attività ha portato alla pubblicazione a livello nazionale della norma sperimentale CEI 312-1 "Prescrizioni per stazioni di ricarica per veicoli elettrici stradali" del maggio 2010. Allo stato attuale, tuttavia, le norme tecniche di riferimento, nazionali ed internazionali, sono in fase di modifica e di completamento.

Data la trasversalità delle tematiche trattate, sono stati creati una serie di collegamenti con altri CT CEI. Anche i Comitati Tecnici coinvolti a livello IEC e CENELEC sono molteplici e nella tabella 1 sono indicati assieme alle tematiche normative oggi delineate come segue:

- in uno scenario di medio-lungo termine, le batterie maggiormente utilizzate apparterranno alla filiera litio/ioni, con connotazioni differenti in termini di energia o di potenza a seconda della tipologia di veicolo (a batteria o *plug-in*). Probabilmente anche gli ibridi non ricaricabili, che oggi usano le nichel/idruri, ricorrono gradualmente a questa stessa filiera. La normativa tecnica (IEC/TC 21) deve, quindi, proseguire nella definizione delle prescrizioni tecniche riguardanti lo sviluppo, la sicurezza e la caratterizzazione di queste batterie;
- per quanto riguarda la ricarica, la tecnica "conduttiva" appare più promettente e preferibile per semplicità e costo rispetto a quella "induttiva". Nell'ambito di questo tipo di ricarica le due tematiche dibattute a livello normativo riguardano la definizione del protocollo di comunicazione tra auto e stazione di ricarica, per riconoscere l'utente e per scambiare i dati di tariffazione (IEC/TC 69), e la standardizzazione dei connettori (IEC/SC 23H);
- per le modalità di "ricarica lenta" e "ricarica rapida", relative rispettivamente alla ricarica effettuata a bassa potenza di notte, e alla ricarica a potenza più elevata (10-40 kW) durante le soste dell'auto in parcheggi o in apposite stazioni attrezzate, i compo-

TABELLA 1 – SINTESI ATTIVITÀ NORMATIVA

Dominio applicativo	Norma o serie di norme	Comitato Tecnico
Collegamento veicolo - stazione di ricarica	Serie CEI EN 61851 "Carica conduttiva dei veicoli elettrici"	TC 69
Impianto elettrico di allacciamento al distributore	CEI 64-8 che si basa sulla serie IEC 60364 "Low-voltage electrical installations"	TC 64
Componenti vari aggiuntivi alla stazione di ricarica	Varie norme tra cui CEI EN 61008 e CEI EN 61009-1 "Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari"	SC 23E
Connettore per la ricarica	Serie CEI EN 62196 "Spine, prese fisse, connettori mobili e fissi per veicoli"	SC 23H
Batterie al litio	Serie CEI EN 61982 "Batterie per la propulsione di veicoli elettrici"	TC 21
Comunicazione V2G	In questo ambito è attesa una sinergia tra TC 57, TC 69 dell'IEC e ISO TC 22/SC3 JWG V2G	ISO-IEC



nenti (rispettivamente i cavi e i connettori) sono ben diversi e una classificazione ben delineata e condivisa tra le parti coinvolte deve essere oggetto di normazione. In tutti i casi, il caricabatteria fa parte del veicolo. Per la ricarica rapida sono in corso anche sperimentazioni a potenza molto elevata (100 kW e oltre), effettuate in corrente continua direttamente ai morsetti della batteria del veicolo. In questo caso è la stessa stazione di ricarica di terra a gestire la regola-

zione della ricarica in relazione a quanto richiesto dal veicolo. Di nuovo, la standardizzazione riguarda la comunicazione e la connessione tra infrastruttura e veicolo;

- la standardizzazione della comunicazione V2G, *vehicle to grid*, è oggi affrontata prevalentemente in ambito ISO (TC 22/SC3 JWG V2G) e è attesa una forte sinergia con più Comitati Tecnici dell'IEC per poter integrare questa modalità di travaso di energia all'interno dell'architettura *smart grid*.

In questo scenario di intensa attività normativa, tutti gli attori e le figure professionali coinvolte negli elementi necessari a costruire il "domino" della rete e infrastrutture di ricarica, compresi i progettisti e installatori di impianti elettrici, devono collaborare sinergicamente per essere pronti e professionalmente preparati ad affrontare questo nuovo decennio per centrare gli obiettivi del 2020.

Andrea Legnani

Segretario Tecnico Referente CEI/CT 312

Type 1:

Portata: fino a 32 A

Tensione: 110-230 V (monofase)

Potenza: max 7,2 kW

Grado IP: IPXXB

Stessa geometria per tutte le potenze



Figura 2 – Connettore di tipo 1 secondo la norma IEC 62196-2 Ed.1.0 (ottobre 2011).

Type 2:

Portata: fino a 63 A

Tensione: 110-500 V (mono/poli fase)

Potenza: max 43 kW

Grado IP: IPXXB

Stessa geometria per tutte le potenze



Figura 3 – Connettore di tipo 2 secondo la norma IEC 62196-2 Ed.1.0 (ottobre 2011).

Type 3:

Portata: fino a 32/63 A

Tensione: 110-500 V (mono/poli fase)

Potenza: max 22 kW

Grado IP: IPXXB

Geometrie diverse a seconda della potenza



Figura 4 – Connettore di tipo 3 secondo la norma IEC 62196-2 Ed.1.0 (ottobre 2011).

Impianti fotovoltaici: tecnologie, prescrizioni normative e legislative

Questo articolo, dopo una breve antologia delle norme tecniche applicabili, presenta i principali elementi utili alla scelta dei moduli fotovoltaici più comuni. In chiusura, vengono inoltre richiamati i nuovi requisiti più restrittivi recentemente introdotti dal "Quarto Conto Energia" per l'accesso alle tariffe incentivanti. Formalmente il termine "pannello solare", utilizzato comunemente come sinonimo di modulo fotovoltaico, dovrebbe indicare soltanto i moduli solari termici mentre il termine "pannello fotovoltaico" indica un insieme di moduli preassemblati, in genere due, che formano una unità installabile.

Il modulo fotovoltaico è il componente base, commercialmente disponibile sul mercato, per la realizzazione di impianti fotovoltaici. Una cella fotovoltaica infatti ha una potenza troppo piccola per i comuni impieghi impiantistici. Per formare un modulo varie celle vengono quindi collegate insieme e assemblate. Combinando blocchi di celle, in serie e in parallelo, si ottengono moduli con tensioni e correnti diverse.

TABELLA 1 – PRINCIPALI NORME CEI IN TEMA DI MODULI FOTOVOLTAICI

Norma Italiana	Class. CEI	Titolo
CEI EN 61215	CEI 82-8	Moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo
CEI EN 60891	CEI 82-5	Procedure per correzioni di temperatura e irraggiamento alle caratteristiche I-V misurate di dispositivi fotovoltaici
CEI EN 61646	CEI 82-12	Moduli fotovoltaici (FV) a film sottili per usi terrestri - Qualificazione del progetto e approvazione di tipo
CEI EN 62108	CEI 82-30	Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo

Riferimenti normativi per moduli fotovoltaici

Il Comitato Tecnico del CEI che si occupa di componenti e impianti fotovoltaici è il CT 82 "Sistemi di conversione fotovoltaica dell'energia solare".

Una sintesi delle principali norme CEI disponibili in tema di moduli fotovoltaici è riportata nella Tabella 1.

La norma CEI EN 61215 (CEI 82-8) stabilisce le prescrizioni secondo le quali il laboratorio deve provare e verificare i moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri, ai fini della qualifica di progetto e omologazione del tipo;

La norma CEI EN 60891 (CEI 82-5) definisce le procedure da seguire per le correzioni di temperatura e irraggiamento alle caratteristiche I-V misurate di dispositivi fotovoltaici, nonché le procedure utilizzate per determinare fattori importanti per le correzioni.

