

UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA



DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA ELETTRICA

**INTERVENTI DI EFFICIENZA ENERGETICA
NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE
DELL'ENERGIA ELETTRICA**

RELATORE: Prof. Roberto Benato

CORRELATORE: Ing. Claudio Di Mario

LAUREANDO: Nicolò Borgato

ANNO ACCADEMICO 2014-15

INDICE

INTRODUZIONE	1
TRASFORMATORI	4
Perdite ed efficienza nei trasformatori	5
Metallo amorfo	8
Norme e regolamenti.....	9
Costo del trasformatore.....	9
L'analisi di RSE.....	11
Casi studio	14
Trasformatori in parallelo.....	18
TRASFORMATORE DA DISTRIBUZIONE REGOLATO	21
COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA	25
Principi del rifasamento.....	25
Tecnologie disponibili.....	26
Nella rete di trasmissione.....	31
Nella rete di distribuzione.....	32
L'analisi di RSE.....	33
Alternative al rifasamento tradizionale.....	35
Potenzialità della generazione distribuita	37
GENERAZIONE DISTRIBUITA	39
Posizionamento della generazione distribuita.....	40
Produzione di potenza reattiva	40
SISTEMI DI ACCUMULO.....	45
AUTOMAZIONE NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE	49
Sistemi di comunicazione.....	49
Protezioni intelligenti.....	49
Configurazione di rete.....	50
Volt/Var optimization	53
SMART GRID	55
Demand response.....	56
CONCLUSIONI.....	59
Bibliografia	60
Indice delle figure	64
Indice delle tabelle.....	65
Appendice A.....	66
Appendice B.....	67

INTRODUZIONE

Con l'obiettivo di ridurre i consumi energetici e limitare le emissioni di gas serra, l'Unione Europea si è assunta nel 2008 degli impegni ambiziosi noti come "Pacchetto 20-20-20". Per l'Italia questa scelta comporta la riduzione del 18% delle emissioni complessive, la produzione di energia rinnovabile per almeno il 17% e la riduzione del 20% del consumo di energia primaria entro il 2020. Nel 2013 è stata quindi redatta la Strategia Energetica Nazionale che ha individuato 7 priorità d'azione per raggiungere gli obiettivi prefissati. L'Efficienza Energetica è il primo strumento che contribuisce al raggiungimento di questi obiettivi: riduce i costi energetici grazie ai minori consumi, diminuisce l'impatto sull'ambiente poiché incide sulle emissioni, riduce la dipendenza energetica del nostro Paese. Si stima che l'aumento di efficienza energetica, da solo, possa assorbire l'aumento di domanda di energia al 2020, sia primaria che di consumi finali. La condizione di partenza è buona in quanto l'Italia è uno dei paesi europei con la minore intensità energetica, molto è stato fatto a partire dal 2007 ma c'è ancora un elevato potenziale di risparmio non sfruttato. Gli interventi in efficienza energetica hanno normalmente un ritorno economico positivo, ma la loro adozione necessita di supporto esterno per superare alcune barriere: presenza di standard minimi e normative, detrazioni fiscali per il settore civile, meccanismi di incentivazione diretta, certificati bianchi.

Anche la rete elettrica può contribuire al raggiungimento di questi obiettivi. Proprio per questo motivo nel PAEE 2014 (piano d'azione per l'efficienza energetica) è prevista la possibilità di dare degli incentivi a quegli operatori che attuano interventi di miglioramento dell'efficienza della propria infrastruttura di rete.

Le reti elettriche sono usate per trasportare l'energia generata dalle grandi centrali di produzione o da piccoli impianti di generazione fino al punto in cui questa viene utilizzata. Durante la fase di trasporto si generano perdite che sono generalmente proporzionali al quadrato della corrente. Per questo motivo la tensione viene elevata, in modo da ridurre la corrente per limitare le perdite e ridurre le cadute di tensione. Gli elementi principali della rete sono le linee elettriche che connettono i diversi nodi e i trasformatori che consentono di trasportare l'energia ad alta tensione su lunghe distanze e di utilizzarla poi in media/bassa tensione.

La porzione di rete in alta e altissima tensione viene chiamata "rete di trasmissione" ed è concepita per trasportare grandi quantità di energia su lunghe distanze con la massima efficienza possibile. La rete in media e bassa tensione viene definita "rete di distribuzione" e si occupa della consegna capillare dell'energia agli utenti finali ad una tensione adeguata. Queste due reti sono gestite da differenti operatori con una chiara differenziazione funzionale e commerciale: sono il TSO (transmission system operator) e il DSO/DNO (distribution system operator/distribution network operator).

Nel momento in cui viene generata, l'energia elettrica prodotta nelle centrali ad un livello di media tensione viene subito convertita in alta tensione da un trasformatore elevatore, entra nella rete di

trasmissione dove scorre fino alla stazione primaria dove è nuovamente trasformata ad un livello di tensione medio normalizzato, quindi entra nella rete di distribuzione e la percorre fino a raggiungere l'utente finale. Quest'ultimo può essere collegato direttamente in MT se è dotato di cabina propria di trasformazione, oppure alimentato in BT tramite trasformatore di proprietà del DNO se si tratta di utenze di piccola potenza come è il caso delle utenze domestiche.

È evidente che l'energia elettrica subisce almeno 3 o 4 trasformazioni prima di poter essere utilizzata. Pur essendo i trasformatori delle macchine estremamente efficienti (rispetto ai normali usi dell'energia elettrica), il fatto che per essi transiti più volte tutta l'energia prodotta e consumata li rende la seconda fonte di perdite nella rete. L'efficienza del sistema di trasmissione e distribuzione è estremamente importante sia in termini economici che ambientali. Il livello delle perdite in una rete è fortemente determinato dai livelli di tensione utilizzati, dalla lunghezza delle linee e dal numero di trasformazioni richiesto. Nelle reti attuali pesano quindi le scelte effettuate in passato.

Le perdite di linea generate da cavi e conduttori sono circa la metà delle perdite tecniche, un altro 45% è dato dai trasformatori. I soli trasformatori da distribuzione in carico ai DNO (in cui transita il 70% dell'energia fornita in bassa tensione) contribuiscono con il 36% delle perdite tecniche totali. Rispetto alle linee, i trasformatori sono più semplici da sostituire, e la loro efficienza è misurabile con precisione consentendo una agevole classificazione. Nei casi in cui si renda necessario procedere alla riclassificazione di una porzione di rete, come nel caso di vecchie linee MT, è opportuno valutare la possibilità di aumentare la tensione di linea per diminuire le perdite, ridurre le cadute di tensione e aumentare la capacità di trasporto: solitamente ciò implica la sostituzione di tutti o gran parte dei componenti esistenti con un notevole sforzo economico.

L'efficienza nell'uso dell'energia è considerato oggi il modo più efficace ed economicamente vantaggioso per conseguire gli obiettivi delle politiche energetiche europee: riduzione della dipendenza dalle fonti di energia primaria, sviluppo di fonti di energia sostenibili e crescita economica. L'efficienza del comparto generazione in Italia ha raggiunto il 47% nel 2011 [1], un risultato reso possibile dall'incremento delle fonti rinnovabili con una quota di produzione pari al 7% e dalla diffusione dei cicli combinati in sostituzione degli impianti a vapore. L'efficienza della rete di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica risulta in linea con la media europea e perde circa il 6,5% della potenza immessa. Ciò non toglie che si possa fare di meglio per avvicinarsi al circa 4% di paesi come Germania, Giappone, Korea, Olanda.

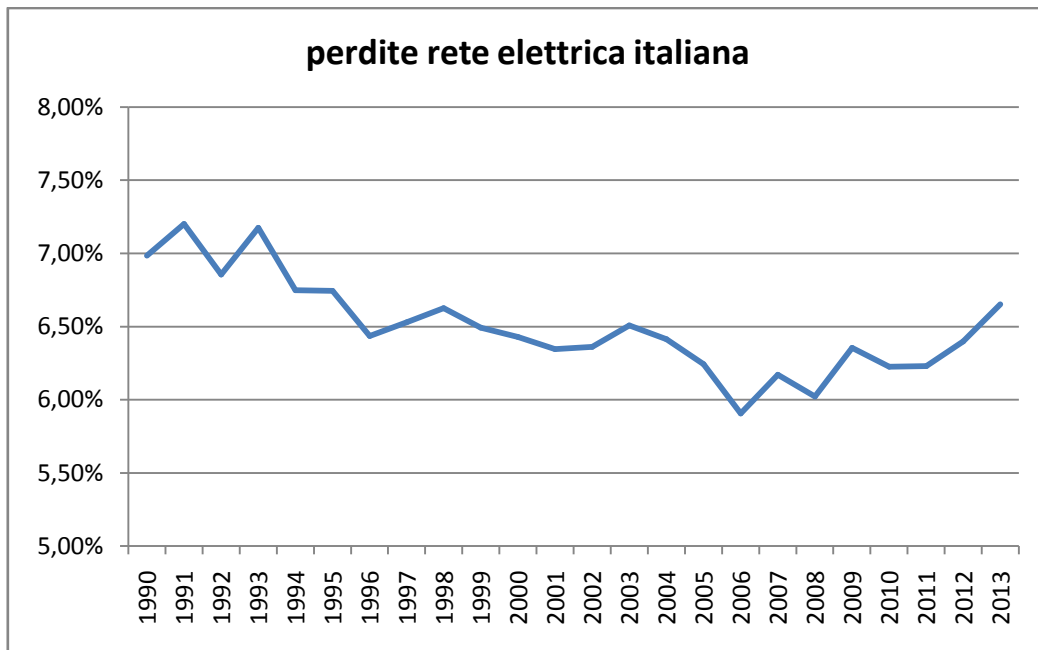


Figura 1: perdite della rete elettrica italiana di trasmissione e distribuzione in percentuale dal 1990 al 2013 calcolate su dati storici Terna

In questo lavoro analizzeremo alcuni elementi su cui è possibile intervenire per ridurre gli sprechi di energia e aumentare l'efficienza del sistema con particolare attenzione alla rete di distribuzione dell'energia elettrica. Particolare attenzione sarà rivolta all'utilizzo di trasformatori più efficienti e alla riduzione delle correnti circolanti in rete grazie alla compensazione della potenza reattiva, cercando anche di mostrarne la sostenibilità economica. Successivamente cercheremo di capire in che modo le nuove tecnologie possono contribuire all'aumento dell'efficienza energetica: generazione distribuita, sistemi di accumulo, automazione, smart grid.

TRASFORMATORI

La rete di distribuzione europea include 4,5 milioni di trasformatori da distribuzione con tensioni tipiche che vanno dai 10kV ai 36kV e potenze tra i 50kVA e i 3150kVA. Sono divisi in due categorie principali a seconda del tipo di isolamento utilizzato: trasformatori in olio se l'isolamento delle parti attive è dato da un liquido, o trasformatori a secco se l'isolamento è garantito da una resina epossidica in cui sono inglobati gli avvolgimenti.

I trasformatori isolati con un liquido hanno alcuni vantaggi: sono più efficienti e compatti a parità di potenza e godono di una maggiore sovraccaricabilità. La vita attesa è maggiore perché il liquido ha migliori capacità di raffreddamento riuscendo ad asportare rapidamente il calore prodotto nel punto caldo. Il principale svantaggio è legato all'inflammabilità dell'olio isolante. Il nucleo e gli avvolgimenti si trovano all'interno di una cassa riempita completamente d'olio, la circolazione dell'olio può avvenire in modo naturale o forzato; il calore prodotto dagli avvolgimenti è asportato dall'olio viene quindi ceduto poi all'ambiente attraverso la cassa e i radiatori in modo naturale o con l'ausilio di sistemi di ventilazione addizionali.

I trasformatori in resina sfruttano l'aria come mezzo per asportare il calore generato da nucleo e avvolgimenti. La minore efficacia rispetto a un liquido porta ad avere trasformatori di maggiori dimensioni a parità di tensione e potenza, e con maggiori perdite. Il punto di forza è la maggiore sicurezza in caso di incendio e il minore peso complessivo che li rendono idonei all'utilizzo all'interno di edifici o altre strutture.

Nel nucleo sono solitamente impiegati lamierini al silicio a cristalli orientati mentre gli avvolgimenti sono in rame (o alluminio per potenze modeste). In Europa l'efficienza operativa media è 98.38% e le perdite generate ammontano a 33TWh/anno (38TWh considerando le perdite addizionali causate dal flusso di potenza reattiva e dal contenuto armonico) [2]. Si stima che la sostituzione dell'intero parco trasformatori porterebbe al dimezzamento di questo valore; considerando invece l'attuale tasso di sostituzione (3%) si può ottenere una riduzione di 11,6TWh nell'arco di 15 anni (BAU). Gran parte di questo potenziale è economicamente sostenibile ma non viene sfruttato a causa di numerosi ostacoli: in molti paesi ad esempio il costo delle perdite viene caricato sulla bolletta degli utenti e non rappresenta così un incentivo all'aumento dell'efficienza.

Perdite ed efficienza nei trasformatori

Le perdite nel nucleo del trasformatore sono spesso definite "perdite a vuoto" perché sono presenti sempre quando il trasformatore è energizzato, anche se non sta alimentando alcun carico. Sono inoltre costanti al variare del carico. Si dividono in due componenti: le perdite per isteresi e per correnti parassite. Le prime sono generate dai fenomeni di magnetizzazione del nucleo, dipendono dalle caratteristiche del materiale ferromagnetico, dalla frequenza e dall'induzione. Le seconde sono prodotte dalle correnti che circolano nel materiale conduttore del nucleo sottoposto a campo magnetico variabile. Negli anni le perdite a vuoto sono state notevolmente ridotte utilizzando materiali con minore cifra di perdita e riducendo lo spessore dei lamierini di cui è composto il nucleo: solitamente si tratta di acciai speciali al silicio a cristalli

orientati laminati a freddo fino a spessori di 0,23mm. La seguente figura, tratta da [3], riporta i valori tipici delle perdite per chilogrammo a 50Hz e 1,7T per diversi materiali utilizzati negli anni. È evidente come negli ultimi 50 anni successivi miglioramenti abbiano permesso di ridurre le perdite da 3W/kg a meno di 1W/kg.

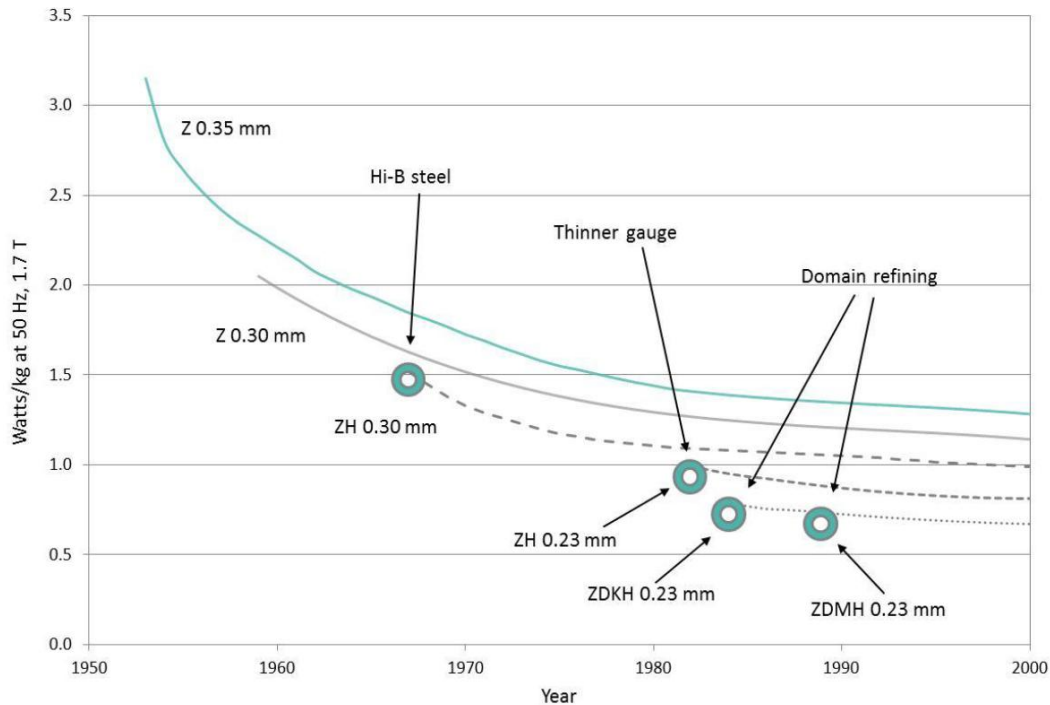


Figura 2: Trend nella riduzione delle perdite a vuoto dal 1950 al 2000 (Prophet II Report)

Le perdite a carico, o perdite nel rame, dipendono dalla corrente circolante negli avvolgimenti: in primo luogo sono causate dalla resistenza degli avvolgimenti e variano con il quadrato della corrente che li percorre. Inoltre ci sono correnti parassite e perdite addizionali dovute ai flussi dispersi negli avvolgimenti e in altre parti strutturali. Il maggior contributo è dato dalle perdite resistive I^2R . Ci sono diversi modi per ridurre le perdite a carico, alcuni dei quali incidono negativamente sulle perdite che si sviluppano nel nucleo del trasformatore. Si può ridurre la densità di corrente aumentando la sezione dei conduttori, alternativamente è possibile utilizzare materiali con minore resistenza: oggi sono utilizzati sia rame che alluminio in forma di conduttore o foglio ("foil"). Le perdite a carico sono state ridotte negli anni anche se in misura minore rispetto alle perdite a vuoto. Ciò è giustificato dal fatto che queste ultime costituiscono circa il 70% delle perdite generate da un trasformatore nell'intero ciclo di vita.

Il trasformatore è una macchina ad alta efficienza, quindi per una valutazione migliore del rendimento è preferibile utilizzare una relazione del tipo

$$\eta = \frac{P_{erogata}}{P_{erogata} + P_{perduta}} = \frac{P}{P + P_{fe} + P_{cu}}$$

Tale semplice relazione ci permette di tracciare il grafico seguente in cui sono rappresentate le perdite a vuoto, a carico e l'efficienza di un trasformatore in olio da 400kVA di grado A_0A_k in funzione del grado di carico e per diversi $\cos(\varphi)$ del carico. In generale l'efficienza aumenta

velocemente ai bassi valori di carico per poi raggiungere il massimo solitamente tra il 30% e il 50% della potenza nominale, diminuisce lievemente fino al carico massimo. È utile notare che la massima efficienza si ha quando le perdite a vuoto uguagliano le perdite a carico.

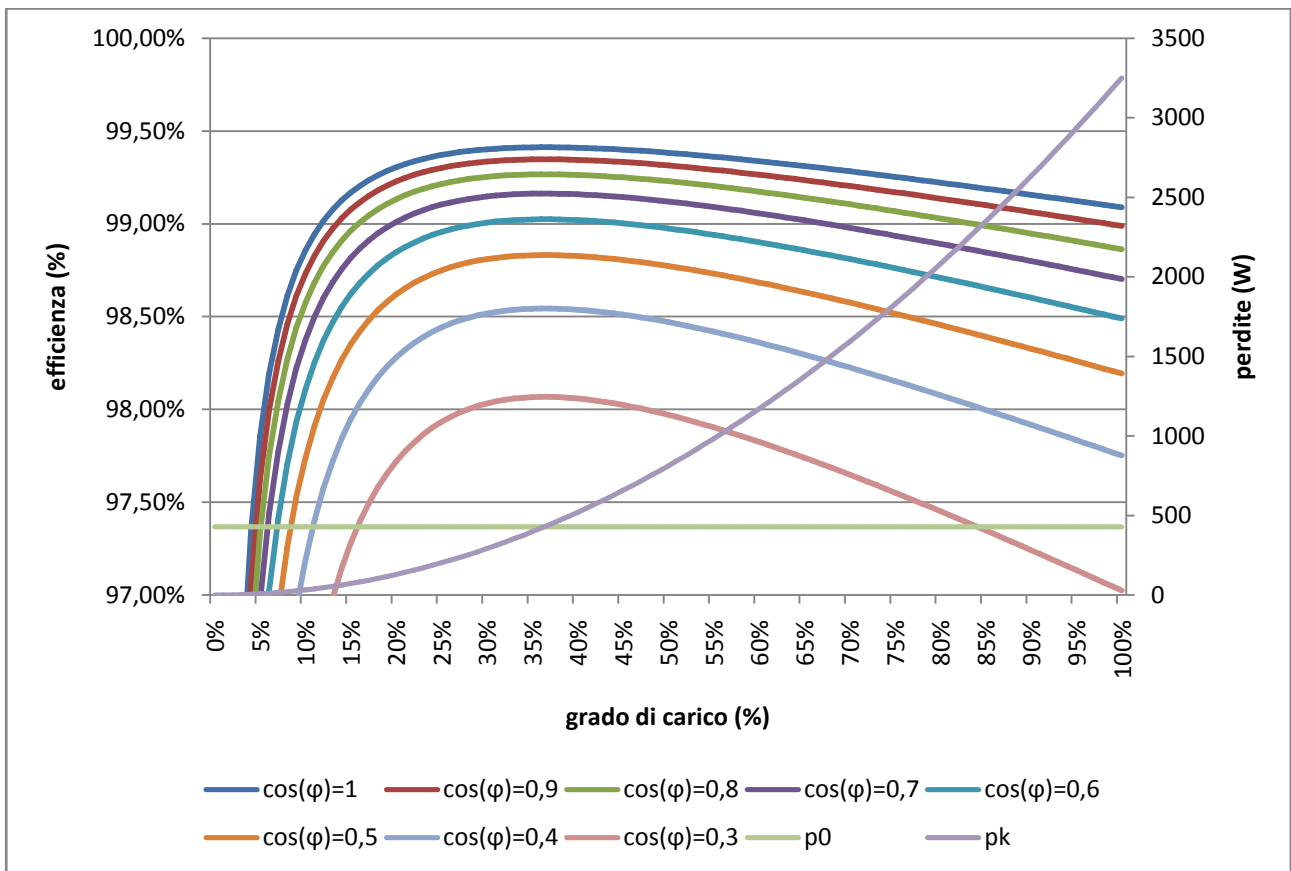


Figura 3: efficienza di un trasformatore in olio da 400kVA di grado A₀A_k in funzione del grado di carico e del cos(φ) del carico

Nella Tabella 1 sono riassunti schematicamente i provvedimenti che il costruttore può adottare per aumentare l'efficienza del trasformatore, le opzioni riguardano l'utilizzo di materiali più performanti o la modifica della geometria di nucleo e avvolgimenti. Generalmente quando si interviene per ridurre le perdite a vuoto si ha un aumento di quelle a carico e viceversa.

OBIETTIVO	APPROCCIO	effetto su		
		perdite a vuoto	perdite a carico	prezzo
ridurre le perdite a vuoto	utilizzare per il nucleo materiali con minori perdite	basso	no	alto
	migliorare tecnologia costruttiva del nucleo	basso	no	alto
	diminuire la densità di flusso aumentando la sezione del nucleo	basso	alto	alto
	diminuire la densità di flusso diminuendo i volt per spira	basso	alto	alto
	diminuire il percorso del flusso diminuendo la sezione dei conduttori	basso	alto	basso
ridurre le perdite a carico	utilizzare materiali conduttori migliori	no/basso	basso	alto
	diminuire la densità di corrente aumentando la sezione dei conduttori	alto	basso	alto
	diminuire la lunghezza dei conduttori riducendo la sezione del nucleo	alto	basso	basso
	diminuire il percorso della corrente aumentando i volt per spira	alto	basso	basso
	ridurre la sezione del nucleo aumentando la densità di flusso attraverso materiali migliori e riducendo la lunghezza dei conduttori	alto/no	basso	alto

Tabella 1: possibili interventi per aumentare l'efficienza dei trasformatori e influenza su perdite e costo

Metallo amorfo

I trasformatori con nucleo di metallo amorfo sono una tecnologia relativamente nuova in Europa, già largamente usata in Giappone e anche in altre regioni asiatiche, soprattutto in Cina dove costituiscono l'8.74% dei DT installati al 2012 per una capacità complessiva di 35GVA [4], e in modo minore nel Nord America. Il metallo amorfo è una speciale lega di ferro, cobalto e nickel che contiene solitamente anche boro, silicio e fosforo, la cui struttura atomica è simile al vetro (disordinata). Il materiale è prodotto in nastri estremamente sottili e fragili di circa 0.025mm che favoriscono la limitazione delle correnti parassite, ha un'alta permeabilità magnetica che riduce le perdite per isteresi e una resistività elevata rispetto agli acciai al silicio: come risultato le perdite a vuoto sono ridotte del 75%-80% fino a circa 0,07W/kg [5]. Nella Figura 4 è confrontata l'efficienza di un trasformatore da 250kVA con nucleo di metallo amorfo rispetto al tradizionale lamierino a cristalli orientati CRGO (cold rolled grain oriented). Le caratteristiche del primo sono tratte dal catalogo di un costruttore cinese (Appendice A) e sono confrontate con la serie A₀C_k, che ad oggi rappresenta la soglia minima di efficienza per le nuove macchine installate in Europa (Appendice B), e con la serie C₀C_k che rappresenta le attuali prestazioni medie dei trasformatori in EU-27 [2].

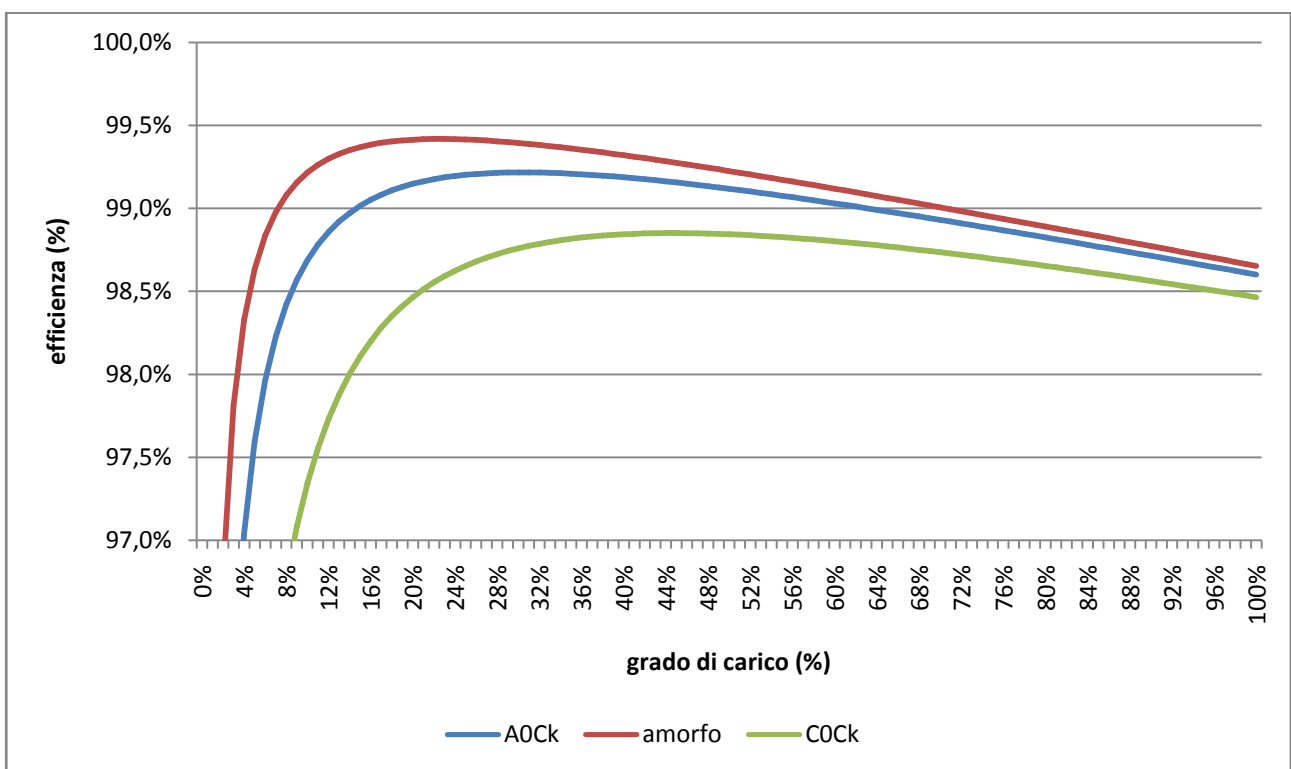


Figura 4: confronto efficienza per un trasformatore da 250kVA in olio per nucleo di metallo amorfo e CRGO (2 classi)

C'è anche qualche aspetto negativo nell'utilizzo del metallo amorfo. Esso infatti satura per livelli inferiori di induzione (1.3T contro 1.8T dei lamierini al silicio) da cui risulta un dimensionamento maggiore del nucleo a parità di potenza. Inoltre la costruzione richiede particolari accorgimenti: la fragilità del materiale rende estremamente complicato il taglio dello stesso rendendo inadeguate

le tradizionali tecniche costruttive. Il nucleo viene realizzato quindi avvolgendo il nastro fino a raggiungere le sezioni desiderate: gli avvolgimenti devono quindi essere realizzati direttamente sul nucleo. Nella pratica con questa tecnologia vengono realizzati trasformatori con potenza fino a qualche MVA.

Un rapporto del CESI [6] identifica proprio in queste difficoltà le cause della mancata penetrazione sul mercato europeo di trasformatori a nucleo amorfo, senza parlare della scarsa reperibilità del materiale di base.

Norme e regolamenti

Negli anni sono state diverse le norme che hanno regolamentato il livello di efficienza dei trasformatori: norme CENELEC HD428 per trasformatori in olio e HD538 per trasformatori a secco successivamente inglobate dalla CEI 14-13 nel 1998; nel 2006 viene approvata la EN50464-1 per trasformatori in olio, recepita in Italia con la CEI 14-34 nel 2007, e nel 2011 la EN50541-1 per trasformatori a secco. È attualmente in fase di preparazione la norma EN50588-1 che sostituirà le precedenti; si applicherà a trasformatori medi in olio e a secco a 50Hz con tensione massima per il componente non superiore a 36kV e con potenze da 25kVA a 40MVA. Tale norma recepisce il regolamento UE N° 548/2014 del 21/05/2014 il quale stabilisce i nuovi requisiti minimi in materia di rendimento o di efficienza energetici applicabili ai trasformatori di potenza medi validi per tutte le unità installate a partire dal 1° Luglio 2015 (Appendice B).

Le norme fissano dei limiti massimi per le perdite a vuoto e a carico in funzione della potenza del trasformatore e del tipo di isolamento; un vantaggio di questo approccio è che, indipendentemente dal carico applicato, le perdite sono sempre inferiori al limite imposto. D'altra parte si possono però verificare delle limitazioni nelle scelte costruttive o nei materiali da utilizzare. Per trasformatori di potenza superiore a 3150kVA viene invece introdotto l'indice di efficienza di picco (PEI) dato dalla seguente relazione:

$$PEI = 1 - \frac{2(P_0 + P_{c0})}{S_r \sqrt{\frac{P_0 + P_{c0}}{P_k}}}$$

con P_{c0} potenza necessaria per il sistema di raffreddamento a vuoto.

Costo del trasformatore

In presenza di diverse alternative per l'acquisto di un trasformatore è buona regola valutare il costo totale durante l'intera vita dell'unità installata, detto anche TCO (total cost of ownership). Alla determinazione di questo valore contribuiscono diverse voci: costo di acquisto, costo di installazione, valore delle perdite, costi di manutenzione e dismissione, valore residuo del materiale. Alcuni di questi non dipendono dal tipo di trasformatore installato e possono quindi essere trascurati in quest'analisi. Gli elementi che pesano maggiormente sono il costo di acquisto (PP) e il valore delle perdite.

Per valutare le perdite bisogna calcolare dei fattori di costo attualizzati per le perdite a vuoto e a carico, solitamente definiti A e B rispettivamente: questi valori rappresentano il valore attuale scontato delle perdite future per tutta la vita del trasformatore. Per il calcolo è necessario conoscere il costo stimato del kWh, il tasso di interesse da applicare e gli anni di vita del trasformatore. Il TCO è dato dalla seguente equazione:

$$TCO = PP + A * P_0 + B * P_k$$

P_0 e P_k sono le perdite a vuoto e le perdite a carico in watt al carico nominale. I valori A e B in €/w sono calcolati comunemente con le seguenti relazioni:

$$A = \frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} * C_{kWh} * 8760 \quad B = \frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} * C_{kWh} * 8760 * \left(\frac{I_l}{I_r}\right)^2$$

In queste formule si considera costante il costo dell'energia e il carico del trasformatore. Per semplicità consideriamo che le perdite a carico variano con il quadrato del grado di carico: I_l e I_r sono la corrente di carico media e la corrente di carico nominale, il loro rapporto identifica la condizione di carico media del trasformatore nell'intero ciclo di vita. I fattori A e B variano in funzione delle caratteristiche dell'industria o dell'utility che effettua l'investimento.