La norma CEI EN 61646 (CEI 82-12) definisce le prescrizioni secondo le quali il laboratorio deve provare e verificare moduli fotovoltaici a film sottile per applicazioni terrestri, ai fini della qualifica di progetto e omologazione del tipo;

La norma CEI EN 62108 (CEI 82-30) stabilisce le prescrizioni secondo le quali il laboratorio deve provare e verificare moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV), ai fini della qualifica di progetto e omologazione del tipo.

Criteri per la scelta dei moduli fotovoltaici

Tra i materiali impiegabili per la costruzione dei moduli fotovoltaici, il silicio è in assoluto il più utilizzato. Le tecnologie di realizzazione più

comuni sono:

- silicio monocristallino, in cui ogni cella è realizzata a partire da un wafer la cui struttura cristallina è omogenea (monocristallo), opportunamente "drogato" in modo da realizzare una giunzione p-n;
- silicio policristallino, in cui il wafer di cui sopra non è strutturalmente omogeneo ma organizzato in grani localmente ordinati;
- silicio amorfo, basato sulla stratificazione del silicio (pochi micron) su un substrato di materiale di supporto di varia tipologia.

Le celle monocristalline si ottengono per troncamento alla mola (o tramite sega a filo) di un lingotto monocristallino di silicio fuso e fatto solidificare e raffreddare. Di forma pseudoquadrata per effetto del processo di produzione, presentano dimensioni di: lato 100, 125, 150 mm. Sono tipicamente di colorazione nero o blu uniforme. Il silicio monocristallino presenta tipicamente una resa energetica fino al 17%.

Le celle policristalline si ottengono per troncamento alla mola di blocchi di silicio colato. Altre tecnologie partono da un nastro di silicio fuso, stirato e suddiviso in piastrelle con aumento dell'efficienza. Di forma rettangolare o quadrata, presentano dimensioni di: 100x100, 100x150, 125x125 mm. Sono tipicamente di colorazione blu non uniforme, viola, mazzato e il silicio policristallino presenta tipicamente una resa energetica fino al 14%. Le celle amorfe (film sottile) sono a singola giunzione oppure multipla (doppia o tripla) con rendimenti più elevati, ottenuti da un certo numero di strati di silicio. Sono di forma rettangolare e di colorazione marrone o nera. Il silicio amorfo presenta tipicamente una resa energetica pari a circa il 10%.

Esistono numerose altre tecnologie che però

nel momento in cui viene scritto questo articolo non sono disponibili sul mercato in modo altrettanto consolidato.

Non esiste in realtà una tecnologia migliore delle altre, ma ognuna è più o meno adatta alla specifica applicazione.

In generale si può affermare che (tabella 2):

- i moduli in silicio monocristallino hanno la massima densità di potenza (che può risultare utile quando si hanno contemporaneamente vincoli di superficie e di potenza), ma soffrono di più l'aumento della temperatura e condizioni di irraggiamento scarse;
- i moduli in silicio amorfo hanno una densità di potenza limitata (che non costituisce tuttavia un limite quando la potenza installata, oppure la superficie occupata dall'impianto, non sono un vincolo), ma presentano delle efficienze più elevate in condizioni di irraggiamento scarse.

Per quanto riguarda i dati nominali, ogni modulo deve disporre di una targa leggibile e indelebile, su cui devono essere riportati i seguenti dati:

- costruttore;
- tipo o numero di modello;
- numero di serie;
- polarità dei terminali o dei conduttori;
- massima tensione di esercizio per la quale il modulo è adatto;
- classe di impiego del modulo;
- simbolo di classe II (per i moduli di classe A). Ulteriori dati minimi necessari per la scelta e l'impiego forniti dal costruttore sono:
- tensione a vuoto Uoc;
- corrente di cortocircuito Isc;
- corrente nominale massima dei dispositivi di protezione contro le sovracorrenti abbinabili al modulo (in genere fusibili);
- tensione e corrente nel punto di massima potenza (MPP);
- massima potenza Pmax, con indicazione delle tolleranze di produzione;
- temperatura nominale della cella in condizioni operative di riferimento (NOCT);
- massima corrente inversa tollerata;
- coefficienti di temperatura per la tensione e la potenza (tabella 2).

Per quanto riguarda tensione e isolamento, la norma EN 61730-1 (CEI 82-27) individua le seguenti classi di impiego dei moduli:

- classe A: tensione > 120 V c.c. (i moduli conformi alle norme EN 61730-1 e EN 61730-2 sono considerati di classe II);
- classe B: i moduli assegnati per l'uso in questa classe di utilizzo hanno un'applicazione limitata ai sistemi protetti dall'accesso pubblico. I moduli che sono reputati adeguati per appartenere alla presente classe di utilizzo forniscono protezione mediante isolamento principale e sono considerati adeguati a soddisfare le prescrizioni per la clas-

TABELLA 2 - COEFFICIENTE DI TEMPERATURA (CT), TEMPERATURA NOMINALE DELLA CELLA IN CONDIZIONI OPERATIVE DI RIFERIMENTO (NOCT) E EFFICIENZA DI CONVERSIONE PER ALCUNE TIPOLOGIE DI MODULI

Tipologia	Efficienza conversione (%)	CT (% / °C)	NOCT (°C)
Silicio monocristallino	13 ÷ 16	-0,3 ÷ -0,5	45 ÷ 50
Silicio policristallino	11 ÷ 15	-0,3 ÷ -0,5	45 ÷ 50
Silicio amorfo	5 ÷ 8	-0,2 ÷ -0,5	45 ÷ 50

- se di sicurezza 0;
- classe C: tensione < 120 V c.c. (i moduli conformi alle norme EN 61730-1 e EN 61730-2 sono considerati SELV, adeguati a soddisfare le prescrizioni per la classe di sicurezza III).

Le celle fotovoltaiche sono prodotti industriali di grande serie e come tali non sono e non possono essere mai tra loro identiche.

La tensione del modulo è quella delle celle collegate in serie ed è ovviamente pari alla somma delle tensioni, mentre la corrente è quella della singola cella o la somma delle celle in parallelo. Tuttavia, per effetto delle tolleranze di produzione citate, due blocchi di celle uguali collegati in parallelo non hanno mai in realtà la stessa tensione per cui circola una corrente dal blocco di celle a tensione maggiore verso quello a tensione minore. Una parte della potenza prodotta dal modulo viene dissipata all'interno stesso (perdite di *mismatch* o di dissimetria).

Migliore è il controllo della produzione, minori sono le perdite durante il funzionamento.

La disuguaglianza tra le tensioni generate può essere causata anche da un diverso irraggiamento, ad esempio per effetto di un'ombra, ma in questo caso si tratta di un problema impiantistico e non di prodotto.

Con l'assemblaggio le celle di un modulo vengono incapsulate in modo da garantire per la vita del modulo (attualmente attesa in venticinque o trenta anni):

- l'isolamento elettrico ma non termico verso l'esterno per permettere lo smaltimento del calore, limitando l'aumento di temperatura e l'associata riduzione della potenza prodotta;
- la protezione dagli agenti atmosferici e dalle sollecitazioni meccaniche;
- la resistenza ai raggi ultravioletti, alle basse temperature, agli sbalzi di temperatura e all'abrasione.

Si tratta di caratteristiche tipicamente non elettriche del modulo che devono tuttavia essere valutate in fase di scelta poiché possono condizionare il buon funzionamento del componente.

Requisiti richiesti dal IV Conto Energia

Per gli impianti di cui ai Titoli II, III e IV (con le eccezioni specificate) che entrano in esercizio successivamente al 30 giugno 2012, il "Soggetto Responsabile" è tenuto a trasmettere al GSE, in aggiunta alla documentazione prevista per gli impianti che entrano in esercizio prima della medesima data, ulteriore documentazione specificamente legata ai moduli utilizzati:

- certificato rilasciato dal produttore dei moduli fotovoltaici, attestante l'adesione dello stesso a un sistema consorzio europeo che garantisce, a cura del medesimo produttore,

il riciclo dei moduli fotovoltaici al termine di vita utile (esclusi gli impianti di cui al Titolo IV);

- certificato rilasciato dal produttore dei moduli fotovoltaici, attestante che l'azienda produttrice dei moduli possiede le certificazioni ISO 9001:2008 (Sistema di gestione della qualità), OHSAS 18001 (Sistema di gestione della salute e sicurezza del lavoro) e ISO 14000 (Sistema di gestione ambientale);
- certificato di ispezione di fabbrica rilasciato da ente terzo notificato a livello europeo o nazionale (membro della IECEE nell'ambito fotovoltaico);
- attestazione della provenienza dei moduli.