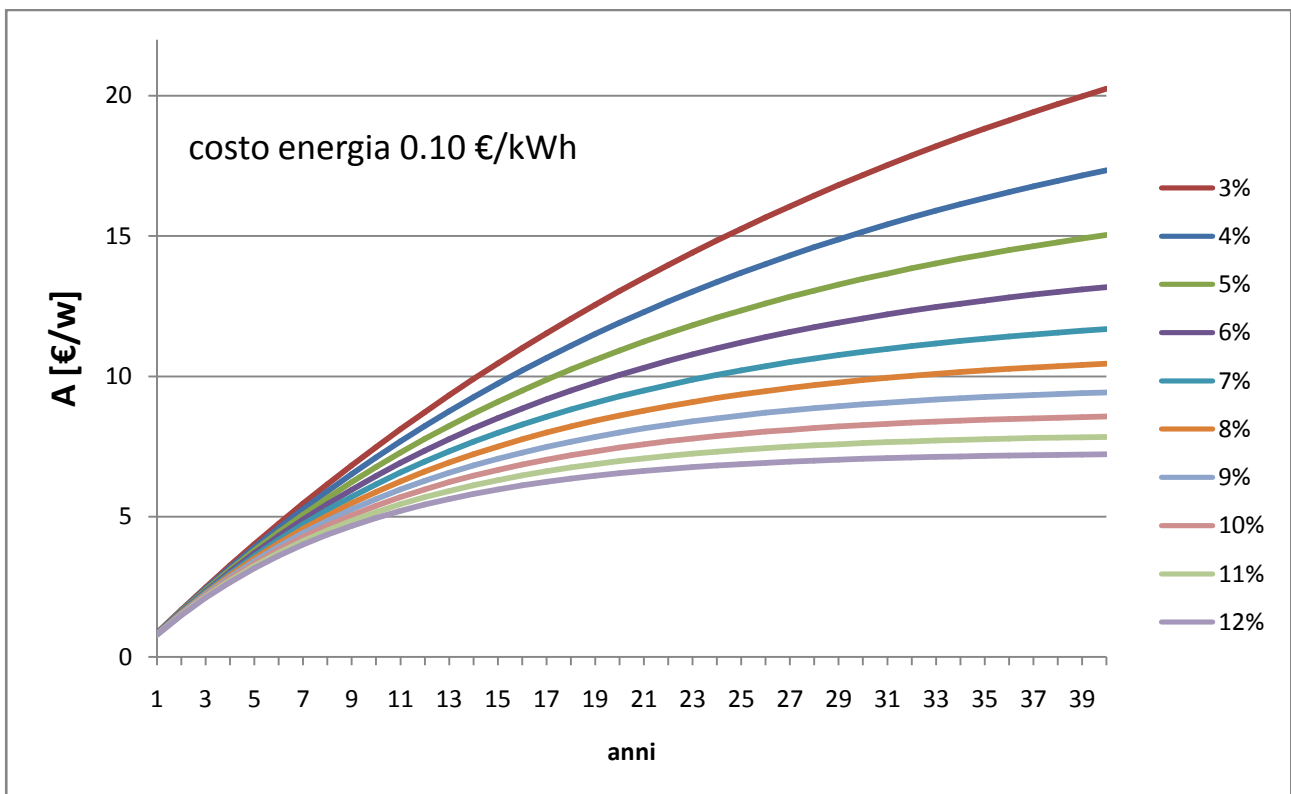


Figura 5: variazione del fattore A per le perdite a vuoto in funzione della durata di vita e del tasso di interesse per un valore dell'energia di 0.10 €/kWh

Applichiamo quanto appena esposto al caso di un trasformatore in olio da 400kVA, taglia tipica per un trasformatore da distribuzione. Nell'analisi confronteremo trasformatori differenti per classe di perdita, costo e materiali utilizzando come riferimento un trasformatore di classe C_0C_k che rappresenta la condizione media attuale [2]. I prezzi di acquisto sono stati ricavati da [7]

mentre le perdite sono quelle nominali della classe di appartenenza. Considerando un orizzonte temporale di 30 anni, un tasso di interesse del 6%, un costo dell'energia di 0.08 €/kWh (in linea con il prezzo di cessione applicato dall'Acquirente Unico e utilizzato da RSE per le sue analisi) e un carico medio del 40% (carico pari al 25% al momento dell'installazione e aumento annuale del 3.7%) otteniamo i seguenti valori per A, B:

$$A=9.64 \text{ €/w} \quad B=1.54 \text{ €/w}$$

Classe	Acquisto [€]	P ₀ [w]	P _k [w]	Perdite [kWh/anno]	Risparmio [kWh/anno]	Risparmio [€/anno]	TCO [€]	PBP [anni]
C ₀ C _k	6428	610	4600	11791	-	-	19412	
B ₀ B _k	7285	520	3850	9951	1840	147	18243	5.8
A ₀ C _k	7102	430	4600	10214	1577	126	18350	5.3
A ₀ A _k	8693	430	3250	8322	3469	278	17857	8.2
AMDT-C _k	8632	196	4554	8100	3691	295	17551	7.5

Tabella 2: confronto TOC, PBP e perdite per diversi trasformatori in olio da 400kVA

Come ci si poteva aspettare, il trasformatore più efficiente è anche quello dal costo maggiore, ha un tempo di ritorno dell'investimento (PBP) di 7.5 anni che è comunque di molto inferiore alla vita attesa dell'apparecchio. Dalla tabella è anche possibile notare che una scelta basata sul PBP non è la migliore in termini di costo totale, considerata la durata dell'investimento risulta più appropriata una scelta basata sul TCO con la consapevolezza che tale indice dipende fortemente dai valori dei parametri utilizzati.

L'analisi di RSE

L'analisi dell'intervento di sostituzione dei trasformatori MT/BT delle Cabine Secondarie è stata condotta con riferimento a tre classi di efficienza dei trasformatori: la serie a perdite normali e quella a perdite ridotte secondo la norma CEI 14-13, e la classe B₀-A_k (comunemente definita "a perdite ridottissime") secondo la norma CEI EN 50464-1. Bisogna ricordare che per gli investimenti relativi a trasformatori conformi a quest'ultima classe e seguenti, l'AEEG riconosce ai Distributori (TIT – Testo Integrato Trasporto - Periodo di regolazione 2012-2015) una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito dell'1,5% per 8 anni; l'incentivazione si applica sia per sostituzioni di trasformatori esistenti che per nuove installazioni. RSE ha valutato quale potrebbe essere la variazione delle perdite in funzione della tensione della rete MT e per tre reti rappresentative di territori ad alta, media e bassa densità di popolazione, ottenendo i seguenti risultati:

	variazione perdite					
	15 kV			20kV		
	alta	media	bassa	alta	media	Bassa
Da normali a ridotte	-5.5%	-7.1%	-6.5%	-8.4%	-10.5%	-10%
Da normali a ridottissime	-8.7%	-12.6%	-10.6%	-14.3%	-20.1%	-18.3%
Da ridotte a ridottissime	-3.4%	-5.9%	-4.4%	-6.4%	-10.8%	-9.3%

Tabella 3: variazione delle perdite per sostituzione dei trasformatori, RSE

Utilizzando quindi dati ISTAT, TERNA e AEEG sono stati calcolati i consumi per regione, tensione e densità abitativa in modo da poter estendere questo risultato a tutto il territorio nazionale.

Rimandiamo a [8] per i dettagli del procedimento seguito. Nell'analisi è stato considerato che il parco di trasformatori attualmente installato sulla rete italiana è disomogeneo per età e classi di efficienza. Sulla base di dati ENEL e ANIE, si stima, infatti che circa il 40% delle macchine siano conformi alla classe a perdite ridotte della CEI 14-13 e siano in esercizio da meno di 25 anni, quindi non si prevede nel breve-medio periodo la loro sostituzione. Come caso base rappresentativo della situazione attuale, pertanto, è stato assunto il livello di perdite risultante da un mix di 60% di trasformatori a perdite normali e 40% a perdite ridotte, quindi si è ipotizzata una sostituzione in due step successivi:

- 1) nella prima fase sono sostituiti con macchine a perdite ridottissime solo i trasformatori a perdite normali (3% ogni anno), restano in esercizio quelli a perdite ridotte esistenti in quanto non ancora arrivati a fine vita; le perdite evitate totali sono pari a 572 GWh/anno;
- 2) nella seconda fase vengono sostituiti anche i trasformatori a perdite ridotte ancora in esercizio; rispetto alla prima fase si ha un ulteriore risparmio di 165 GWh/anno, per un totale di 737 GWh/anno rispetto alla situazione attuale.

Nel caso di nuove installazioni o di potenziamenti di cabine di distribuzione esistenti, i trasformatori sono normalmente sovradimensionati, in previsione della crescita del carico da alimentare; l'utilizzazione media a inizio vita è intorno al 15-25% mentre per gli anni seguenti si ipotizza un aumento del 3% annuo. L'analisi economica relativa alla sostituzione dei trasformatori è stata condotta con riferimento ad una macchina da 400 kVA, che rappresenta la taglia più diffusa sulla rete di distribuzione italiana, con tensione primaria di 20 kV. Per quanto riguarda il costo del trasformatore, sono stati utilizzati come riferimento i prezzi ufficiali in materia di lavori pubblici di alcune regioni italiane, relativi alla fornitura di trasformatori trifase in olio a perdite ridotte secondo CEI 14-13 per cabine di trasformazione MT/BT. Sulla base di questi dati RSE considera un costo medio del trasformatore da 400 kVA a perdite ridotte di 6500 €. Sulla base di dati ANIE ed ENEL, si stima anche l'incremento di costo per un trasformatore a perdite ridottissime rispetto alla precedente serie a perdite ridotte intorno al 15%; nel caso in esame si è ipotizzato quindi un extracosto di 975 €, ovvero un esborso iniziale di 7475 €. La medesima percentuale è stata assunta come extracosto del trasformatore a perdite ridotte rispetto a quello a perdite normali. Come tasso di attualizzazione è stato assunto un valore di 7% comunemente utilizzato per attività industriali a medio rischio. L'analisi economica è stata condotta su un periodo di 30 anni, che rappresenta la vita utile media di un trasformatore di cabina secondaria (anche se si stima che circa il 10% delle macchine attualmente in esercizio sulla rete italiana abbia un'età compresa fra i 30 e i 50 anni). Nella tabella seguente sono riportati i valori di VAN (Valore Attuale Netto) e PBP (Pay-Back Period, tempo di ritorno dell'investimento) per i tre tipi di sostituzione e le due condizioni iniziali di carico.

		Carico iniziale 15%		Carico iniziale 25%	
		VAN [€]	PBP[anni]	VAN [€]	PBP [anni]
Caso 1	Da normali a ridotte	1191	8.5	2051	5.9
Caso 2	Da normali a ridottissime	2364	7.9	3619	6.3
Caso 3	Da ridotte a ridottissime	1173	7.4	1568	6.7

Tabella 4: VAN e PBP per interventi di sostituzione trasformatori a perdite ridotte e ridottissime, RSE

Per i primi due casi la redditività è significativamente superiore se il fattore di utilizzazione iniziale è più elevato, mentre terzo caso appare meno influenzato dalle condizioni iniziali di carico, dato che la riduzione interessa principalmente le perdite a vuoto. Anche in questo caso conviene riferirsi al VAN come parametro indicativo per la scelta dell'investimento. E' il caso, ad esempio, delle prime due sostituzioni in con utilizzazione iniziale del 25%; il primo investimento presenta infatti un tempo di ritorno più breve (5.9 anni contro 6.3), ma il VAN su 30 anni del secondo investimento è molto superiore (3619€ contro 2051€), rendendolo quindi economicamente più vantaggioso.

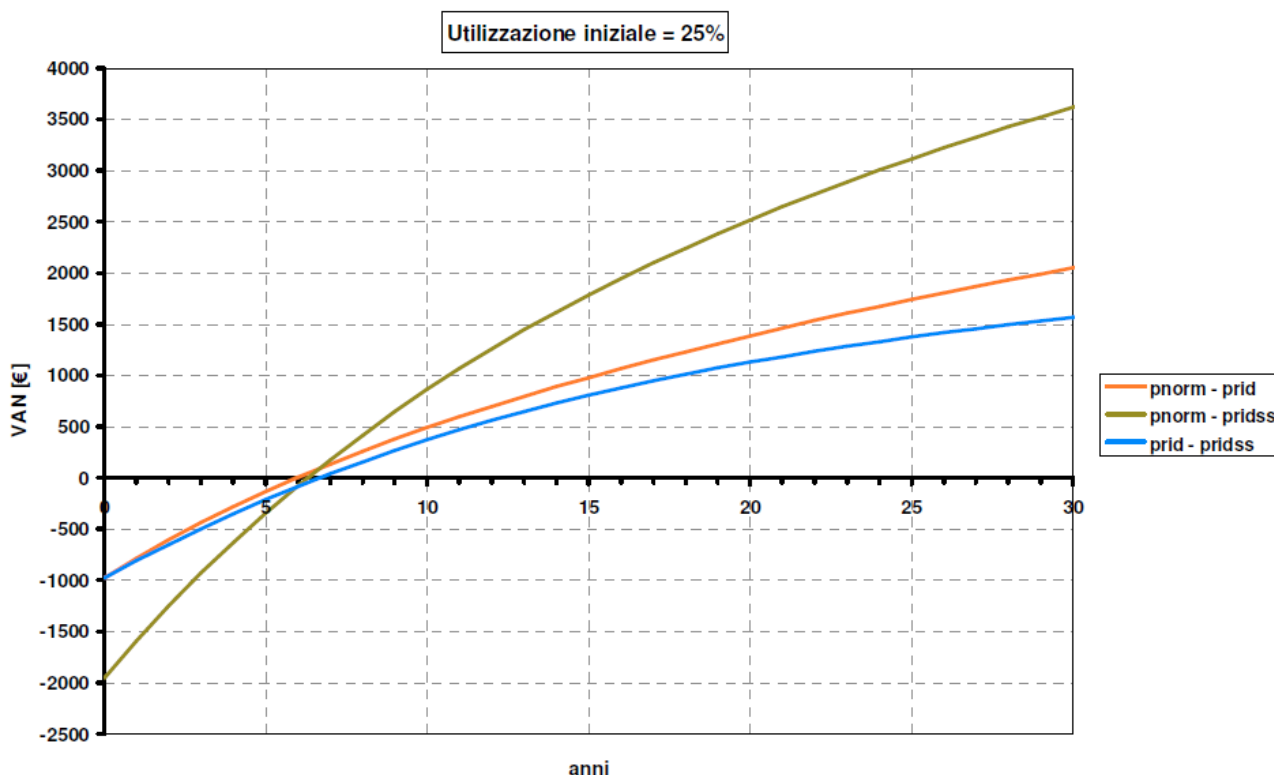


Figura 6: confronto VAN delle tre sostituzioni analizzate per carico iniziale del 25%

Per entrambe le ipotesi di sfruttamento iniziale, la scelta di trasformatori a perdite ridottissime appare economicamente più vantaggiosa rispetto all'alternativa classica di macchine della precedente serie a perdite ridotte; nonostante il maggiore esborso iniziale, infatti, il VAN risulta notevolmente più elevato. Oltre a ciò va ricordato che il 1° luglio 2015 è entrato in vigore il regolamento UE N° 548/2014 che impone l'acquisto di trasformatori almeno di classe A₀C_k. La superiorità della serie a perdite ridottissime, che privilegia la riduzione delle perdite a vuoto, si evidenzia in modo particolare per installazioni caratterizzate da basse percentuali di utilizzazione iniziale, situazione piuttosto frequente nel caso dei trasformatori di cabina secondaria; in questo caso l'investimento presenta, oltre ad un VAN più elevato, anche un tempo di recupero più breve. Nel caso di sostituzione di trasformatori più recenti, già conformi alla classe CEI 14-13 a perdite ridotte, le alternative possibili sono l'acquisto di macchine della stessa serie o il passaggio a macchine di una classe di efficienza superiore. Nonostante il maggiore esborso iniziale, l'investimento in un trasformatore a perdite ridottissime presenta VAN positivo già dopo circa 7 anni dall'installazione, con una modesta influenza delle condizioni di carico iniziali della macchina

sui parametri economici. Il calcolo del VAN e del PBP è stato ripetuto per diversi valori del tasso di attualizzazione (5%, 7%, 9%), del costo evitato del kWh (0.07, 0.08, 0.09 €/kWh) e dell'extracosto di impianto (10%, 15%, 20%), allo scopo di ottenere indicazioni sull'influenza dei vari parametri sulla profittabilità dell'investimento.

Utilizzazione media iniziale 15%				Utilizzazione media iniziale 25%			
VAN [€]	Costo energia [€/kWh]			VAN [€]	Costo energia [€/kWh]		
tasso	0.07	0.08	0.09	Tasso	0.07	0.08	0.09
5%	1359	1692	2025	5%	1822	2221	2621
7%	905	1173	1442	7%	1250	1568	1886
9%	580	802	1024	9%	844	1103	1363
PBP	Costo energia [€/kWh]			PBP	Costo energia [€/kWh]		
tasso	0.07	0.08	0.09	Tasso	0.07	0.08	0.09
5%	7.9	6.7	5.8	5%	7.2	6.2	5.4
7%	8.9	7.4	6.3	7%	7.8	6.7	5.8
9%	10.1	8.2	6.9	9%	8.7	7.3	6.2

Tabella 5: influenza di utilizzazione iniziale, tasso d'interesse e costo energia su VAN (30anni) e PBP per la sostituzione di trasformatori a perdite ridotte con trasformatori a perdite ridottissime (extracosto 15%)

In generale si può concludere che la diminuzione dei costi annuali di acquisto dell'energia, conseguibile grazie alla riduzione delle perdite, può essere sufficiente da sola a giustificare la scelta di trasformatori di classe B0-Ak secondo EN 50464-1 ("perdite ridottissime"). In aggiunta a ciò, va ricordata l'incentivazione prevista dall'AEEG e contenuta nel TIT - Testo Integrato Trasporto relativamente alla sostituzione dei trasformatori delle cabine di distribuzione MT/BT con nuovi trasformatori conformi alla classe B0-Ak della norma EN 50464-1, per i quali è riconosciuta una maggiorazione dell'1.5% all'anno per 8 anni. Indipendentemente dall'esistenza di un incentivo economico per la sostituzione dei trasformatori, questa avviene raramente senza la coesistenza di altre necessità come, ad esempio, aumentare la capacità della rete o la funzionalità. La tendenza delle utility è di utilizzare il capitale per altri investimenti fintanto che il trasformatore funziona senza problemi.