La verifica delle condizioni relative alla realizzazione dei moduli, sopra citate, deve essere provata attraverso un "Attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica" (*Factory Inspection Attestation/Declaration*) ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto, rilasciato da un Organismo di certificazione avente i requisiti indicati nella Guida CEI 82-25 "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione".

L'Allegato 1 al DM 5/5/2011 stabilisce che, ai fini dell'accesso alle tariffe incentivanti, i moduli fotovoltaici debbano essere provati e verificati da laboratori accreditati per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

Tali laboratori devono essere accreditati da Organismi di accreditamento appartenenti ad EA (*European cooperation for Accreditation*) o che abbiano stabilito accordi di mutuo riconoscimento con EA o in ambito ILAC (*International Laboratory Accreditation Cooperation*).

Sul sito del GSE è disponibile una lista di laboratori, aggiornata periodicamente, per i quali risultano soddisfatti i requisiti sopra citati.

Per comprovare l'avvenuta certificazione, qualora il GSE lo richieda, è necessario inviare uno dei seguenti documenti (redatti in lingua italiana o inglese):

- il certificato di approvazione di tipo, rilasciato direttamente da un laboratorio di prova accreditato, in seguito all'esecuzione delle prove descritte nella normativa di riferimento sopra riportata;
- (oppure) il certificato di conformità, rilasciato da un Organismo di certificazione, in seguito a prove di tipo eseguite presso un laboratorio di prova accreditato. In questo caso, il certificato deve contenere indicazioni in merito al laboratorio che ha effettuato le prove e deve riportare i riferimenti che identificano il rapporto di prova del modulo.

Le tariffe incentivanti possono essere riconosciute solo se i moduli sono stati prodotti nel

periodo di validità del certificato.

Per quanto riguarda l'attestazione del produttore originario, una società che commercializza dei moduli prodotti da un altro costruttore, modificandone il marchio, deve fornire, oltre al certificato originario dei moduli, anche un certificato rilasciato da un Organismo di certificazione, con gli stessi requisiti sopra specificati, attestante la rispondenza dei moduli a quelli originariamente prodotti e certificati (*OEM – Original Equipment Manufacturer*) o in alternativa, la nuova società distributrice può far certificare autonomamente i moduli che sta commercializzando con il proprio marchio.

Il nome della società produttrice e il tipo di modulo specificatamente indicati nel certificato di qualificazione, o nel certificato OEM, devono corrispondere con quanto indicato sui dati di targa del modulo fotovoltaico.

Fabio Fanelli

Segretario Tecnico Referente CEI/CT 82

Prevenzione incendi per gli impianti fotovoltaici

La nuova Guida VVF

Con nota 1324 del 07/02/2012 è stata emanata la nuova Guida VVF per l'installazione degli impianti fotovoltaici (FV) a servizio delle attività soggette a controllo di prevenzione incendi. Gli impianti fotovoltaici non rientrano fra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi ai sensi del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011 "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49 comma 4-quater, decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122".

Tuttavia, l'installazione di un impianto fotovoltaico a servizio di un'attività soggetta ai controlli di prevenzione incendi richiede gli adempimenti previsti dal comma 6 dell'art. 4 del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011, qualora questa comporti un aggravio delle preesistenti condizioni di sicurezza antincendio.

L'aggravio potrebbe concretizzarsi, in funzione delle caratteristiche elettriche, costruttive e delle modalità di posa in opera dell'impianto fotovoltaico, in caso di:

- interferenza con il sistema di ventilazione dei prodotti della combustione, qualora l'impianto fotovoltaico costituisca ostruzione parziale o totale di traslucidi ovvero determini impedimenti per l'apertura di evacuatori di fumo e calore;
- ostacolo alle operazioni di raffreddamento ed estinzione nel caso di incendio di tetti combustibili;
- possibilità di propagazione delle fiamme

all'esterno o verso l'interno del fabbricato attraverso i componenti dell'impianto e, in special modo quelli posti in copertura e in facciata;

- rischio di elettrocuzione durante il giorno per i Vigili del Fuoco o per gli addetti antincendio aziendali per la presenza di elementi circuitali in tensione.

La circolare emanata dal Dipartimento dei Vigili del Fuoco, di cui nel seguito vengono riportati i contenuti essenziali, compie una rivisitazione delle specifiche misure di prevenzione incendi da considerare per gli impianti fotovoltaici installati in attività soggette a controllo da parte dei Vigili del Fuoco contenute nella precedente Guida n. 5158 del 26 marzo 2010.

Tali misure hanno lo scopo di perseguire il rispetto del requisito n. 2 per le opere di costruzione (Sicurezza in caso di incendio) di cui all'allegato 1 del Regolamento (UE) n. 305/2011, ovvero:

- a) capacità portante dell'edificio garantita per un periodo di tempo determinato;
- b) limitata generazione e propagazione del fuoco e del fumo al loro interno;
- c) limitata propagazione del fuoco a opere di costruzione vicine;
- d) possibilità per gli occupanti di abbandonare le opere di costruzione o di essere soccorsi in altro modo;
- e) possibilità per le squadre di soccorso di operare in sicurezza.

Le indicazioni delle norme tecniche per gli impianti fotovoltaici

La circolare si prefigge dunque l'obiettivo di assicurare il pieno rispetto del requisito anzidetto integrando gli specifici accorgimenti previsti dalle norme tecniche applicabili, quali la Norma CEI 64-8 - Sezione 712 ("Sistemi fotovoltaici (PV)"), la Guida CEI 64-57 ("Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola produzione distribuita") e la Guida CEI 82-25 ("Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione"). Nel dettaglio, la sezione 712 prevede, quali misure utili anche al fine di prevenire il rischio di incendio dei pannelli:

- l'installazione di diodi di bypass connessi fra una o più celle, nella direzione della corrente diretta, che permettono alla corrente del modulo di bypassare le celle in ombra, prevenendo quindi riscaldamenti localizzati (hot-spot) che potrebbero incendiare il modulo (712.3.21);
- l'installazione di un diodo di blocco connesso in serie a moduli, pannelli, stringhe e generatore PV, al fine di bloccare l'eventuale

corrente inversa, prevenendo quindi danneggiamenti dei moduli (712.3.22).

Inoltre, per assicurare la manutenzione del convertitore, la norma richiede dispositivi atti a sezionare il convertitore dai lati c.c. e c.a. (art. 712.536.2.1.1) ed un dispositivo di sezionamento sul lato c.c. del convertitore (art. 712.536.2.2.5), pur lasciando liberi progettisti e installatori nella scelta dell'ubicazione.

La Guida CEI 64-57 prevede l'installazione di un dispositivo di protezione a valle dell'inverter con soglia istantanea d'intervento non superiore al doppio della corrente nominale dell'inverter, contribuendo pertanto a ridurre il rischio di innesco a seguito di corto circuito. Ulteriori indicazioni utili anche ai fini antincendi sono riportate nella Guida CEI 82-25 del 2010, secondo cui:

- è raccomandato l'uso di cavi per applicazioni fotovoltaiche (Norma CEI 20-91), in considerazione delle alte temperature di funzionamento e della resistenza ai raggi UV (Paragrafo 6 - Condotture per corrente continua), anche se si tratta semplicemente di cavi non propaganti la fiamma. La discesa dei cavi inoltre deve essere protetta meccanicamente, il che riduce la possibilità di contatti diretti o indiretti sulle calate;
- i circuiti elettrici devono essere dotati di dispositivi di manovra ed interruzione di emergenza (Paragrafo 7 - Organi di manovra), di fronte al rischio di un pericolo imminente. Essi devono essere di tipo onnipolare, in grado di comandare almeno l'apertura del circuito di ingresso e uscita dell'inverter e, per numero, forma e dislocazione, essere rapidamente accessibili ed azionabili dall'operatore con una sola manovra da posizione sicura (7.2). I dispositivi di protezione e manovra lato corrente continua, le cui norme di riferimento sono elencate nell'art. 7.5, sono, a parte i fusibili, generalmente comandabili a distanza e dunque è

possibile asservirli ad un unico pulsante di emergenza. Inoltre, pur non essendo previsto dalla norma, si evidenzia l'opportunità, a tutela degli addetti antincendio, di poter togliere tensione ad una parte più estesa dell'impianto, attraverso l'installazione di altri dispositivi di interruzione, oltre a quelli già previsti a monte e a valle dell'inverter, considerato che lo stesso paragrafo prevede che, per eseguire lavori su inverter o su scatole e armadi di connessione, è necessario sezionare a monte e a valle, visto che sul lato c.c. si è quasi sempre in presenza di una doppia alimentazione;

- occorre installare un Dispositivo del Generatore (DDG), ossia un'apparecchiatura di manovra installata ai terminali di uscita dell'impianto di produzione fotovoltaico, con apertura comandata da un apposito sistema di protezione per guasto interno al generatore e un Dispositivo Generale (DG), ossia un'apparecchiatura di manovra e sezionamento all'origine della rete dell'Utente per la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete (Paragrafo 10 - Interfacciamento alla rete del distributore).

E' bene precisare che la valutazione del rischio elettrico e del rischio di incendio deve tener conto dell'eventuale presenza di dispositivi di protezione non comandabili a distanza in caso di emergenza ubicati nelle scatole di giunzione dei pannelli e delle stringhe e, quindi, della permanenza in tensione delle condutture in corrente continua sino all'inverter, essendo peraltro ancora allo studio eventuali misure di protezione contro i contatti indiretti mediante interruzione automatica del circuito sul lato corrente continua. Occorre anche considerare che la protezione contro i contatti indiretti mediante componenti (compresi i pannelli) in Classe II o con isolamento equivalente sul lato c.c. (art. 712.413.2) non è garantita in caso di incendio e che i pannelli conti-





nuano a produrre senza danneggiarsi anche in caso di cortocircuito ai morsetti (circola la corrente I_{sc}).

Le indicazioni della nuova Guida dei VVF

La nuova Guida si applica agli impianti con tensione in corrente continua non superiore a 1500 V e prevede, innanzitutto, il rispetto della regola dell'arte per gli impianti e per i materiali così come previsto dall'art. 81 del D.Lgs. 81/08, dall'art. 1 della Legge 186/68 e dall'art. 5 del DM 37/08.

L'installazione dovrà essere eseguita in modo da evitare la propagazione di un incendio dal generatore fotovoltaico al fabbricato nel quale è incorporato. Tale condizione si ritiene rispettata se l'impianto fotovoltaico, incorporato in un'opera di costruzione, viene installato su strutture ed elementi di copertura e/o di facciata incombustibili (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005).

Risulta equivalente l'interposizione tra i moduli fotovoltaici e il piano di appoggio, di uno strato di materiale di resistenza al fuoco almeno EI 30 ed incombustibile, ossia con le caratteristiche di cui sopra, allo scopo di evitare la propagazione dell'incendio all'interno dell'opera di costruzione.

In alternativa potrà essere effettuata una specifica valutazione del rischio di propagazione dell'incendio, tenendo conto della classe di resistenza agli incendi esterni dei tetti e delle coperture di tetti (secondo la Norma UNI EN 13501-5:2009 "Classificazione al fuoco dei prodotti e degli elementi da costruzione - Parte 5: Classificazione in base ai risultati



delle prove di esposizione dei tetti a un fuoco esterno secondo UNI ENV 1187:2007") e della classe di reazione al fuoco del modulo fotovoltaico attestata secondo le procedure di cui all'art. 2 del DM 10 marzo 2005 recante "Classi di reazione al fuoco per i prodotti da costruzione" da impiegarsi nelle opere per le quali è prescritto il requisito della sicurezza in caso d'incendio.

L'ubicazione dei moduli e delle condutture elettriche dovrà inoltre sempre consentire il corretto funzionamento e la manutenzione di eventuali evacuatori di fumo e di calore (EFC) presenti, nonché tener conto, in base all'analisi del rischio incendio, dell'esistenza di possibili vie di veicolazione di incendi (lucernari, camini, ecc.). In ogni caso i moduli, le condutture, gli inverter, i quadri ed altri eventuali apparati non dovranno essere installati nel raggio di 1 m dagli EFC ed inoltre dovrà essere garantita l'accessibilità all'impianto per effettuare le relative operazioni di manutenzione e controllo.

L'impianto FV dovrà, inoltre, avere le seguenti caratteristiche:

- essere provvisto di un dispositivo di comando di emergenza, ubicato in posizione segnalata ed accessibile che determini il sezionamento dell'impianto elettrico, all'interno del compartimento o fabbricato nei confronti delle sorgenti di alimentazione, ivi compreso l'impianto fotovoltaico;
- avere caratteristiche costruttive (o di ubicazione) compatibili con l'eventuale presenza di aree classificate ai sensi del D.Lgs. 81/2008 – allegato XLIX;
- essere installato alle distanze di sicurezza stabilite dalle norme tecniche applicabili nei

luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di materiale esplosivo;

- avere un lay-out tale da evitare componenti dell'impianto all'interno di "luoghi sicuri" ai sensi del DM 30/11/1983, o che possano costituire intralcio alle vie di esodo.

In ultimo, è stata posta l'attenzione anche sulle strutture portanti che, ai fini del soddisfacimento dei livelli di prestazione contro l'incendio di cui al DM 09/03/2007, dovranno essere verificate e documentate tenendo conto delle variate condizioni dei carichi strutturali sulla copertura, anche con riferimento al DM 14/01/2008 "Norme tecniche per le costruzioni". Un caso a parte è rappresentato dalle pensiline in materiale incombustibile degli impianti di distribuzione carburanti, per le quali non è richiesto alcun requisito di resistenza al fuoco.

Documentazione

La certificazione da presentare per le istruttorie di prevenzione incendi è costituita:

- dalla Dichiarazione di conformità ex DM 37/08 per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW;
- dalla Dichiarazione di corretta e installazione e funzionamento dell'impianto ex Lettera Circolare M.I. Prot. n. P515/4101 sott. 72/E.6 del 24 aprile 2008 (mod DICH.IMP.2008 disponibile sul sito www.vigilfuoco.it) per gli impianti di potenza superiore.

Verifiche

Periodicamente e ad ogni trasformazione, ampliamento o modifica dell'impianto dovranno essere eseguite e documentate le verifiche ai fini del rischio incendio dell'impianto fotovoltaico, con particolare attenzione ai sistemi di giunzione e di serraggio.

Segnaletica di sicurezza

L'area in cui è ubicato il generatore ed i suoi accessori, qualora accessibile, dovrà essere segnalata con apposita cartellonistica conforme al D.Lgs. 81/2008. La predetta cartellonistica dovrà riportare la seguente dicitura: **ATTENZIONE: Impianto Fotovoltaico in tensione durante le ore diurne (... Volt)**. La predetta segnaletica, resistente ai raggi ultravioletti, deve essere installata ogni 10 m per i tratti di conduttura.

Nel caso di generatori fotovoltaici presenti sulla copertura dei fabbricati, detta segnaletica dovrà essere installata in corrispondenza di tutti i varchi di accesso del fabbricato.



Anche i dispositivi di sezionamento di emergenza dovranno essere individuati con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D.Lgs. 81/08.

Impianti esistenti

Per gli impianti fotovoltaici messi in servizio prima dell'entrata in vigore della presente guida, installati in attività soggette ai controlli di prevenzione incendi, dovrà essere prevista la presenza e la funzionalità del dispositivo del comando di emergenza, l'applicazione della segnaletica di sicurezza e le verifiche di cui al precedente paragrafo.