Casi studio

In questo paragrafo sono descritti alcuni tipici esempi di sostituzione di trasformatori che fanno riferimento a casi reali di industrie tedesche. I dati sono stati raccolti e completati da KEMA [9].

Caso 1: industria di produzione e lavorazione dell'acciaio

Viene considerata la sostituzione di trasformatori a secco di taglia 1250kVA e 1600kVA con trasformatori a perdite minori, il carico medio è del 65%: elevato e costante 24/24h considerato il tipo di attività. Con una vita attesa di 10 anni, un tasso d'interesse del 7% e un costo dell'energia di 40€/MWh si ottengono i seguenti valori per A e B:

$$A=2.46 \text{ €/w} \quad B=1.04 \text{ €/w}$$

Nelle tabelle seguenti sono riportati I risultati dei confronti.

	unità	esistente	alternativa	differenza
potenza nominale	kVA	1250	1250	
perdite a vuoto NLL	W	2400	2200	-200
perdite a carico LL	W	13568	11712	-1856
totale perdite annuali	kWh/a	71241	62619	-8621
prezzo di acquisto	€	€ 12.250	€ 13.000	€ 750
valore attualizzato NLL	€	€ 5.907	€ 5.414	-€ 492
valore attualizzato LL	€	€ 14.108	€ 12.178	-€ 1.930
costo capitalizzato	€	€ 32.265	€ 30.592	-€ 1.672
PBP (pay back period)				2,2
IRR (internal rate of return)				45%

Tabella 6: confronto sostituzione trasformatore 1250kVA a secco

	unità	esistente	alternativa	differenza
potenza nominale	kVA	1600	1600	
perdite a vuoto NLL	W	2800	2670	-130
perdite a carico LL	W	15207	14218	-989
totale perdite annuali	kWh/a	80811	76011	-4799
prezzo di acquisto	€	€ 14.451	€ 14.990	€ 539
valore attualizzato NLL	€	€ 6.891	€ 6.571	-€ 320
valore attualizzato LL	€	€ 15.812	€ 14.784	-€ 1.028
costo capitalizzato	€	€ 37.154	€ 36.345	-€ 809
PBP (pay back period)				2,8
IRR (internal rate of return)				33%

Tabella 7: confronto sostituzione trasformatore 1600kVA a secco

Nel caso specifico la sostituzione risulta conveniente sia per il costo totale capitalizzato che per il tempo di ritorno molto limitato rispetto alla vita attesa.

Caso 2: grande industria manifatturiera

Viene considerata la sostituzione di trasformatori a secco di taglia 1000kVA con trasformatori in olio più efficienti, il carico variabile nella giornata: 45% per 10 ore al giorno e 35% nelle restanti 14 ore. Con una vita attesa di 5 anni, un tasso d'interesse del 7% e un costo dell'energia di 40€/MWh si ottengono i seguenti valori per A e B:

$$A=1.44 \text{ €/w} \quad B=0.22 \text{ €/w}$$

Nella tabella seguente sono riportati I risultati del confronto.

	unità	esistente	alternativa	differenza
potenza nominale	kVA	1000	1000	
perdite a vuoto NLL	W	2000	1100	-900
perdite a carico LL	W	8600	9500	900
totale perdite annuali	kWh/a	29077	22402	-6675
prezzo di acquisto	€	€ 10.074	€ 8.007	-€ 2.067
valore attualizzato NLL	€	€ 2.873	€ 1.580	-€ 1.293
valore attualizzato LL	€	€ 1.895	€ 2.094	€ 198
costo capitalizzato	€	€ 14.843	€ 11.681	-€ 3.162

Tabella 8: confronto sostituzione trasformatore a secco 1000kVA con trasformatore in olio

In questo caso non è possibile calcolare il PBP poiché sia la differenza delle perdite che la differenza del prezzo di acquisto sono negative. Il trasformatore in olio è non solo più efficiente ma costa anche meno quindi la scelta è semplice in questo caso.

Caso 3: azienda della carta

Viene considerata la sostituzione di trasformatori a secco di taglia 3150kVA con trasformatori a perdite minori, il carico medio è del 40% a causa dell'elevata ridondanza richiesta dall'applicazione. Con una vita attesa di 5 anni, un tasso d'interesse del 7% e un costo dell'energia di 50€/MWh si ottengono i seguenti valori per A e B:

$$A=1.79 \text{ €/w} \quad B=0.29 \text{ €/w}$$

Nella tabella seguente sono riportati i risultati del confronto.

	unità	esistente	alternativa	differenza
potenza nominale	kVA	1250	1250	
perdite a vuoto NLL	W	2400	2200	-200
perdite a carico LL	W	9500	8200	-1300
totale perdite annuali	kWh/a	34339	30765	-3574
prezzo di acquisto	€	€ 12.250	€ 13.000	€ 750
valore attualizzato NLL	€	€ 4.310	€ 3.951	-€ 359
valore attualizzato LL	€	€ 2.730	€ 2.356	-€ 374
costo capitalizzato	€	€ 19.290	€ 19.307	€ 17
PBP (pay back period)				4,2

Tabella 9: confronto sostituzione trasformatore a secco 1250kVA

In questo caso non c'è convenienza nell'acquistare un trasformatore con perdite minori in quanto il costo totale capitalizzato risulta uguale se non maggiore e il PBP è dell'ordine di grandezza della vita attesa.

Caso 4: avvio di un grande datacenter

Viene considerata la sostituzione di trasformatori a secco di taglia 1600kVA con trasformatori a perdite minori, il carico è del 25% ad inizio periodo e arriva al 70% a fine anno a causa della rapida espansione del sistema. Con una vita economica di 1 anno, un tasso d'interesse del 7% e un costo dell'energia di 60€/MWh si ottengono i seguenti valori per A e B:

A=0.49 €/w B=0.03 €/w a inizio periodo
A=0.49 €/w B=0.24 €/w a fine periodo

Considerando che il particolare carico presenta un contenuto elevato di armoniche, nelle tabelle seguenti sono riportati i risultati del confronto.

	unità	esistente	alternativa	differenza
potenza nominale	kVA	1600	1600	
perdite a vuoto NLL	W	2800	2670	-130
perdite a carico LL	W	10000	9350	-650
totale perdite annuali	kWh/a	38369	36331	-2038
prezzo di acquisto	€	€ 14.451	€ 14.990	€ 539
valore attualizzato NLL	€	€ 1.375	€ 1.312	-€ 64
valore attualizzato LL	€	€ 776	€ 726	-€ 50
costo capitalizzato	€	€ 16.603	€ 17.027	€ 425

Tabella 10: confronto sostituzione trasformatore a secco 1600kVA con carico 25%

	unità	esistente	alternativa	differenza
potenza nominale	kVA	1600	1600	
perdite a vuoto NLL	W	2800	2670	-130
perdite a carico LL	W	10000	9350	-650
totale perdite annuali	kWh/a	133044	124852	-8192
prezzo di acquisto	€	€ 14.451	€ 14.990	€ 539
valore attualizzato NLL	€	€ 1.375	€ 1.312	-€ 64
valore attualizzato LL	€	€ 6.085	€ 5.689	-€ 396
costo capitalizzato	€	€ 21.911	€ 21.991	€ 80

Tabella 11: confronto sostituzione trasformatore a secco 1600kVA con carico 70%

In entrambi i casi, a causa della vita economica estremamente breve, la scelta più conveniente risulta essere sempre quella dal costo iniziale minore a scapito dell'efficienza energetica.

Caso 5: struttura direzionale

Viene considerata la sostituzione di trasformatori in olio di taglia 400kVA con un trasformatore con nucleo di metallo amorfo, il carico è 40% per 10 ore al giorno e 20% per le altre 14 ore. Con una vita economica di 10 anni, un tasso d'interesse del 6% e un costo dell'energia di 70€/MWh si ottengono i seguenti valori per A e B:

A=4.51 €/w B=0.36 €/w

Considerando che il particolare carico presenta un contenuto elevato di armoniche, nelle tabelle seguenti sono riportati i risultati del confronto.

	unità	esistente	alternativa	differenza
potenza nominale	kVA	400	400	
perdite a vuoto NLL	W	610	160	-450
perdite a carico LL	W	3850	3850	0
totale perdite annuali	kWh/a	10277	6335	-3942
prezzo di acquisto	€	€ 4.874	€ 6.787	€ 1.913
valore attualizzato NLL	€	€ 2.753	€ 722	-€ 2.031
valore attualizzato LL	€	€ 2.542	€ 2.542	€ 0
costo capitalizzato	€	€ 10.169	€ 10.051	-€ 118
PBP (pay back period)				6,9
IRR (internal rate of return)				6%

Tabella 12: confronto sostituzione trasformatore 400kVA in olio con AMDT

In questo caso c'è un piccolo vantaggio economico e il PBP è quasi confrontabile con la vita economica attesa, in ogni caso la sostituzione risulta vantaggiosa.

Trasformatori in parallelo

Negli impianti industriali e nei centri commerciali i trasformatori rimangono sempre in funzione mentre invece il carico varia sia giornalmente che tra le stagioni. Generalmente viene utilizzato in questi casi un unico trasformatore di potenza elevata che garantisce la migliore efficienza, oltre che la maggiore semplicità di installazione, rispetto all'installazione di più trasformatori di taglia minore funzionanti in parallelo. Questa seconda modalità può, in alcuni casi, essere richiesta per soddisfare alcune esigenze: la possibilità di eseguire la manutenzione senza mettere fuori servizio il carico, continuità di alimentazione in caso di guasto di una unità (anche a potenza ridotta), una maggiore economicità nella gestione delle scorte. In altri casi tale situazione si può creare in seguito all'espansione del sistema. Per garantire le migliori prestazioni, i trasformatori devono avere lo stesso rapporto di trasformazione, la stessa impedenza di corto circuito percentuale, stessa polarità e stessa connessione degli avvolgimenti. Ciò assicura una corretta ripartizione del carico proporzionalmente alla potenza delle due macchine.

Il dimensionamento viene effettuato in modo da non superare il 50% della capacità delle macchine in condizioni di carico. Nelle condizioni di basso carico si può facilmente scendere sotto il 25%, regione in cui l'efficienza del trasformatore cala rapidamente. Nei casi in cui è possibile spegnere uno dei due trasformatori per un certo periodo, si può ottenere un risparmio di energia. Il metodo proposto in [10] calcola le perdite associate ai trasformatori e, in funzione del carico, individua il punto PLO (carico al quale le perdite del parallelo uguagliano quelle dell'unità più efficiente).

Nella tabella seguente sono riassunti i risparmi conseguibili per 4 configurazioni di potenza e tre classi di efficienza dei trasformatori.

S_N [Kva]	configurazione	% risparmio $[E_0D_k]$	% risparmio $[D_0C_k]$	% risparmio $[C_0B_k]$
650	250+400	12.99	13.41	13.15
1260	630+630	5.97	6.01	6.13
1630	630+1000	29.5	30.63	41.46
2600	1000+1600	23.82	24.51	37.98

Tabella 13: risparmi conseguibili con PLO

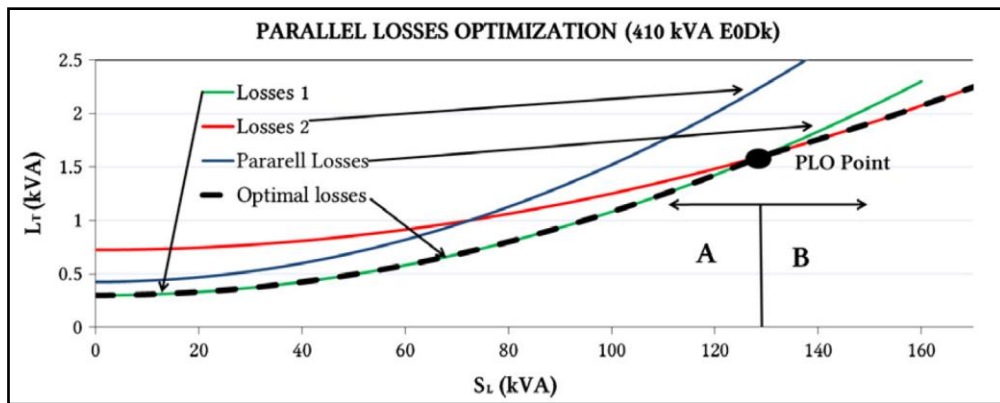


Figura 7: PLO parallel losses optimization per trasformatore 410kVA

Il vantaggio di questo sistema è che non richiede l'installazione di dispositivi addizionali in quanto si basa sulle caratteristiche note dei trasformatori e sullo stato del carico. Può risultare una valida soluzione nei casi in cui non sia conveniente una sostituzione delle unità sulla base del TCO.

Prima di applicare questa tecnica di ottimizzazione è bene valutare l'impatto sugli altri componenti del sistema di un maggiore numero di operazioni: maggiore manutenzione degli apparecchi di sezionamento e maggiore sollecitazione del trasformatore causate dalla corrente di inserzione.

TRASFORMATORE DA DISTRIBUZIONE REGOLATO

La coesistenza in una sottostazione di linee con elevata presenza di generazione distribuita e di linee prevalentemente passive rende poco efficace la regolazione di tensione effettuata in cabina primaria dal variatore sotto carico (OLTC) del trasformatore AT/MT. Considerando la EN50160, la tensione nelle linee MT e BT deve variare tra il -10% e +10% del valore nominale. Dato che il rapporto di trasformazione nei trasformatori da distribuzione è fisso, è necessario dividere la caduta di tensione ammessa tra le due reti. In passato ciò non costituiva un problema perché la SS era il punto a tensione maggiore e tutta la fascia di tolleranza era disponibile per la regolazione. Oggi, invece, una quota di cdt deve essere riservata all'aumento di tensione causato dalla generazione distribuita. Nella Figura 8 sono rappresentate in verde le cdt ammesse per la DG e in rosso le cdt riservate ai carichi per le reti BT e MT.

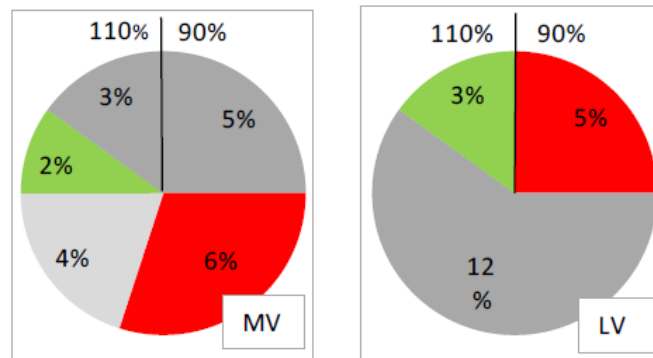


Figura 8: cadute di tensione disponibili in MT e BT

La minima cdt del 2% disponibile per l'aumento di tensione in MT limita fortemente la potenza trasferibile dalle lunghe linee rurali rispetto alla reale ampacity come è mostrato nella Figura 9.

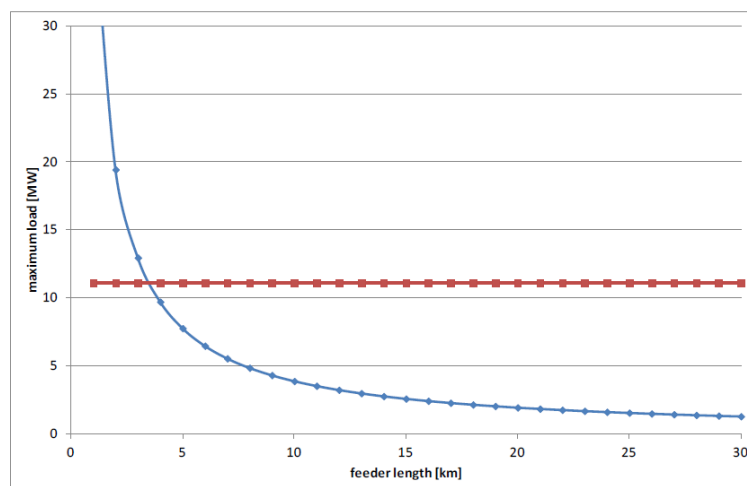


Figura 9: carico ammissibile per conduttore NA2XS2Y 1x150mm² per massima cdt (blu) e ampacity (marrone)

Per superare questo problema è possibile utilizzare trasformatori da distribuzione regolati (VRDT): si tratta di trasformatori da distribuzione dotati di regolatore sotto carico come, ad esempio, quelli sviluppati da Maschienfabrik Reinhausen. Come nei trasformatori AT/MT, viene modificato il

rapporto di trasformazione variando il numero di spire nell'avvolgimento primario dove la corrente da interrompere è minore. Il meccanismo è posizionato nella parte superiore della cassa e aumenta leggermente le dimensioni in altezza del trasformatore, la progettazione cerca di mantenere gli stessi ingombri dei normali DT per consentirne l'utilizzo nelle attuali SS. Il numero massimo di manovre dato è 700.000.

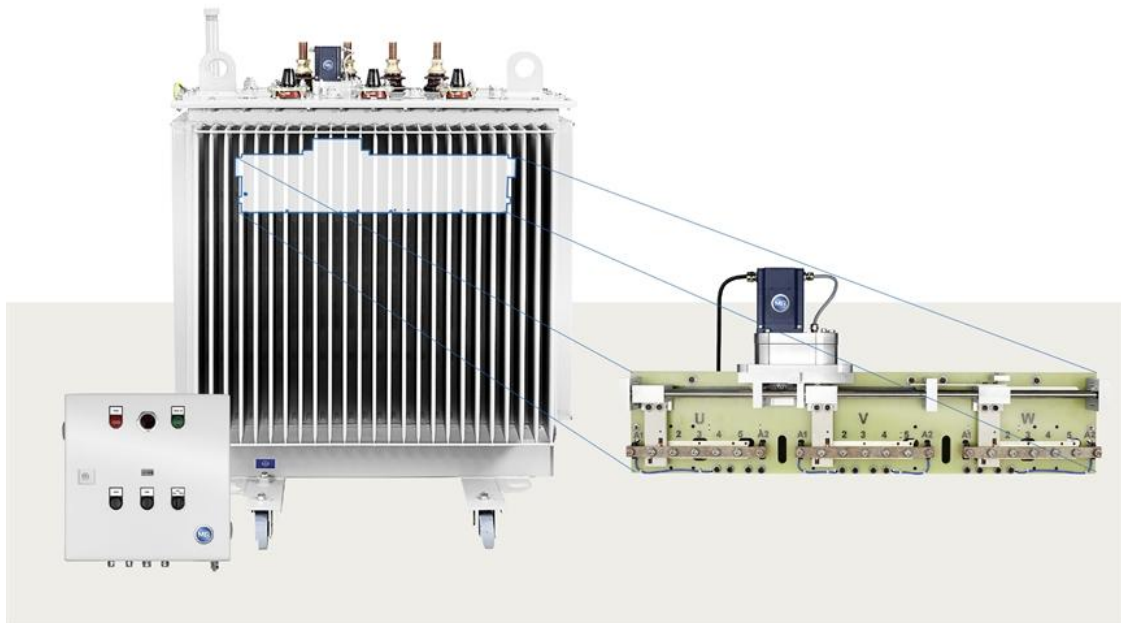


Figura 10: sistema GRIDCON iTAP di Maschienfabrik Reinhausen

AVACON [11], uno dei maggiori DNO in Germania, ha puntato sull'utilizzo di trasformatori da distribuzione dotati di OLTC sia per ottimizzare l'uso della rete nelle ore di produzione degli impianti PV, sia per garantire un ulteriore livello di flessibilità nella rete anche in presenza di carichi elevati (pompe di calore e condizionatori). La regolazione della tensione viene quindi effettuata quasi localmente con un costo 5 volte minore rispetto alla realizzazione di nuove linee.

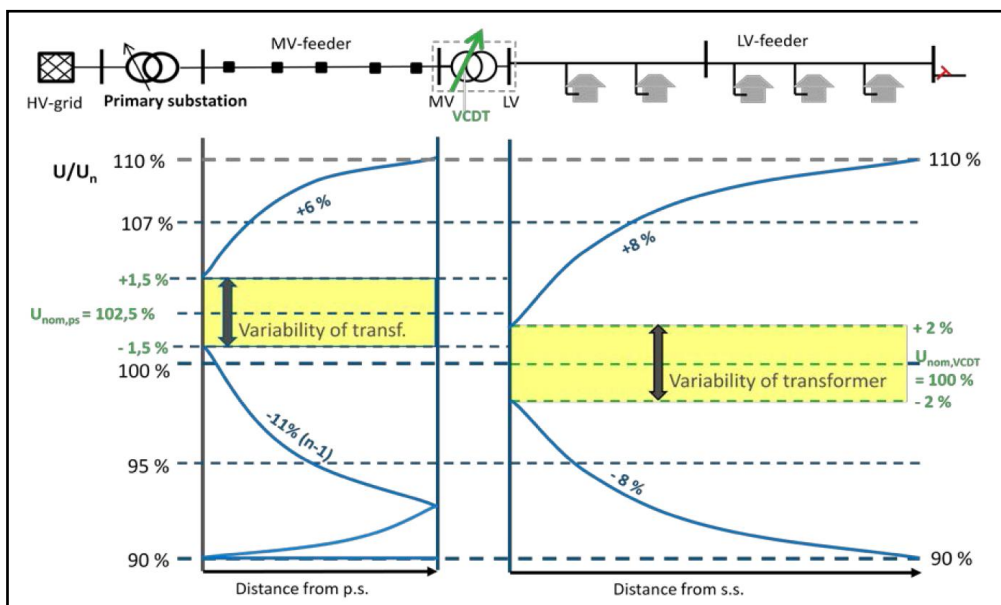


Figura 11: regolazione indipendente della tensione MT e BT grazie al VRDT

Originariamente sviluppato per facilitare l'integrazione di un grande numero di impianti fotovoltaici nelle zone rurali della Germania, ora invece costituisce il fulcro di un sistema di regolazione distribuito della tensione (DVR). La diffusione di questo apparecchio è in fase di espansione, le unità installate sono un migliaio di cui la maggior parte adottate da Avista ed E.ON.

COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA

La compensazione consiste nella gestione della potenza reattiva al fine di migliorare la funzionalità della rete a tensione alternata, essa incide in modo più o meno diretto su molti problemi di power quality. I due aspetti che si pongono maggiormente sono quello della compensazione dei carichi e quello del supporto della tensione. Nel primo caso l'obiettivo è di fornire al carico la potenza reattiva necessaria al suo corretto funzionamento mantenendo un fattore di potenza elevato nella rete, nel secondo caso l'obiettivo è quello di ridurre le fluttuazioni della tensione in un particolare punto della rete, aumentarne la stabilità e consentire l'aumento della capacità di trasporto (rete di trasmissione).

Principi del rifasamento

In corrente alternata, i carichi assorbono una potenza attiva e una potenza reattiva; la prima serve a produrre lavoro, mentre la seconda ha valor medio nullo e viene semplicemente scambiata fra generazione e carico. Pertanto la corrente assorbita dal carico è composta da:

- una componente attiva I_R , in fase con la tensione di alimentazione, che è direttamente correlata al lavoro utile svolto (e quindi alla quota parte di energia elettrica trasformata in energia di altro tipo: meccanica, luminosa, termica, ecc);
- una componente reattiva I_Q , in quadratura rispetto alla tensione, necessaria per il corretto funzionamento del carico ma che non produce potenza e anzi aumenta le perdite.

Nel caso più comune, in presenza di carichi di tipo ohmico-induttivo, la corrente totale I risulta sfasata in ritardo rispetto alla componente attiva I_R . In un impianto elettrico occorre quindi generare e trasportare, oltre alla potenza attiva utile P , una certa potenza reattiva Q : la somma geometrica delle due rappresenta la potenza apparente S . La circolazione di correnti reattive rende meno efficiente l'uso degli impianti. Si consideri infatti che generatori e trasformatori sono dimensionati sulla base della potenza apparente che, a parità di potenza attiva, cresce al crescere della potenza reattiva da erogare. Si definisce inoltre fattore di potenza $\cos(\varphi)$ il rapporto tra la componente attiva I_R ed il valore totale della corrente I ; φ è l'angolo di fase tra la tensione e la corrente [12]. Ad una data tensione U di fase risulta:

$$\cos(\varphi) = \frac{I_R}{I} = \frac{P}{S}$$

Il rifasamento, dunque, consiste nell'effettuare una serie di interventi che comportano un aumento del fattore di potenza in una sezione di rete realizzati con lo scopo di ridurre, a parità di potenza attiva in transito, le correnti circolanti in rete. Nelle reti radiali, la generazione di potenza reattiva comporta una riduzione delle correnti circolanti a monte del punto di installazione del generatore stesso; in questo modo, linee, generatori e trasformatori possono essere dimensionati per un valore di potenza apparente inferiore oppure trasportare una quota maggiore di potenza attiva. Ad esempio, riducendo il valore della corrente circolante si ha un'immediata riduzione delle perdite attive e della caduta di tensione come risulta dal seguente esempio

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos(\varphi)}$$

Dati $\cos(\varphi_1) = 1$ e $\cos(\varphi_2) = 0.5$ si ha

$$I_2 = 2I_1$$

Un carico rifasato, assorbe quindi dalla linea una corrente con valore efficace minore di quella che assorbirebbe se non fosse rifasato, riducendo contemporaneamente la potenza dissipata P_{diss} e le cadute di tensione ΔU lungo la linea, proporzionali rispettivamente al quadrato del valore efficace e al valore efficace della corrente secondo le relazioni

$$P_{diss} = 3 * R * I^2$$

$$\Delta U = RI\cos(\varphi) + XI\sin(\varphi)$$

Sono diversi i sistemi che si possono adottare per compensare un sistema. Tradizionalmente sono stati utilizzati condensatori rotanti sincroni o condensatori e induttori azionati meccanicamente. Oggi sono disponibili compensatori statici (SVC) che utilizzano tiristori al posto di contattori elettromeccanici per azionare condensatori (TSC) o induttori (TCR) così da fornire o assorbire potenza reattiva. Attualmente l'uso di convertitori a commutazione consente la realizzazione di dispositivi molto rapidi rispetto alla frequenza di rete, abbastanza veloci da riuscire a compensare senza ritardo anche armoniche della corrente fino al 50° ordine (filtri attivi).

Tecnologie disponibili

1. Batterie di condensatori statici

Essendo il sistema più economico, sono da sempre utilizzati per il rifasamento dei carichi nelle reti di distribuzione: la potenza installata è funzione del $\cos(\varphi)$ del carico e del fattore di potenza che si vuole ottenere secondo la seguente relazione:

$$Q_C = Q_0 - Q_1 = P * (\tan(\varphi_0) - \tan(\varphi_1))$$

Q_C = potenza reattiva dei condensatori da installare

Q_0 = potenza reattiva del carico

Q_1 = potenza reattiva obiettivo

La potenza erogata dai condensatori dipende dalla tensione concatenata di alimentazione U e dallo schema di collegamento (stella o triangolo) secondo le seguenti relazioni:

$$Q_Y = \omega C_Y U^2$$

$$C_Y = 3C_\Delta$$

$$Q = Q_N * \left(\frac{U}{U_N}\right)^2$$

La dipendenza della potenza erogata dalla tensione di rete è un aspetto negativo. Altre problematiche sono legate ai fenomeni di risonanza che si possono generare, alle alte correnti di inserzione (10-30 I_N) e al pericolo di esplosione. In seguito all'installazione di un condensatore di rifasamento si verifica anche un aumento permanente della tensione che dipende dalla potenza installata e dal punto in cui è connessa: se subito a valle di un trasformatore di potenza S_r e tensione di corto circuito $U_{CC}\%$ si avrà

$$\frac{\Delta U}{U_N} = \frac{U_{CC}\%}{100} * \frac{Q_C}{S_R}$$

Mentre per installazione in un punto della rete con potenza di cortocircuito S_{CC} si avrà

$$\frac{\Delta U}{U_N} = \frac{Q_C}{S_{CC}}$$

2. Compensatori sincroni

Si tratta di macchine rotanti sincrone che, una volta portate in sincronismo con la rete, sono regolate nell'eccitazione per assorbire (sottoeccitazione) o iniettare (sovraccitazione) potenza reattiva induttiva con una regolazione continua. Utilizzate principalmente nel sistema di trasmissione, oggi sono sempre meno utilizzate per ragioni economiche: necessitano di una struttura importante, numerosi sistemi per l'avviamento e la protezione, contribuiscono alla corrente di corto circuito e sono lente nella regolazione in caso di rapide variazioni di carico.

3. Compensatori a tiristori

Il notevole sviluppo dell'elettronica di potenza, sta favorendo la sostituzione dei compensatori sincroni con dei sistemi statici per il controllo della potenza reattiva quali ad esempio, i TSC (thyristor switched capacitors) e i TCR (thyristor controlled reactors), una versione elettronica dei sistemi di compensazione dell'energia reattiva basati su componenti elettromeccanici nei quali, però, l'inserzione dei vari condensatori non avviene attraverso l'apertura e la chiusura di opportuni contattori, ma attraverso il controllo fornito da coppie di tiristori in antiparallelo.

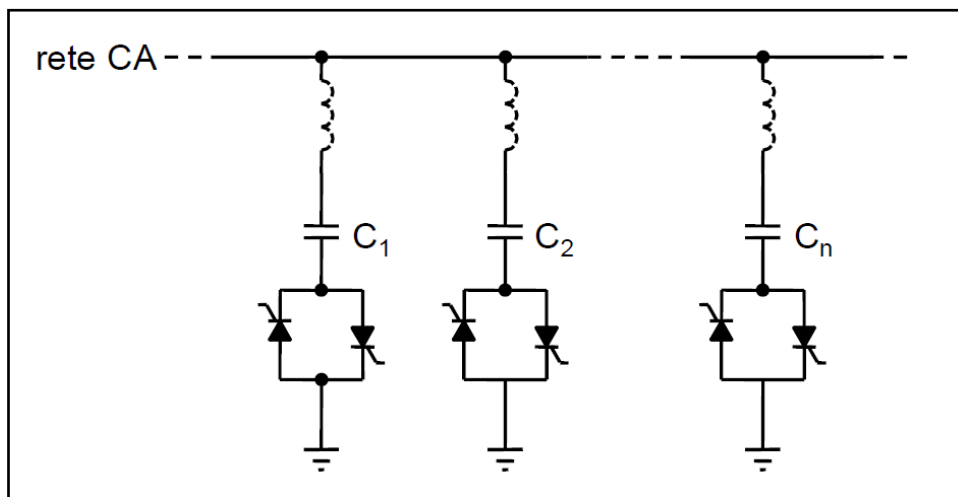


Figura 12: configurazione standard TSC

In Figura 12 è rappresentato lo schema standard di un TSC: la capacità è connessa in parallelo al carico da compensare ed è azionata da uno switch bidirezionale a tiristori. Solitamente è inclusa anche una piccola induttanza che serve a limitare la corrente di inserzione e a prevenire fenomeni di risonanza con la rete. Il controllo può essere effettuato alla frequenza di rete, inserendo o disinserendo l'intera capacità molto rapidamente. Dividendo quindi la capacità in più rami, è possibile seguire le condizioni di carico e fornire ad ogni ciclo la potenza reattiva opportuna. La realizzazione non può dirsi economica perché ogni banco di condensatori necessita di 2 switch che devono essere dimensionati per il doppio della tensione e devono essere protetti dai transitori di rete. Per limitare la spesa è possibile sostituire uno dei due switch con un diodo, mentre un controllo più accurato sugli istanti di accensione riduce lo spunto di corrente all'inserzione.

Il TCR (o TCI, thyristor controller inductor) è composto da induttori controllati da switch bidirezionali. Il funzionamento è simile a quello del TSC con la differenza fondamentale che il controllo in questo caso può essere effettuato con continuità variando l'angolo di inserzione degli switch tra 90° e 180° . In questa modalità di funzionamento la corrente assorbita dal TCR non è sinusoidale e contiene tutte le armoniche dispari; per questo motivo la configurazione standard di questo dispositivo prevede il collegamento a triangolo sulle tre fasi così da eliminare le armoniche di ordine 3 e multiple di 3 circolanti in rete, per le altre armoniche rilevanti si utilizzano dei filtri accordati.

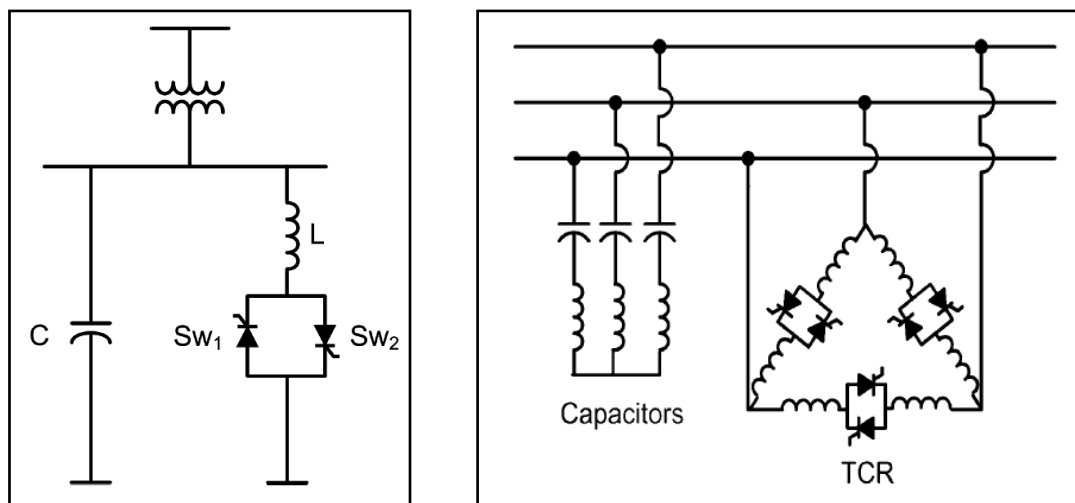


Figura 13: configurazioni standard TCR

Collegando in parallelo al TCR un condensatore sufficiente a rifasare il massimo carico previsto, è possibile regolare la potenza reattiva fornita al carico con continuità.