Considerazioni finali

Nell'ambito delle misure da attuare a valle della valutazione dei rischi, ed in particolare del rischio di folgorazione degli addetti alla lotta antincendio legato all'impossibilità di interrompere la generazione di corrente, si potrebbe fare utile ricorso a soluzioni quali:

- sezionamento in emergenza con comando a distanza delle stringhe in sottoinsiemi con una tensione di uscita non superiore a 120 V;
- installazione di impianti di spegnimento automatici per la protezione interna e di monitori brandeggianti comandati a distanza per la protezione esterna, ove necessaria, unitamente a segnaletica sul divieto dell'impiego acqua.

Infine, non si ritiene superfluo evidenziare che, per quanto il campo di applicazione della

guida sia limitato alle attività soggette ai controlli di prevenzione incendi ai sensi del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011, le misure in essa indicate possono ritenersi generalmente valide, opportunamente mediate in relazione alle caratteristiche anche dimensionali dell'attività interessata, considerato che in ogni caso deve essere garantito il rispetto del requisito sulla sicurezza in caso di incendio previsto dal Regolamento Europeo per le opere di costruzione, indipendentemente dall'assoggettabilità dell'attività ai predetti controlli di prevenzione incendi.

Michele Mazza

Calogero Turturici

Gianfranco Tripi

Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco e

Membri CEI/CT 82

Norma CEI 0-21 per la connessione degli utenti alle reti elettriche BT

Il 23 dicembre 2011 è stata pubblicata, dopo due inchieste pubbliche, la norma CEI 0-21 che ha per oggetto la "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica". I lavori per la predisposizione di tale norma sono stati svolti a seguito di specifico incarico conferito

dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG). Essa ha già ricevuto i dovuti riconoscimenti dall'AEEG con due delibere del dicembre 2011 (ARG/elt 187/11 ed ARG/elt 199/11) e con la più recente del marzo 2012, 84/2012/R/EEL, che ha come oggetto gli "Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale".

La norma era largamente attesa sia perché interessa i numerosissimi utenti connessi in bassa tensione, sia perché, con la CEI 0-16, completa il quadro delle regole tecniche di connessione, prima limitate agli utenti connessi alla rete di tensione nominale superiore ad 1 kV in alternata, emanate o riconosciute dall'AEEG.

L'idea che una norma del settore elettrico costituisca un elenco, talvolta arido, di regole tecniche viene largamente smentita dalla portata culturale, sociale e di mercato che la CEI 0-21 assume. Certo tutto quello che è contenuto nella norma è già scientificamente e tecnicamente acclarato, spesso si prende atto di uno stato di fatto; ma l'essere tutto ciò parte di una norma o essere tutto ciò trasformato in norma già nella fase iniziale dei processi tecnici che interessano milioni di situazioni, dà ad essa una valenza straordinaria.

E' utile riassumere, in via preliminare, gli ele-



menti di novità e di innovazione, per poi sottolinearli nel momento in cui essi si sostanziano in particolari disposizioni tecniche.

- E' straordinario che la norma, letta ed utilizzata da decine di migliaia di tecnici ed applicabile a realtà vissute da milioni di cittadini, elevi, per la prima volta, l'utenza di bassa tensione a parte integrata di un sistema più ampio. Il suo comportamento, quindi, è influenzato dal sistema, anche ai fini della sicurezza, e, contemporaneamente influenza, ed addirittura può mettere in crisi, il funzionamento dell'intera rete elettrica.
- Con questa norma si sancisce che l'utenza di bassa tensione non è solo un utilizzatore di energia ma anche un potenziale produttore. Tale processo di riconoscimento parte ovviamente da lontano e vede dei passi importanti nella norma CEI 64-8, che, pur essendo norma sugli impianti elettrici utilizzatori, ha un capitolo riguardante gli impianti fotovoltaici, e del DM 37/08, che include tra gli impianti elettrici degli edifici quelli fotovoltaici. E' la consapevolezza della realtà e della diffusione futura della generazione distribuita (GD). L'attualità è nei 320.000 impianti di produzione statici, leggasi fotovoltaici, connessi alla rete BT per una potenza di circa 3 GW; il futuro è nell'obbligo di realizzare edifici che riducano gli assorbimenti di energia sino ad azzerarli, obiettivo possibile solo con autogenerazione.
- Il sistema elettrico con generazione distribuita deve essere dotato non solo di interconnessione "galvanica" ma anche di quella logica che consenta ad un operatore centrale di gestire, almeno nei momenti critici che mettono a rischio la sicurezza, la connessione dell'utenza attiva. La CEI 0-21 predispone le caratteristiche tecniche di apparecchiature d'utente in maniera tale che possano interloquire con l'esterno, ricevendo e rispondendo a comandi funzionali di sistema. L'obiettivo di garantire la sicurezza della rete è socialmente così importante da essere stato oggetto di leggi nazionali, oltre che di attenzione da parte di Organismi Comunitari.

Non può sfuggire che le chiavi di lettura della CEI 0-21 mettano in evidenza elementi di carattere sociale, culturale e di mercato. L'efficienza energetica e la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico hanno una valenza sociale che coinvolge qualunque cittadino. La trasformazione dell'utenza passiva da terminale, in tutti i sensi, del sistema elettrico a parte integrata del sistema necessita di nuove capacità di progettazione e di installazione degli impianti elettrici e, quindi, determina una innovazione culturale dell'intera filiera del settore elettrico. Non sfuggirà

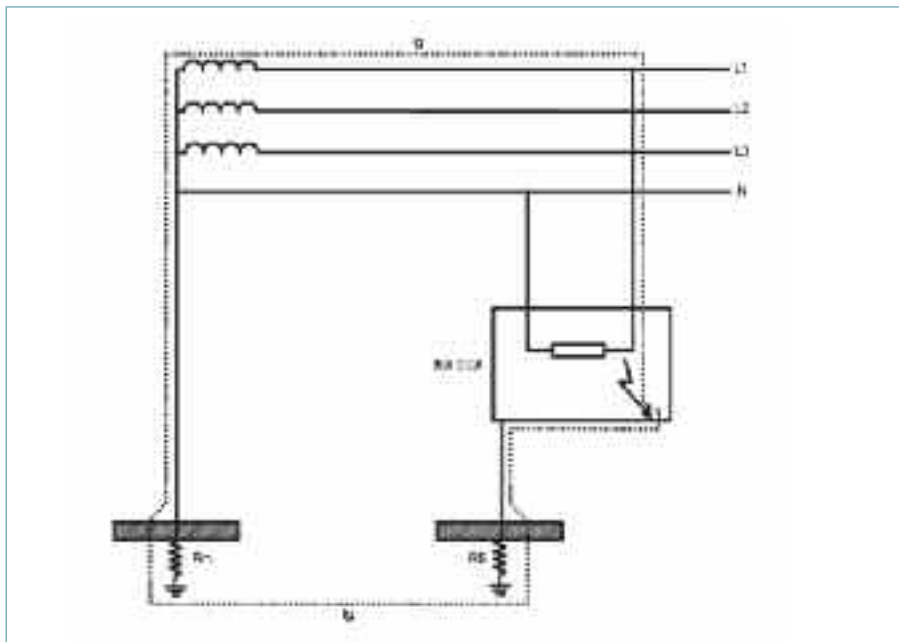


Figura 1 – Sistema di distribuzione TT

che il numero di realtà coinvolte, sia esistenti che nuove, determina un impatto di mercato non indifferente. In presenza di fenomeni recessivi quest'ultimo aspetto non può dispiacere, soprattutto se si considera che in tale caso sono coniugati sviluppo economico ed interesse sociale.

La norma è corposa ed ognuno avrà modo e tempo per approfondirla nei diversi aspetti, sia con la lettura e studio della stessa, anche alla luce del fatto che essa è scaricabile gratuitamente dal sito del CEI www.ceiweb.it, sia partecipando ai numerosi convegni e giornate di studio organizzate, anche dal CEI, in tutta Italia. Anzi, la vastità, la complessità e l'importanza della norma ha già attivato da parte del CEI un corso di formazione ad hoc. La parte sicuramente più innovativa della norma è quella che riguarda l'interconnessione di generatori che funzionano in parallelo alla rete, ed è ad essa che faremo riferimento nel seguito, con particolare riguardo agli impianti fotovoltaici.

Ambito e tempi di applicazione

La norma si applica a tutte le reti delle imprese distributrici ed a tutti gli utenti ad esse interconnessi. Questi sono suddivisi in Utenti Passivi, Utenti Attivi e Reti di Distribuzione. L'impianto esercito dall'Utente può essere di "utilizzo", con punto di prelievo, dal punto di vista della misura, di "produzione", con punto di immissione, dal punto di vista della misura, di "produzione ed utilizzazione", con punto di prelievo, dal punto di vista della misura, di "reti di distribuzione".

La norma CEI 0-21 si applica:

- alle nuove connessioni;
- agli utenti passivi già connessi, limitata-

mente alla parte attiva, qualora installino un generatore in parallelo alla rete di potenza ≥ 1 kW;

- agli utenti attivi già connessi qualora incrementino la potenza del generatore.

La presenza di pesanti innovazioni tecnologiche sulle apparecchiature da installare ha reso necessario prevedere una progressiva entrata in vigore della norma, fermo restando la possibilità che l'AEEG possa intervenire sia sui tempi di entrata in vigore, sia sull'applicabilità, parziale o totale, alle utenze esistenti. Pertanto, per tutti i capitoli riguardanti gli utenti attivi si prevedeva l'entrata in vigore dopo sei mesi dalla promulgazione, mentre i paragrafi relativi a "immissione di potenza reattiva", "servizi di rete" e "sistema di protezione di interfaccia" entreranno in vigore solo dopo un'apposita variante alla norma elaborata dal CEI, evidentemente su richiesta dall'AEEG. La Delibera dell'8 marzo 2012 già chiarisce la tempistica dell'entrata in vigore della CEI 0-21. Per gli impianti connessi alla rete BT tra aprile e giugno 2012 è richiesto solo un diverso ambito di regolazione, più largo rispetto al passato. Per gli impianti connessi tra luglio e dicembre si applica integralmente la CEI 0-21, con le eventuali varianti intanto pubblicate, ma non è necessario che sia garantita l'insensibilità agli abbassamenti di tensione. Da gennaio 2013 dovranno essere certificati conformi alla norma CEI 0-21. Sarà cura del CEI recepire la Delibera dell'AEEG in una prossima variante alla norma.

Caratteristiche della rete

La tensione nominale della rete elettrica è fissata in 230 V per le forniture monofasi ed

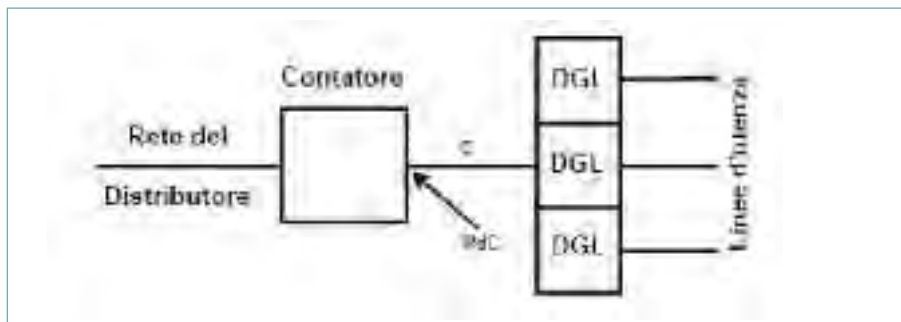


Figura 2 – Connessione con tre DGL

in 400 V per le forniture trifase. All'atto della promulgazione della CEI 0-21 era ancora in vigore la legge 105/49 che fissava i valori in 220/380 V. Il DL n° 1 del 24 gennaio 2012 ha abrogato il 105 del 49 riconoscendo come tensioni normalizzate della rete quelle fissate dalla norma CEI 8-6, e quindi 230/400 V.

Lo stato nel neutro della rete pubblica di bassa tensione porta a definire il sistema elettrico, dal punto di vista della messa a terra, di tipo TT. Da tale assunto derivano obblighi sia per il distributore che per l'impianto utilizzatore. Il distributore, pur non adottando specifiche protezioni, deve garantire la continuità del conduttore di neutro, evitando che utenze monofasi siano alimentate da tensioni anomale. Da parte sua l'Utente non potrà mettere a terra il neutro e dovrà garantirne il sezionamento nei casi di distacco del generatore dalla rete. Nei casi di funzionamento in isola dell'impianto d'utenza, previsto e regolato dalla CEI 0-21, si porrà il problema di variazione della messa a terra del sistema che potrà diventare di tipo IT o di tipo TN, qualora si provveda alla commutazione del neutro a terra in caso di distacco dalla rete.

Il distributore non ha obbligo di protezione contro i contatti indiretti dell'impianto d'utenza, ma, in ogni caso, deve garantire l'assenza di masse sino al contatore e che la resistenza di atterramento del neutro non sia superiore a 170 Ω (figura 1). Tale valore si ottiene nell'ipotesi di una tensione nominale verso terra (U_0) di 220 V, di una tensione limite di sicurezza (U_L) non superiore a 50 V e di una corrente di intervento del dispositivo differenziale non superiore ad 1 A. L'utente, nel caso di mancato intervento delle sue protezioni differenziali causate da un eccessivo valore della R_n , può richiedere una verifica al distributore con un rapporto firmato da tecnico competente (libero professionista, direttore tecnico ai sensi del DM 37/08, Organismo notificato o ASL, ARPA, INAIL).

La crescita del carico elettrico in bassa tensione, soprattutto nei centri urbani, sia in densità che in intensità, ha fatto lievitare le

taglie dei trasformatori utilizzati dal distributore e ridotto il raggio d'azione della distribuzione, con il conseguente effetto di determinare un incremento delle correnti di corto circuito nel Punto di Connessione (PdC). La CEI 0-21 indica i valori normalizzati di corrente di corto circuito trifase (3F) e monofase (FN) secondo la tabella 1.

Per potenze disponibili superiori a 33 kW l'utente può richiedere la corrente minima di corto circuito al PdC al fine, evidentemente, di una corretta taratura delle protezioni da sovracorrente.

I livelli minimi di tenuta degli isolamenti al PdC devono essere di categoria III ai sensi della norma CEI EN 50470 e la tenuta a frequenza industriale deve essere di 2500 V per 5 s ai sensi della norma CEI EN 60898-1 o CEI EN 61009.

Impianto d'utenza per la connessione

La qualità del servizio è un altro elemento di integrazione della rete. Da un lato il distributore deve garantire la continuità del servizio e la qualità della tensione e, dall'altro, l'utente non deve introdurre disturbi in rete e deve distaccarsi dalla rete in caso di guasti interni all'impianto di utenza. A tal proposito è resa obbligatoria l'installazione di un Dispositivo Generale di protezione (DG). La CEI 0-21 consente di disporre, invece del DG, di tre Dispositivi Generali di Linea (DGL), aumentando la selettività orizzontale delle protezioni (figura 2). In pratica si possono individuare tre parti dell'impianto indipen-

denti.