4. Compensatori a commutazione

I compensatori a tiristori richiedono la presenza di condensatori e induttori che immagazzinano una grande quantità di energia, inoltre non forniscono un controllo istantaneo della potenza reattiva a causa dei tempi di intervento caratteristici (1 ciclo). I convertitori a commutazione hanno permesso di realizzare dispositivi che eliminano tali problemi: la velocità di questi dispositivi è tale da riuscire a compensare efficacemente anche armoniche di ordine elevato. Questi

dispositivi sono noti con i nomi di STATCOM, UPFC e DVR: vengono utilizzati per stabilizzare il sistema di trasmissione, migliorare la regolazione della tensione, correggere il fattore di potenza, correggere gli squilibri di carico, possono fungere da compensatori serie o derivati comportandosi come una macchina sincrona (generare o assorbire potenza reattiva).

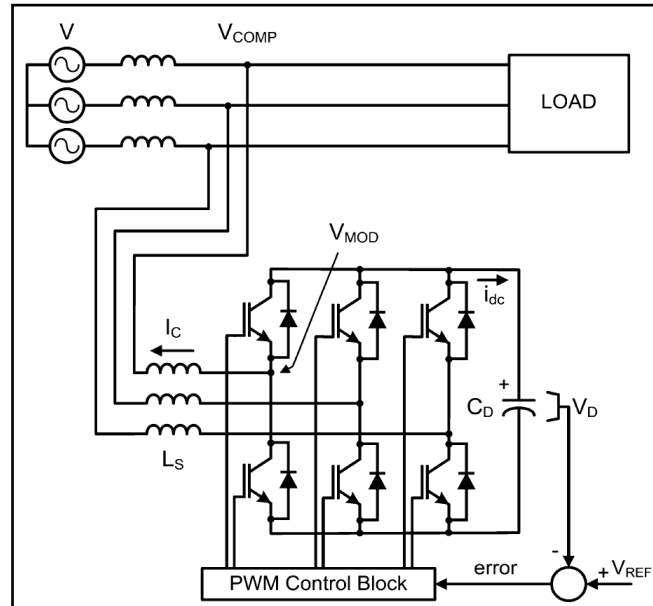


Figura 14: esempio di configurazione di convertitore a commutazione

Nella Figura 14 è mostrato un compensatore basato su VSC (voltage source converter): il controllo della potenza reattiva è fatto modificando l'ampiezza della componente fondamentale della tensione prodotta dal convertitore azionando gli switch con una logica PWM. Quando questa è maggiore della tensione di rete viene generata potenza reattiva, in caso contrario si ha assorbimento di potenza reattiva. I componenti più utilizzati per applicazioni SVC sono tiristori, IGBT e IGCT, per le applicazioni ad alta e altissima tensione il maggiore sviluppo è sugli LTT (light triggered thyristor). Un confronto della caratteristica tensione/corrente mostra che, rispetto a un SVC, i compensatori a commutazione offrono maggiore sostegno alla tensione e migliore stabilità nei transitori perché possono fornire una potenza reattiva maggiore alle tensioni più basse.

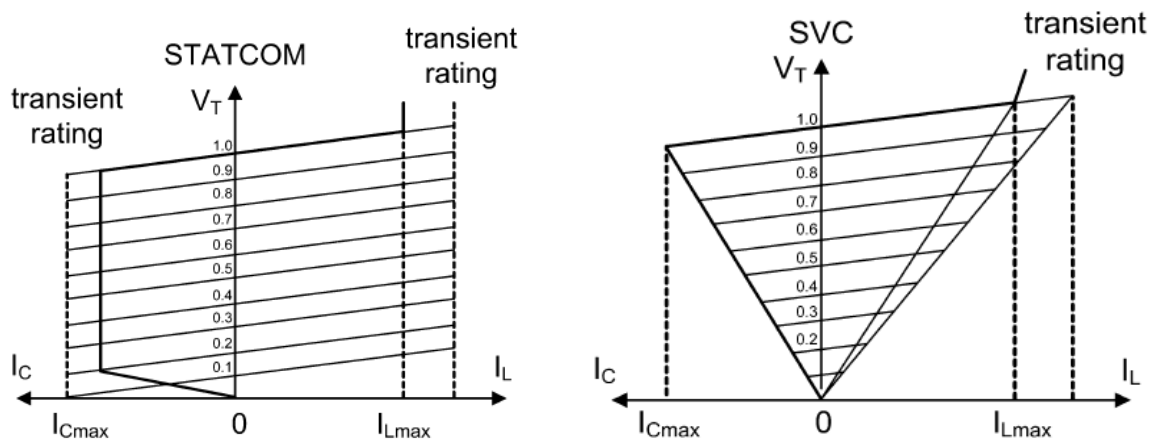


Figura 15: caratteristica V/I per SVC a commutazione e a tiristori

Nella tabella seguente sono confrontate le principali caratteristiche dei dispositivi brevemente analizzati fin'ora [12]:

	Condensatore sincrono	Compensatori statici		Compensatori a commutazione
		TCR (con capacità in derivazione se necessario)	TSC (con TCR se necessario)	
Accuratezza della compensazione	Buona	Molto buona	Buona (molto buona con TCR)	Eccellente
Flessibilità del controllo	Buono	Molto buono	Buono (molto buono con TCR)	Eccellente
Gestione della potenza reattiva	Produce/assorbe	Assorbe (produce indirettamente)	Produce (assorbe indirettamente)	Produce/assorbe
Controllo	Continuo	Continuo	Discontinuo (continuo con TCR)	Continuo
Tempo di reazione	Lento	Veloce (0.5/2 cicli)	Veloce (0.5/2 cicli)	Molto veloce ma dipende dal controllo e da f_c
Armoniche	Molto buono	Molto alte (necessari filtri di grandi dimensioni)	Buono (necessari filtri con TCR)	Molto buono, ma aumenta con f_c
Perdite	Moderate	Buono, aumenta in assorbimento	Buono, aumenta in produzione	Molto buono, ma aumenta con f_c
Bilanciamento fasi	Limitato	buono	limitato	Molto buono con unità monofase, limitato con unità trifase
Costo	alto	moderato	moderato	Basso/moderato

Tabella 14: confronto caratteristiche compensatori

I dispositivi a commutazione prendono nomi diversi in base alla particolare costruzione e funzione svolta, ma alla base c'è sempre il controllo della potenza reattiva.

STATCOM: basato su una sorgente di tensione, collegata con un inverter in parallelo al sistema di potenza per mezzo di un trasformatore di accoppiamento, genera tre tensioni sinusoidali alla frequenza fondamentale controllandone l'ampiezza e la fase. Questo strumento non ha inerzia e non è sovraccaricabile.

SSSC (static synchronous series compensator): un VSC (voltage source converter) può essere usato come compensatore serie iniettando una tensione in serie alla linea con uno sfasamento di 90° rispetto alla corrente del carico, operando come un condensatore variabile. Il vantaggio di questa configurazione è che la tensione iniettata non dipende dalla corrente di linea e può essere controllata indipendentemente.

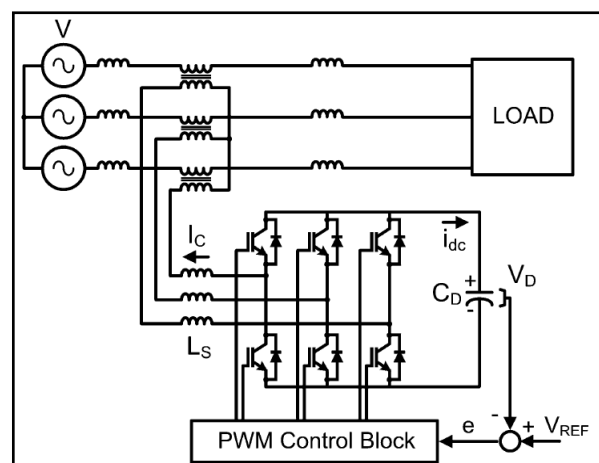


Figura 16: configurazione SSSC

DVR: dispositivo connesso in serie al sistema di potenza, utilizzato per mantenere costante la tensione sul carico indipendentemente dalle fluttuazioni della rete. Controllo indipendente sulle tre tensioni in ampiezza e fase, la potenza attiva e reattiva necessaria viene prelevata dal bus DC; il

controllo deve essere molto veloce. L'utilizzo coordinato di DVR e SSSC consente di controllare il flusso di potenza di una linea di trasmissione in condizioni normali e di effettuare una compensazione dinamica della tensione e limitare la corrente di corto circuito in presenza di disturbi.

UPFC (universal power factor corrector o unified power flow controller): consiste in due convertitori a commutazione alimentati dallo stesso bus DC dotato di condensatore di accumulo: uno è connesso in serie all'alimentazione e l'altro in parallelo. Il risultato è un convertitore AC/AC in grado di controllare completamente il flusso di energia in entrambe le direzioni. Il convertitore in serie inietta una tensione controllata in ampiezza e fase svolgendo le funzioni principali, il convertitore in derivazione mantiene la tensione sul bus DC e può assorbire o generare potenza reattiva indipendentemente dal comportamento del convertitore serie.

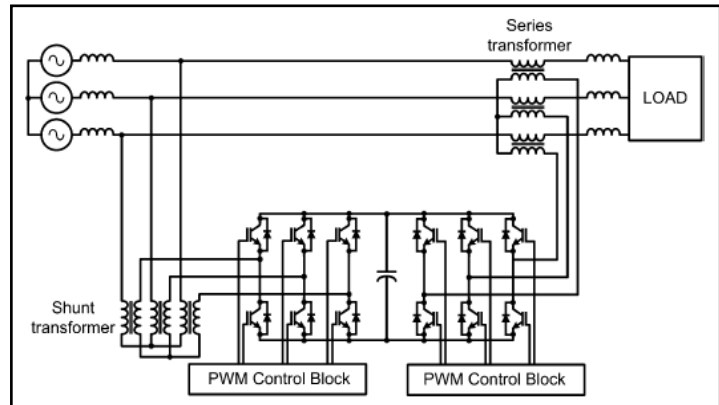


Figura 17: configurazione UPFC

Trasformatori di accoppiamento: potremmo definire questo trasformatore come una evoluzione del PST (phase shifting transformer) che è ora in grado di variare non solo la fase della tensione di linea ma anche l'ampiezza. Ciò consente di regolare il flusso di potenza attiva e reattiva sulla linea favorendo la gestione della rete in presenza di linee congestionate. Il dispositivo a stato solido che può svolgere le stesse funzioni è l'UPFC rispetto al quale il trasformatore SEN è più economico ma ha una dinamica più lenta.

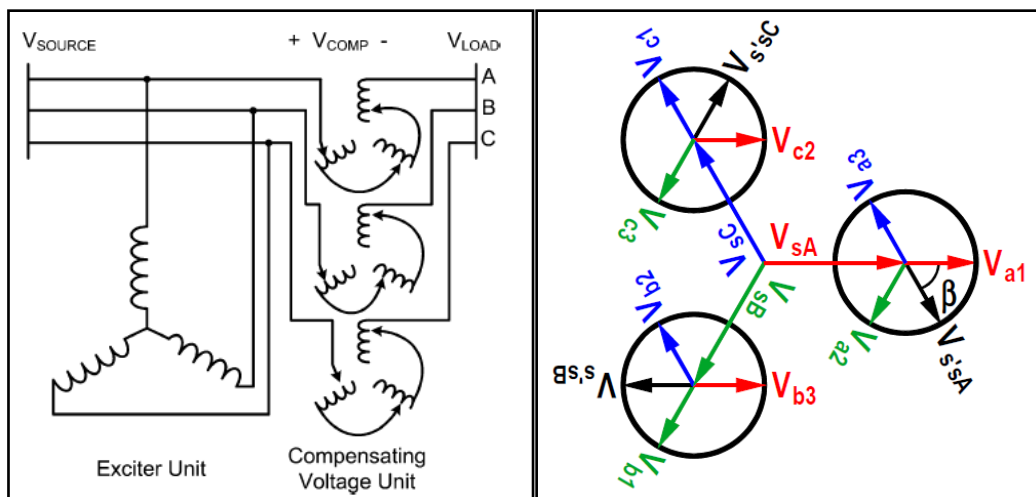


Figura 18: schema di principio e diagramma vettoriale delle tensioni di un trasformatore SEN

Nella rete di trasmissione

L'implementazione di compensatori di potenza reattiva ad alte prestazioni da la possibilità ai gestori della rete di aumentare la capacità della rete esistente mantenendo o migliorando la

stabilità. Risultato: maggiore potenza può raggiungere gli utenti con tempi di progettazione e costi ridotti rispetto alla costruzione di nuove linee e impianti di produzione. In [12] [13] si trovano numerose applicazioni in AT e AAT che dimostrano la potenzialità di questi strumenti, cito brevemente due casi:

- 1) Compensazione serie nel sistema di trasmissione svedese a 400kV [13]: 8 linee di diversa costruzione con 8 compensatori serie per una capacità totale di 4800MVar consentono la trasmissione di oltre 7000MW. Senza compensazione sarebbe stato necessario costruire 5 nuove linee. Nel funzionamento alle condizioni di progetto si hanno le minori perdite per il sistema elettrico, la sola riduzione delle perdite è stata sufficiente a ripagare l'intero investimento in pochi anni. Il grado di compensazione è compreso tra il 30% e il 70% per ogni banco di condensatori, e il tasso di mortalità dei condensatori è inferiore allo 0,1%.
- 2) UPFC installato in Virginia su una linea 138kV pesantemente caricata [12]: sono installati due convertitori trifase a 48 impulsi da 160MVA. Nel normale funzionamento i due convertitori funzionano come STATCOM (parallelo) e SSSC (serie), ma è anche prevista la possibilità per il convertitore serie di operare come STATCOM con la possibilità di gestire una potenza totale di ± 320 MVA. I benefici attesi sono: supporto della tensione in condizioni particolari per prevenire il collasso del sistema, controllo indipendente della potenza attiva e reattiva scambiata, riduzione delle perdite di oltre 24MW, aumento della potenza trasferibile di 100MW.

Nella rete di distribuzione

La produzione di potenza reattiva dovrebbe avvenire il più vicino possibile al punto in cui serve. Seguendo questo principio, la rete di trasmissione e gli impianti di produzione ad essa connessi dovrebbero produrre la potenza reattiva necessaria a compensare le sole linee e i trasformatori in AT e AAT. La potenza reattiva necessaria al funzionamento corretto dei carichi dovrebbe essere prodotta nella rete di distribuzione. I problemi che essa genera quando viene trasmessa su lunga distanza sono noti e li ricordiamo brevemente: aumento delle perdite attive, riduzione della capacità di trasmissione, peggiori condizioni della tensione, limitata disponibilità dei generatori. Per questi motivi il prelievo di potenza reattiva è regolamentato dall'AEEG: attualmente gli utenti MT e BT con potenza contrattuale superiore a 16,5kW devono pagare una quota per l'energia reattiva scambiata con la rete quando questa supera il 50% dell'energia attiva fatturata, tale situazione equivale ad un $\cos(\varphi)$ medio di 0,9. Senza questa forma di perequazione gli utenti non sarebbero incentivati a mantenere un fattore di potenza elevato poiché per essi il rifasamento rappresenta solo un costo mentre le minori perdite costituiscono un risparmio per il distributore.

Nel caso migliore, in cui tutti gli utenti rispettano tale limite, nella rete circola una potenza reattiva pari al 50% della potenza attiva che contribuisce al 20% delle perdite nella rete. Sta al distributore effettuare ulteriori interventi di rifasamento al fine di aumentare ulteriormente il fattore di potenza per diminuire le perdite e migliorare l'utilizzo della propria infrastruttura di rete.