L'impianto d'utente ha inizio ai morsetti di uscita del contatore di energia, il PdC, da cui parte il Cavo di Collegamento (CdC) che si attesta al DG. Il CdC, quindi, fa parte dell'impianto d'utente e deve essere protetto contro i contatti diretti, indiretti e le sovracorrenti. Una installazione in doppio isolamento garantisce la protezione sia contro i contatti diretti che contro quelli indiretti. La protezione contro il sovraccarico può essere garantita in arrivo, e quindi dal DG o dai DGL, se il cavo non è posto in ambienti a maggior rischio in caso di incendio o con pericolo d'esplosione. La protezione da corto circuito deve essere installata subito a valle e nel punto più prossimo del PdC. Può essere installata in arrivo del CdC se questo è non più lungo di 3 m, se è installato in modo da ridurre la probabilità di corto circuito, se non è in vicinanza di materiale combustibile, né in luoghi a maggior rischio in caso d'incendio, né in luoghi con pericolo d'esplosione. Se esiste un interruttore automatico nel complesso di misura dell'energia, il CdC deve avere caratteristiche coordinate con quelle del dispositivo, tenendo conto, però, che il distributore non ha il dovere di garantire l'efficienza di tale dispositivo. Il dispositivo può essere utilizzato anche come sezionamento, sempre nei limiti di responsabilità del distributore.

Regole tecniche di connessione per gli utenti attivi

Lo schema generale di connessione di un utente attivo prevede la presenza dei seguenti dispositivi: il DG o i DGL, il dispositivo di interfaccia (DDI) e il dispositivo di generatore (DDG) (figura 3). In assenza di carichi privilegiati alimentati dal generatore il DDI può coincidere con il DDG.

Al DDI è associato il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) che ne comanda il funzionamento. E' ammesso l'uso di più DDI comandati da un unico SPI. E' anche possibile utilizzare più SPI con il vincolo che funzionino in logica OR, ovvero che l'anomalia rilevata da un SPI determini l'apertura di tutti i

TABELLA 1: VALORI NORMALIZZATI DI CORRENTE DI CORTO CIRCUITO TRIFASE (3F) E MONOFASE (FN) (FONTE: NORMA CEI 0-21)

Fornitura	Potenza	Corto	Corrente di Corto Circuito	Cos ϕ di corto circuito
MONOFASE	6 kW ed eccezionalmente 10 kW impegnati	FN	6 kA	0,7
TRIFASE	Fino a 33 kW disponibili	FN	6 kA	0,7
		3F	10 kA	0,5
TRIFASE	Oltre a 33 kW disponibili	FN	6 kA	0,7
		3F	15 kA	0,3

DPI. Per generatori fino a 20 kW di potenza è possibile l'installazione di più DPI, con un massimo di tre, con logica di funzionamento indipendente, ovvero con proprio SPI.

Per potenze superiori a 20 kW deve essere previsto un dispositivo di ricalzo che intervenga in caso di mancata apertura del DDI. L'intervento, ritardato di massimo 0,5 s, può essere garantito dal DDG o dal DG. L'intervento della protezione di ricalzo evidenzia un'anomalia del DDI e, quindi, la richiusura del ricalzo può avvenire solo manualmente.

La funzione del DDG è quella di separare il generatore dall'impianto. Tale dispositivo va coordinato con gli altri presenti in rete, il DDI ed il DG, sia per guasti interni alla rete d'utenza durante il funzionamento ordinario e in isola, sia per guasti sulla rete del distributore. L'apertura del DDG per manutenzione può determinare, tramite contatti ausiliari, la disattivazione del DDI al fine di garantire una migliore continuità di alimentazione dei carichi privilegiati alimentabili in isola, ma in questo caso alimentati dalla rete.

Gli impianti di produzione monofase connessi alla rete possono raggiungere una potenza massima di 6 kW, elevabili eccezionalmente a 10 kW con l'autorizzazione del distributore. Nei sistemi di generazione trifase si deve garantire un Limite di Squilibrio di Potenza (LSP) non superiore a 6 kW o 10 kW con il consenso del Distributore. Tale livello di squilibrio va garantito anche in fase transitoria. Ciò significa che l'impianto dovrà essere dotato di automatismo che riequilibri l'impianto entro 30 s in caso di LSP compreso tra 6 e 10 kW, ameno di autorizzazione del distributore sino a 10 kW. Se lo squilibrio supera i 10 kW l'azione di riequilibrio va attuata entro 1 s.

Requisiti generali dei generatori

Restando nell'ambito dei generatori fotovoltaici, considerati come generatori indirettamente connessi alla rete o anche statici, viene richiesto un primo requisito sulla limitazione della componente continua della corrente immessa a regime. Questa deve essere limitata allo 0,5% della corrente nominale. Tale obiettivo può essere conseguito o con la tradizionale soluzione di un trasformatore di isolamento a frequenza di rete o, e questa costituisce una novità, con una protezione sensibile alla componente continua della corrente immessa in rete. In tal caso la protezione deve intervenire sul DDG separando l'inverter dalla rete in 200 ms se la componente continua supera 1 A o in 1 s se la componente continua supera lo 0,5% della corrente nominale di inverter.

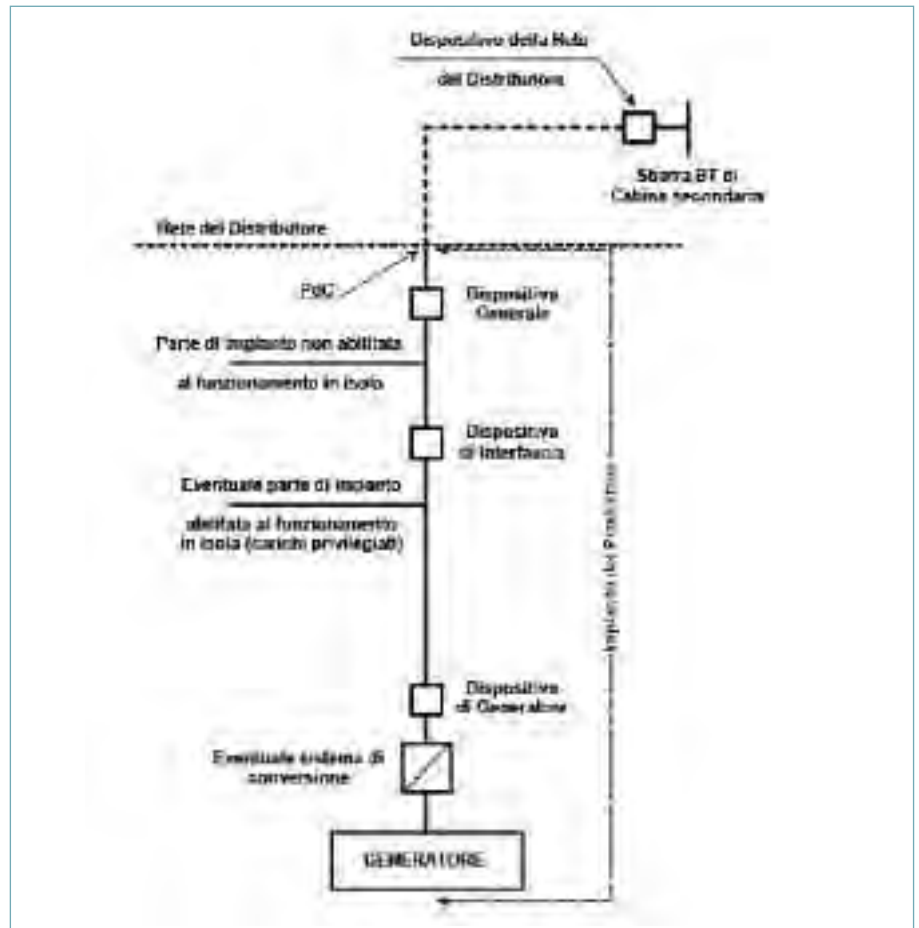


Figura 3 – Rappresentazione schematica delle configurazioni di sistema di produzione in parallelo alla rete del distributore

Un nuovo requisito costruttivo richiesto agli inverter a servizio degli impianti fotovoltaici è la possibilità di poter assorbire o erogare potenza reattiva. Ricordiamo che gli inverter tradizionali erogavano potenza attiva a $\cos\varphi$ unitario, tanto da provocare una riduzione del fattore di potenza visto dalla rete quando

la potenza prodotta era in gran parte, o totalmente, assorbita dall'utenza stessa. Le caratteristiche di erogazione/assorbimento di reattivo cambiano a seconda che si tratti di impianto di potenza non superiore o superiore a 6 kW. Gli scopi di tale funzione sono due: da un lato limitare le sovra/sottotensio-



ni provocate dalla immissione della propria potenza attiva, dall'altro fornire un servizio alla rete, ovvero partecipare alla regolazione della tensione del sistema. Ciò vuol dire che gli inverter devono essere in grado di regolare il reattivo sia con logiche locali, sia con logiche di controllo da remoto. Tale ultima caratteristica è richiesta solo per i generatori con potenza superiore a 6 kW.

Il funzionamento in parallelo con la rete del distributore è subordinato alla condizione che il generatore non provochi disturbi tali da deteriorare la qualità del servizio indicato dalla norma CEI EN 50160. Inoltre il SPI deve garantire l'apertura immediata ed automatica del DDI in caso di assenza di tensione di rete, in caso di guasto del SPI stesso e quando i valori di tensione e frequenza di rete non siano compresi entro valori di regolazione fissati dall'AEEG e fatti propri dalla CEI 0-21. Una fase critica del funzionamento in parallelo è costituito dal collegamento e/o dalla riconnessione a seguito di intervento delle protezioni. Il parallelo deve avvenire in condizioni di rete stabile e, quindi, per una frequenza compresa tra 49,95 Hz e 50,05 Hz, valori che si possono portare a 49,9 e 50,1 per le isole, e per un valore di tensione compreso tra 85% e 110% della nominale. Tali condizioni devono permanere per almeno 300 s prima di consentire il parallelo. L'erogazione di potenza, in caso di inserzione, dovrà salire gradualmente dalla condizione a vuoto fino alla massima con gradiente non superiore al 20% per minuto.

Per il funzionamento in parallelo a regime, il generatore fotovoltaico dovrà restare connesso alla rete per il range di frequenza compreso tra 47,5 e 51,5 Hz e per quello di tensione compreso tra 85% e 110% della tensione nominale. Per gli impianti connessi tra aprile e giugno 2012 l'AEEG ha ridotto la finestra di frequenza tra 49 e 51 Hz.

La più consistente novità della CEI 0-21 è la partecipazione dell'unità GD (Generazione Diffusa) ai servizi di rete. Tale esigenza nasce da precise disposizioni legislative poste dal DM 5 maggio 2011 e ribadite dal DL n° 1 del 24 gennaio 2012.

Una prima caratteristica richiesta ai generatori statici di potenza superiore a 6 kW è quella di non distaccarsi dalla rete in presenza di buchi di tensione. Tali requisiti, noti con l'acronimo LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through), sono rappresentati nella figura 4. Tale caratteristica funzionale dovrà essere garantita, per quanto stabilito dalla citata delibera dell'AEEG, a partire da gennaio 2013.

Da giugno 2012, in ogni caso, è richiesto che la GD partecipi alla regolazione della tensione distaccandosi dalla rete entro 0,2 s quan-

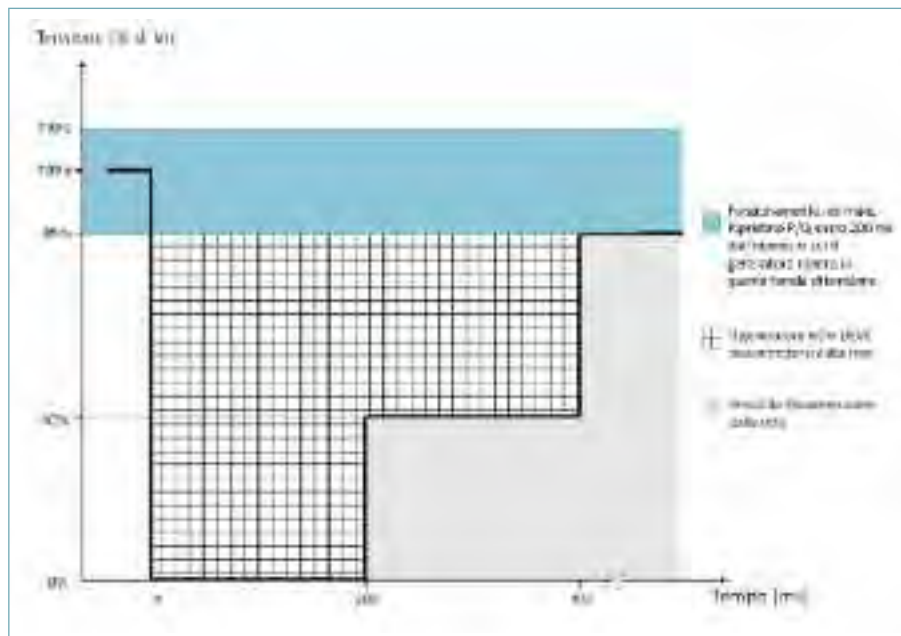


Figura 4 – Requisiti LVFRT in vigore da gennaio 2013

do la tensione supera il 115% della nominale, entro 3 s se la tensione, misurata su di una finestra di 10 s in media mobile, supera il 110% della nominale. Inoltre, su richiesta del distributore che la formalizza nel regolamento di esercizio, le unità GD, per valori di tensione di rete prossimi al 110% di U_n , dovranno assorbire potenza reattiva secondo logiche locali. Inoltre, come già messo in evidenza, le unità di potenza superiore a 6 kW potranno essere asservite ad una regolazione centralizzata.

In caso di transitori di frequenza dovrà essere possibile da parte della GD attuare una opportuna regolazione di potenza locale. In particolare non dovrà esser variata la potenza attiva immessa in rete per frequenze comprese tra 47,5 e 50,3 Hz. Per frequenze comprese tra 50,3 e 51,5 Hz si dovrà ridurre la potenza con uno statismo compreso tra il 2% ed il 5% (di norma verrà impostato 2,4%). La GD non dovrà riconnettersi alla rete o non dovrà aumentare il livello di produzione se non quando la frequenza si attesti tra 49,95 e 50,05 Hz per almeno 5 s, a meno di diverse indicazioni del distributore.

Come si può ben comprendere gran parte delle caratteristiche dinamiche del funzionamento della GD fotovoltaica sono legate all'inverter ed al sistema di protezione di interfaccia. Le notevoli novità funzionali introdotte fanno comprendere la necessità di emettere la norma con molto anticipo rispetto alla fase di entrata in vigore della stessa. I produttori che hanno esperienza di fornitura di componenti di impianti FV connessi alla rete di alta tensione sono già a conoscenza delle problematiche funzionali oggi richieste anche per la connessione alla rete BT. Gli

altri dovranno adeguare velocemente i prodotti per rispondere alle nuove richieste dell'AEEG ovvero della CEI 0-21.

Rapporti utente distributore

I rapporti con il distributore saranno necessariamente fissati da un regolamento di esercizio. Poiché la consistenza e qualità dell'impianto di utenza partecipa alla sicurezza della rete, e questa è nell'interesse della intera collettività, non è peregrino pensare che tale regolamento dovrà esser supportato da una puntuale documentazione tecnica che l'utente dovrà consegnare al distributore e da prove in campo i cui risultati dovranno esser certificati e consegnati al distributore. Per altro l'AEEG nella delibera del marzo 2012, ribadisce che le imprese distributrici dovranno vigilare sul rispetto dell'attuazione della progressiva applicazione della norma CEI 0-21.

Superata la potenza di 6 kW gli impianti di GD fotovoltaici dovranno essere progettati da tecnici qualificati ed installati da ditte estremamente professionalizzate. Essi dovranno attingere a prodotti di mercato adeguati alle nuove norme, posto che l'AEEG afferma che a partire dal gennaio del 2013 gli impianti ed i dispositivi vanno certificati conformi alla norma CEI 0-21.

L'azione di diffusione della conoscenza di tale norma è finalizzata a preparare al meglio la filiera elettrica ai nuovi compiti che gli vengono richiesti e in tale direzione, come è sua tradizione, il CEI è fortemente impegnato.

Giuseppe Cafaro

Dipartimento Elettrotecnica ed Elettronica - Politecnico di Bari