Tipologia di contratto		Energia reattiva tra il 50 e il 75% dell'energia attiva	Energia reattiva oltre il 75% dell'energia attiva
		c€/kvarh	c€/kvarh
lettera a)	Utenze domestiche in bassa tensione	3,23	4,21
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	3,23	4,21
lettera c)	Utenze in bassa tensione per alimentazione infrastrutture di ricarica pubblica di veicoli elettrici	3,23	4,21
lettera d)	Altre utenze in bassa tensione	3,23	4,21
lettera e)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	1,51	1,89
lettera g)	Altre utenze in media tensione	1,51	1,89
lettera h)	Utenze in alta tensione	0,86	1,10
lettera i)	Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	0,86	1,10
lettera j)	Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	0,86	1,10

Tabella 15: tariffe per il prelievo di energia reattiva, delibera AEEG 199/11

Ad esempio il distributore può intervenire rifasando i trasformatori disseminati nella rete: in generale la potenza di rifasamento Q_c non dovrà essere superiore alla potenza reattiva assorbita nelle condizioni di carico minime. Considerando la potenza nominale del trasformatore S_r [kVA], il grado di carico K_L , il valore della corrente a vuoto $i_0\%$, il valore della tensione di cortocircuito $u_k\%$, le perdite nel ferro P_{fe} [kW] e le perdite nel rame P_{cu} [kW] si ottiene dalla seguente relazione [14]

$$Q_c = \sqrt{\left(\frac{I_0\%}{100} * S_r\right)^2 - P_{fe}^2} + K_L^2 * \sqrt{\left(\frac{u_k\%}{100} * S_r\right)^2 - P_{cu}^2}$$

L'analisi di RSE

RSE ha svolto un'analisi [8] sui costi degli interventi per la riduzione delle perdite di rete. Si è considerato di portare a 0.95 il $\cos(\varphi)$ medio di cabine secondarie e/o utenti MT a 15/20kV, per l'intervento di rifasamento è stata ipotizzata una regolazione automatica ideale delle batterie di condensatori, con erogazione di potenza reattiva in funzione dei prelievi orari di potenza attiva definiti dalle curve giornaliere così da mantenere costante il fattore di potenza. Nella tabella seguente sono riportate le variazioni delle perdite ottenibili in funzione dell'intervento effettuato e del livello di tensione per tre reti rappresentative di territori ad alta, media e bassa densità di popolazione.

	variazione perdite rispetto a $\cos(\varphi)=0.9$					
	15 kV			20kV		
	alta	media	bassa	alta	media	Bassa
Cabine + utenti MT	-9.2%	-8.2%	-8.6%	-7.3%	-6.9%	-5.8%
Solo cabine secondarie	-6.2%	-5.5%	-6.6%	-5.2%	-4.9%	-4.7%
Solo utenti MT	-3.3%	-3.4%	-2.6%	-2.2%	-2.5%	-1.7%

Tabella 16: variazioni % delle perdite a seguito di interventi di rifasamento

Utilizzando quindi dati ISTAT, TERNA e AEEG sono stati calcolati i consumi per regione, tensione e densità abitativa in modo da poter estendere questo risultato a tutto il territorio nazionale e ottenere i fattori di perdita globali nelle configurazioni analizzate.

	fattori di perdita					
	15 kV			20kV		
	alta	media	bassa	alta	media	Bassa
Cabine 0.9 – utenti 0.9	2.69%	3.07%	3.18%	2.08%	2.53%	2.54%
Cabine 0.95 – utenti 0.95	2.44%	2.82%	2.91%	1.93%	2.35%	2.39%
Cabine 0.95 – utenti 0.9	2.52%	2.90%	2.97%	1.97%	2.40%	2.42%
Cabine 0.9 – utenti 0.95	2.60%	2.96%	3.10%	2.03%	2.46%	2.50%

Tabella 17: fattori di perdita globali a seguito di interventi di rifasamento

Sono stati quindi stimati i risparmi annui di energia potenzialmente conseguibili a livello nazionale:

	Potenziale risparmio di energia a livello nazionale
Cabine 0.95 – utenti 0.95	501 GWh/anno
Cabine 0.95 – utenti 0.9	381 GWh/anno
Cabine 0.9 – utenti 0.95	159 GWh/anno

Tabella 18: potenziale risparmio annuo di energia per interventi di rifasamento

Consideriamo il solo rifasamento delle cabine secondarie. Non è plausibile un intervento dell'utente privato per i motivi già esposti in precedenza. Valutata quindi la potenza apparente impegnata nelle cabine di trasformazione e la relativa potenza attiva a $\cos(\varphi)=0,9$, si è ipotizzato di dimensionare l'impianto per una potenza di picco pari all'80% della nominale, dimensionando il banco di condensatori per rifasare il carico da 0,9 a 0,95.

$$Q_C = Q_0 - Q_1 = P * (\tan(\varphi_0) - \tan(\varphi_1))$$

Per stimare i costi di impianto, RSE prende come riferimento i prezzi ufficiali delle opere pubbliche di alcune regioni italiane, da cui è stata ricavata la curva di Figura 19. Sulla base di queste elaborazioni, è stato ipotizzato un costo unitario di impianto di 18 €/kVAr, ed è stato quindi calcolato il costo totale del sistema di rifasamento delle Cabine Secondarie per le tre reti campione. Per valorizzare il beneficio ottenuto è stato utilizzato come costo evitato per l'approvvigionamento di energia a copertura delle perdite il prezzo di cessione dell'energia praticato dall'Acquirente Unico agli esercenti il servizio di maggior tutela: 0.08 €/kWh. Si considera anche la vita utile dell'impianto in 30 anni e il tasso di attualizzazione del 7%.

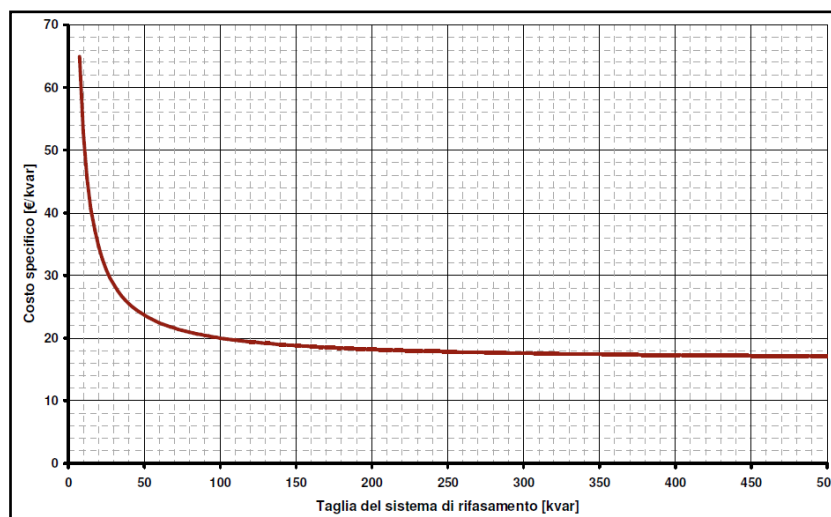


Figura 19: costo specifico impianto di rifasamento tradizionale

	Rifasamento cabine secondarie da 0.9 a 0.95			
	15 kV		20kV	
	VAN [k€]	PBP [anni]	VAN[k€]	PBP [anni]
Alta concentrazione	488	3.5	258	6.0
Media concentrazione	166	5.0	101	7.3
Bassa concentrazione	337	5.3	114	11.2

Tabella 19: VAN e PBP per intervento di rifasamento cabine secondarie

Nel caso di tensione di esercizio di 15 kV, si può osservare che la rete ad alta concentrazione di carico sulle Cabine Secondarie è quella che presenta tempi di ritorno dell'investimento inferiori e VAN più elevati; la rete a bassa concentrazione ha un tempo di recupero dell'investimento leggermente superiore a quello della rete a media concentrazione, per effetto del maggior costo di impianto, ma l'impatto energetico del rifasamento risulta molto più favorevole e si traduce in un VAN circa doppio. Con l'esercizio a tensione di 20 kV i risparmi conseguibili con il rifasamento sono meno significativi, mentre i costi di impianto sono sostanzialmente invariati, e la profittabilità dell'intervento si riduce sensibilmente, in modo particolare per la rete a bassa concentrazione, mentre la rete ad alta concentrazione risulta meno penalizzata.

Il costo dell'impianto influisce ovviamente sul PBP, per limitare la spesa è possibile dimensionare il sistema per una quota inferiore della potenza, ad esempio il 60% anziché l'80% del carico nominale, ottenendo risparmi significativi: per il caso 20kV alta concentrazione si ha -25% sul costo dell'impianto, PBP che passa da 6 a 4,3 anni, VAN +12% e per le perdite solo +0,01%.

Per individuare la soluzione tecnica migliore tra diverse alternative è opportuno avvalersi di strumenti di ottimizzazione come, ad esempio, quelli descritti in [15] [16] [17]. Nella tabella che segue viene portato un esempio in cui sono confrontati tre diversi schemi di compensazione per una particolare rete: compensazione per gruppi in BT, compensazione in MT fissa e per gruppi, compensazione mista. Come si può vedere, il migliore risultato sia in termini di fattore di potenza che di perdite si ottiene con la compensazione mista MT/BT, che ha un costo di circa 32 k€ (1Yuan= 0.10 € nel 2008) e un PBP di soli 2 anni.

Compare items	Bus Voltage (kV)	Compensation (Number/kVar)			Data of maximum Operation mode				Power Factor of feeder	Minimum Voltage of Feeder (kV)	Annual Loss Cost (10 ⁴ Yuan)	Invest -ment (10 ⁴ Yuan)	Payback Period (Year)
		MV Fixing	MV Grouping	LV Grouping	Line Loss (kW)	Copper Loss (kW)	Iron Loss (kW)	Loss Rate (%)					
		Mode I	10.40	—	—	—	208.40	41.86					
Mode II	10.68	—	—	10\780	156.16	33.19	12.36	6.10	0.938	9.86	45.99	16.17	1.19
Mode III	10.68	1\150	2\720	—	151.30	37.33	12.45	6.08	0.947	9.93	45.85	40.40	2.94
Mode IV	10.68	1\150	1\270	9\735	143.71	32.68	12.60	5.73	0.972	9.99	43.09	32.25	1.95

Tabella 20: confronto di diverse configurazioni per il rifasamento di una rete MT

Alternative al rifasamento tradizionale

In alternativa all'installazione di banchi di condensatori, è possibile utilizzare dispositivi a tiristori o a commutazione dei tipi precedentemente descritti. In pratica il maggiore costo rispetto alle

soluzioni tradizionali non ne ha favorito la diffusione, almeno fino ad oggi. Considerata, però, la sempre maggiore attenzione degli operatori ai temi della Power Quality e dello sviluppo futuro delle Smart Grid, numerosi progetti sono in fase di sviluppo visto che questi dispositivi possono svolgere numerose funzioni oltre alla compensazione. L'utilizzo di FACTS ha infatti come primo obiettivo il miglioramento della power quality: riduzione del contenuto armonico, bilanciamento dei carichi, riduzione dei buchi di tensione, ecc. L'UPQC (unified power quality conditioner) descritto in [18] è un esempio di questi nuovi dispositivi. Un unico apparecchio costituito da due convertitori in configurazione back-to-back (condividono il bus dc) in cui il convertitore serie sopprime le distorsioni sulla tensione, mentre il convertitore in derivazione cancella quelle sulla corrente, allo stesso tempo è in grado di migliorare il fattore di potenza compensando la componente reattiva della corrente di carico.

A2A sta sviluppando un UPQC di nuova concezione come strumento di miglioramento della qualità e continuità della tensione sulla rete di distribuzione. Il sistema rappresentato in Figura 20 è composto da due parti distinte:

- una unità "serie" costituita da un convertitore trifase AC/DC e un banco di condensatori, installata in cabina secondaria e connessa a valle del secondario del trasformatore in serie al carico
- diverse unità "parallelo" costituite da un convertitore AC/DC trifase o monofase e un parco batterie, connesse ognuna in parallelo nei punti di consegna (utenti).

Le modalità di funzionamento sviluppate sono due:

- 1) Compensazione: in presenza di normale alimentazione di rete, l'unità serie, tramite l'iniezione di una tensione in serie al punto dove è collocata, migliora la qualità della tensione attenuando i buchi di tensione e altre distorsioni; contemporaneamente le unità parallelo consentono un ulteriore miglioramento della qualità rifasando e simmettizzando i carichi (se il convertitore è trifase) ed eliminando le distorsioni della corrente assorbita.
- 2) Back-up: in mancanza dell'alimentazione di rete, le unità parallelo separano l'utenza dalla rete e la alimentano prelevando energia dagli accumulatori di cui dispongono e in cui viene immagazzinata l'energia in eccesso prodotta dagli impianti PV installati dagli utenti.

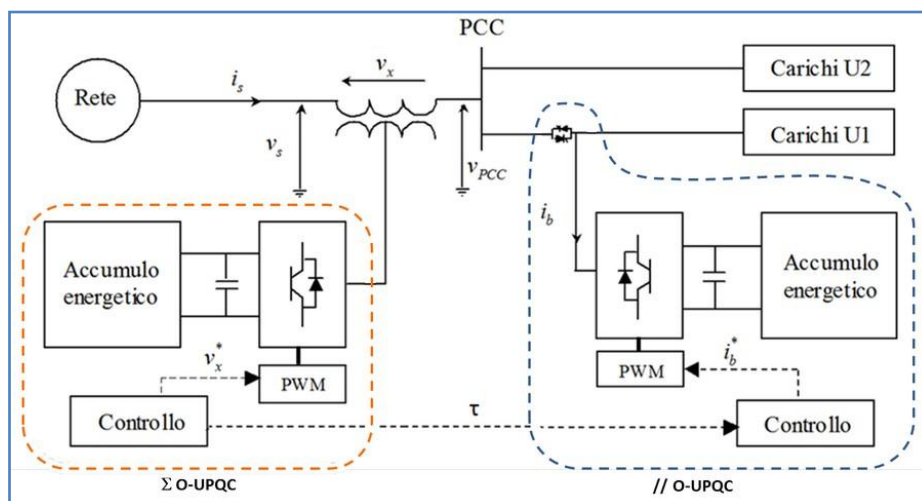


Figura 20: UPQC sviluppato da A2A

Il progetto nella sua interezza comprende lo sviluppo dell'interazione tra il distributore e l'utente finale di logiche di Demand Response (DR) che consentano di gestire nella maniera più conveniente per la collettività i carichi controllabili, la capacità di accumulo disponibile e gli impianti di generazione distribuita (PV).

Potenzialità della generazione distribuita

L'aspetto rilevante della DG è proprio il fatto di essere distribuita sul territorio. Se prendiamo in considerazione gli impianti fotovoltaici installati in grande quantità negli ultimi anni, ognuno di essi è dotato di un inverter con cui la potenza prodotta dai pannelli viene immessa in rete. La conversione avviene a $\cos(\varphi)=1$ con immissione della sola potenza attiva prodotta dai pannelli.

Considerata la curva caratteristica di produzione di un impianto PV, la potenza apparente dell'inverter viene sfruttata per pochissime ore al giorno; questo fatto ha spinto il regolatore a prevedere la possibilità di produrre potenza reattiva, nei limiti e nelle possibilità dell'inverter, su richiesta del distributore di energia elettrica (CEI 0-21 paragrafo 8.4.4.2).

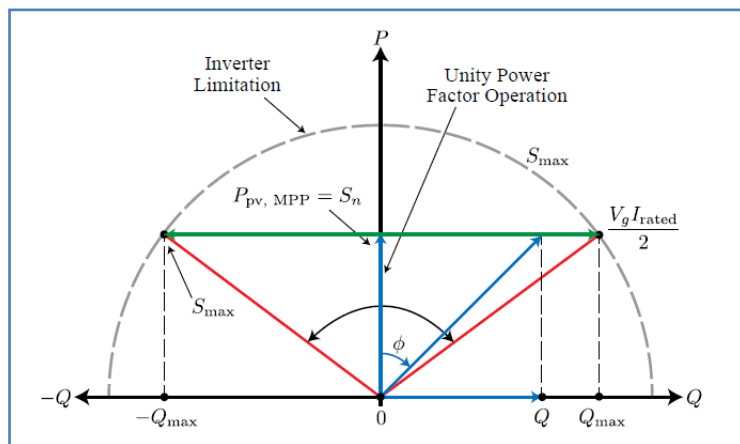


Figura 21: diagramma PQ per un inverter PV monofase

Ci sono però alcuni problemi che si possono verificare. In primo luogo un tale utilizzo incide sul dimensionamento dell'inverter che, essendo maggiormente sfruttato, dovrà essere sovradimensionato per avere una durata comparabile: in esso le perdite che si sviluppano sono fino a quattro volte maggiori [19]. Si rende inoltre necessario, per coordinare la produzione di potenza reattiva, un sistema di comunicazione il cui costo e le cui caratteristiche non sono ancora ben definite. Maggiori dettagli seguiranno nei prossimi capitoli.

GENERAZIONE DISTRIBUITA

Promuovere la generazione di energia in modo distribuito è logicamente corretto perché si avvicina la produzione di energia elettrica ai luoghi in cui essa viene consumata riducendo in questo modo il carico sulla rete di trasmissione e le perdite associate a questi flussi di potenza. L'iniezione di potenza nella rete modifica valore ed eventualmente anche direzione dei flussi di potenza con ricadute sull'esercizio della rete e in particolare per quanto riguarda livelli di tensione, perdite, disponibilità dell'alimentazione, efficacia delle protezioni. Nel 2014 il solo fotovoltaico ha coperto circa l'8% della domanda in Germania e Italia; allo stesso tempo in alcuni punti della rete sono sorti problemi a causa delle sovratensioni che si sono generate. Se consideriamo le perdite in rete, è possibile ricavare da [20] alcune importanti considerazioni.

Prendendo in esame un numero limitato di reti rappresentative (3 casi), le perdite sono valutate in funzione del grado di penetrazione della DG e del tipo di impianti installati (eolico, fotovoltaico, cogenerazione) con il calcolo dei flussi di potenza. Il risultato di questa analisi è mostrato nella Figura 22 che rappresenta le perdite annuali per una linea rurale a 20kV di 60km. Le perdite su una linea variano in modo parabolico con la penetrazione di DG per tutte le configurazioni: inizialmente diminuiscono fino a raggiungere un valore minimo, poi risalgono all'aumentare del grado di penetrazione fino a superare i livelli iniziali per penetrazioni molto elevate di DG. Il valore minimo viene raggiunto per quote comprese tra il 10% e il 50% di penetrazione in funzione del mix di fonti rinnovabili e della loro concentrazione lungo la linea. La cogenerazione risulta essere più vantaggiosa da questo punto di vista poiché consente un maggiore livello di penetrazione a parità di perdite, mentre per fotovoltaico ed eolico questo effetto è molto limitato: le perdite diminuiscono poco e tornano presto a salire anche per livelli di penetrazione modesti, soprattutto se gli impianti sono concentrati in pochi punti.

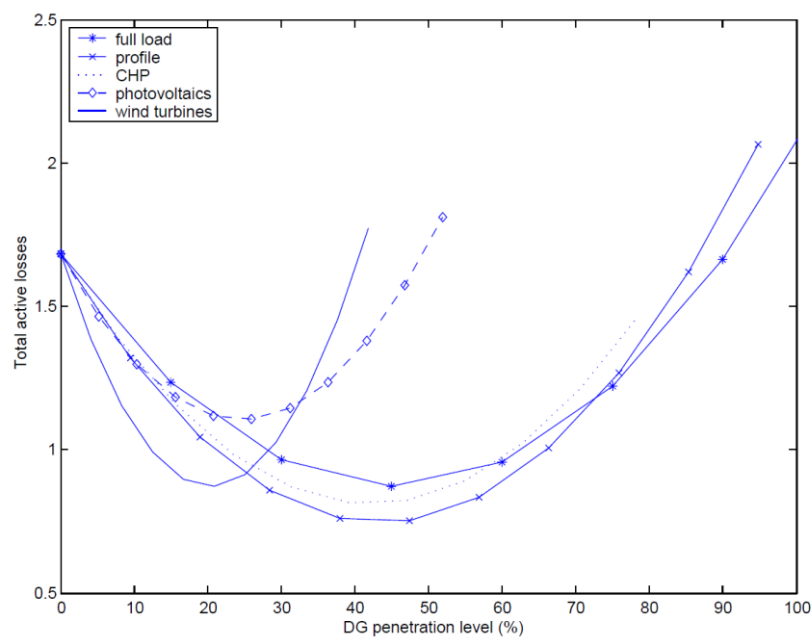


Figura 22: variazione delle perdite di rete da penetrazione DG

Tra le conclusioni di questo studio si sottolinea come siano importanti altri due aspetti legati alla DG: la posizione degli impianti nella rete e il controllo della potenza reattiva.

Posizionamento della generazione distribuita

Come sopra accennato, il posizionamento della DG effettuato con determinati criteri può portare a dei benefici. A tal proposito si trovano nella letteratura [21] [22] numerosi studi sia teorici che accompagnati da simulazioni pratiche su reti reali o “standardizzate” che propongono l’utilizzo di diversi algoritmi, tipo GA, per ottimizzare la posizione nella rete di diversi tipi di impianti in funzione degli obiettivi impostati (riduzione perdite, riduzione costi, massimizzare il carico sopportabile di una linea, miglioramento dell’indice di stabilità della tensione, ecc..). Nella pratica però gli impianti di generazione distribuita vengono realizzati dove è disponibile quella specifica fonte di energia (es. eolico, idroelettrico) e la rete va realizzata di conseguenza.

Produzione di potenza reattiva

I moderni inverter per fotovoltaico possono adattare la potenza attiva e reattiva scambiata con la rete per variare la tensione al punto di connessione con la rete e permettere un esercizio stabile e sicuro anche in presenza di una elevata produzione di energia da fonte rinnovabile con inversione dei flussi di potenza sulla rete. Si tratta di un requisito posto dalla norma CEI 0-21 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica” con le seguenti modalità:

- Inverter fino a 3kW $\cos(\varphi) \geq 0,98$
- Inverter da 3 a 6kW $\cos(\varphi) \geq 0,95$
- Inverter oltre 6kW $\cos(\varphi) \geq 0,90$

Nel seguito sono raccolte le principali tecniche di controllo della potenza per gli inverter fotovoltaici [23], il controllo è effettuato sulla base di misure locali:

1. Fattore di potenza costante: mantiene costante il rapporto tra la potenza reattiva e la potenza attiva
2. Potenza reattiva costante: non è un funzionamento pratico ma consente di valutare l’effetto massimo ottenibile quando la Q generata è massima
3. Potenza reattiva in funzione della tensione Q(V): causa un grande consumo di potenza reattiva quando la tensione è elevata. Può essere implementata come funzione lineare tra Q e V, con la possibilità di inserire una banda morta nell’intorno della tensione nominale per evitare scambio di potenza reattiva per escursioni moderate della tensione
4. Fattore di potenza in funzione della tensione PF(V): diminuisce il PF dell’inverter quando aumenta la potenza attiva prodotta. Visto che produzione elevata di potenza attiva e tensioni elevate sono spesso correlate, questo controllo agisce indirettamente sulla tensione rivelandosi molto stabile perché non è previsto un meccanismo di feedback.
5. Potenza attiva in funzione della caratteristica di tensione P(V,P): è una alternativa migliore al controllo Q(V), invece di ridurre la tensione in linea causando maggiori perdite per l’assorbimento di potenza reattiva addizionale, la tensione è direttamente controllata diminuendo la potenza attiva. Viene definito “limitazione intelligente”.

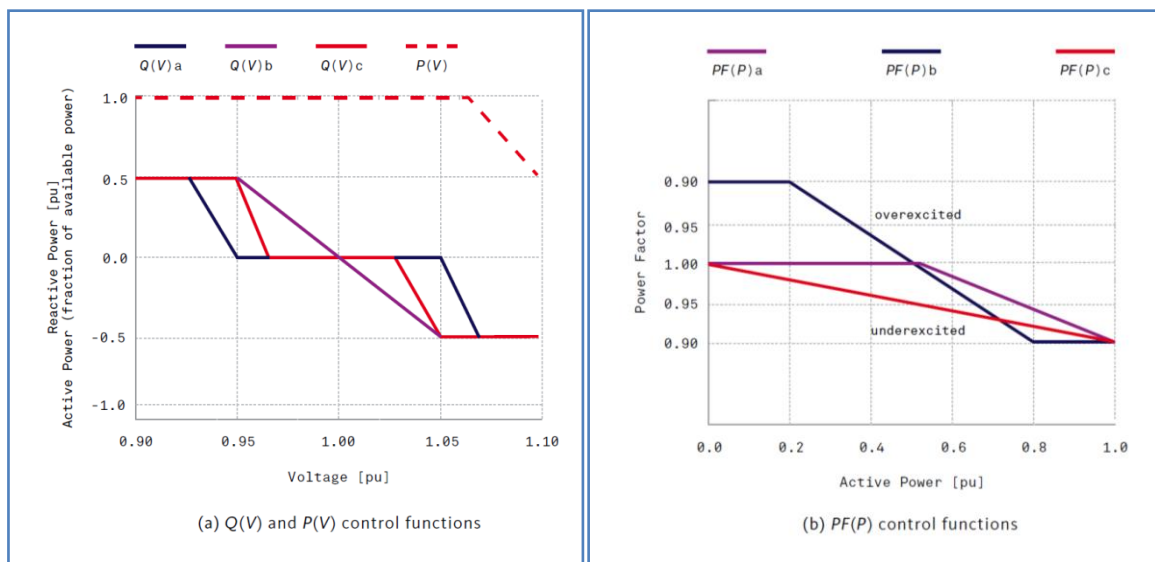


Figura 23: caratteristiche dei diversi tipi di controllo della potenza per inverter PV

Oltre a fornire un controllo di tipo locale, gli inverter possono scambiare informazioni su protocollo CEI EN 61850 con il distributore al fine di:

- Erogare servizi di rete attraverso una modulazione apposita di potenza attiva e reattiva secondo quanto richiesto dal distributore,
- Scollegare i generatori in caso di ricezione del relativo segnale di teledistacco,
- Abilitare o inibire le soglie di frequenza del SPI,
- Fornire le misure di tensione, potenza attiva e reattiva nel punto di misura.

Queste indicazioni, contenute nell'allegato D della norma CEI 0-21, sono tuttora in fase di sviluppo. Dalla sperimentazione di questi sistemi di controllo della tensione, il progetto MetaPV [23] ha tratto alcune importanti conclusioni di seguito riportate.

- Hosting capacity e sovratensioni
 - I problemi di sovratensione e il rischio di sfiorare i limiti imposti dalla normativa EN50160 sono considerati il limite principale ad una maggiore integrazione degli impianti fotovoltaici. Inoltre l'iniezione di potenza attiva o l'assorbimento di potenza attiva può facilmente aumentare i problemi di sbilanciamento tra le fasi. Raramente si osserva il sovraccarico di elementi di rete, mentre è molto frequente misurare un fattore di potenza molto basso nelle SS: ciò è dovuto alla produzione locale di potenza attiva mentre la potenza reattiva viene normalmente fornita dalla rete.
 - Nei casi più critici, l'utilizzo di un inverter trifase piuttosto che monofase può risolvere il problema in modo ottimale, gestendo in maniera separata la potenza sulle tre fasi.
- Effettività del controllo sulla tensione
 - Tutte le strategie proposte funzionano bene nei casi critici, quando tensione e potenza attiva sono elevate, consentendo un aumento del 30%-40% della hosting capacity; si differenziano invece per il comportamento in condizioni "normali".
 - L'efficacia del controllo della potenza reattiva è inversamente proporzionale al rapporto R/X della linea. Tale valore è abbastanza alto per linee e cavi in bassa tensione

(da 1,7 a 7 per cavi BT), conseguentemente l'effetto del consumo di potenza reattiva è piccolo ma nonostante tutto significativo. Ad esempio gestire un inverter con $pf=0.9$ anziché $pf=1$ riduce l'incremento di tensione generato dall'immissione di potenza attiva del 20%. Nel caso delle linee aeree il valore R/X è minore, quindi l'effetto della potenza reattiva è maggiore. Considerando l'esempio precedente, l'incremento di tensione è ridotto del 33%.

- Installare un trasformatore MT/BT dotato di variatore OLTC può essere una valida alternativa per controllare la tensione, specialmente quando la DG è uniformemente distribuita sulle diverse linee. L'utilizzo di questo apparecchio in modo coordinato con gli inverter ridurrebbe di molto lo scambio di potenza reattiva di questi ultimi con la rete. Sono tuttavia ancora pochi i distributori che si affidano a questa tecnologia visti i costi e i problemi di spazio e durata dell'apparecchio.
 - Un controllo $Q(V)$ applicato ad un inverter trifase è molto più efficace se interviene separatamente sulle tre fasi, in questo modo un eventuale sbilanciamento risulta ridotto grazie all'azione dell'inverter.
 - Maggiore è il numero degli inverter coinvolti, minore sarà lo sforzo richiesto al singolo impianto e migliore sarà il risultato del controllo sulla tensione. Risulta poco efficace intervenire solo in prossimità dei nodi in cui si verificano le sovratensioni.
- Efficienza energetica
- Un assorbimento elevato di potenza reattiva può essere una soluzione per regolare la tensione, d'altra parte però si generano in questo modo perdite addizionali. Per questo motivo è sconsigliato utilizzare tecniche di controllo a $PF=cost$ o $Q=cost$: in questi casi il consumo di potenza reattiva avviene per il 97% quando la tensione è inferiore a 1,05p.u., cioè quando il suo valore è accettabile e non crea problemi, causando inutili perdite addizionali.
 - Un controllo $Q(V)$ o $PF(P)$ invece consuma solo il 60%-95% della potenza reattiva assorbita quando la tensione è inferiore a 1,05p.u., e ne consuma molta meno in termini assoluti. Il parametro che più influisce su questo fattore è la larghezza della banda morta.

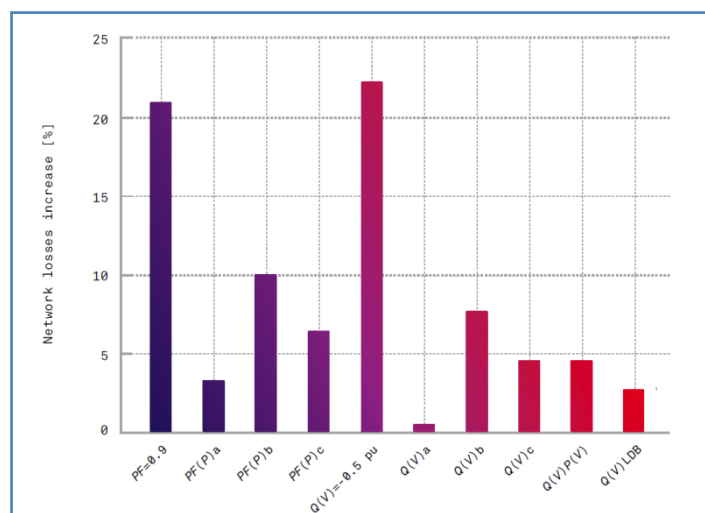


Figura 24: aumento delle perdite in rete per le diverse funzioni di controllo

In Figura 24 è raffigurato l'aumento delle perdite in rete a seguito dell'applicazione delle diverse strategie di controllo della potenza reattiva, mentre nella Tabella seguente viene effettuato un confronto qualitativo sulla base di efficienza, robustezza, effettività e semplicità del controllo.

	effettività	efficienza	equità	semplicità
Q(V) senza banda morta	++	-	-	++
Q(V) con banda morta media	+	+	-	++
Q(V) con banda morta grande	-	++	-	++
PF(P) senza banda morta	+	+	++	++
PF(P) con banda morta	+	++	++	++
Controllo coordinato Q	++	+	+	-
Controllo coordinato PF	++	+	++	-
Q costante o PF costante	++	-	++	++

Tabella 21: confronto qualitativo delle diverse strategie di controllo per inverter PV

Il costo da sostenere per attuare queste strategie di controllo è collegato a molti aspetti sintetizzati nella figura seguente, valida per la rete BT. I due aspetti che incidono maggiormente sono la presenza di un eventuale sistema di accumulo e la presenza o meno di un coordinamento centralizzato degli inverter. La presenza del sistema di accumulo consente di immagazzinare l'energia permettendo una migliore gestione della potenza immessa in rete, soprattutto nelle fasi critiche di maggior produzione. Il controllo centralizzato degli inverter necessita di un sistema di comunicazione capillare ed efficiente che ha un costo rilevante.

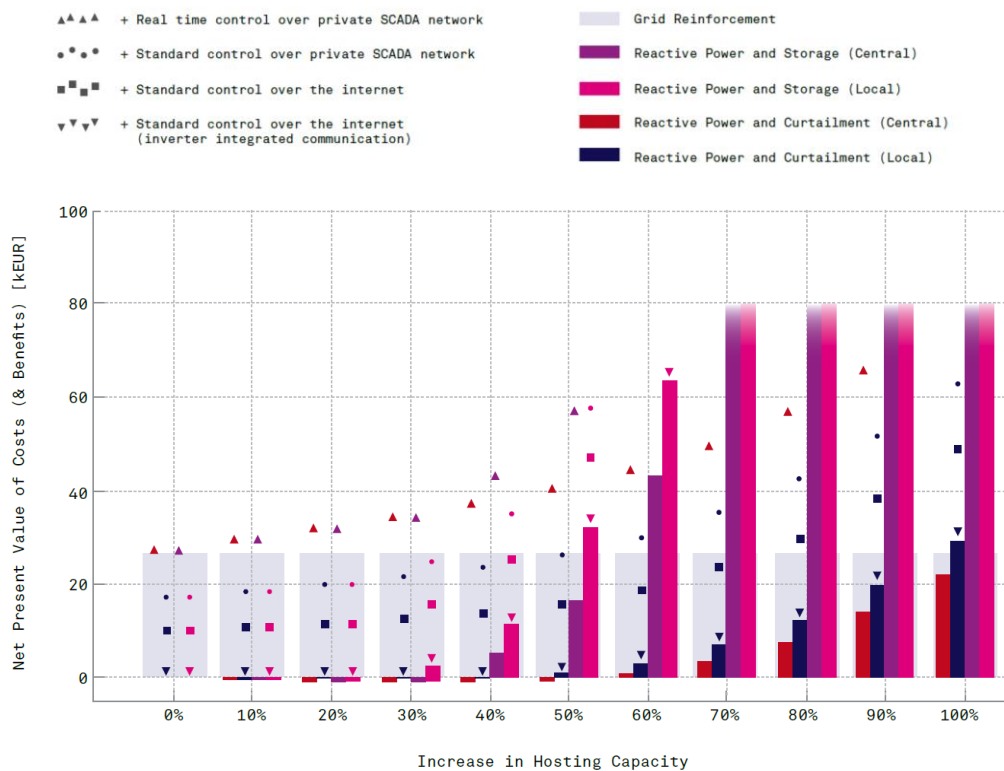


Figura 25: confronto dei costi per il controllo locale o coordinato della potenza reattiva

La figura va letta in questo modo: considerato l'aumento di hosting capacity che si desidera e il tipo di controllo da applicare (fasce colorate), il costo finale attualizzato della soluzione è dato dai diversi indicatori in funzione del tipo di comunicazione utilizzato.

In bassa tensione il controllo della tensione effettuato con inverter PV sembra essere la scelta più opportuna per penetrazioni fino al 40%-50% (90% con sistemi di limitazione intelligente). Per quote maggiori di DG i costi dei sistemi di accumulo e limitazione crescono velocemente rendendo preferibile la costruzione di nuove linee. Il costo del sistema di comunicazione rappresenta una voce molto importante, per questo i sistemi con controllo locale sono i più competitivi in BT. Anche un sistema di comunicazione integrato negli inverter che preveda l'utilizzo della comune rete internet rimane ancora vantaggioso e può integrare il controllo locale con un'impostazione aggiornata di alcuni parametri (no controllo in tempo reale). Il collegamento con un sistema SCADA risulta invece molto costoso e attualmente non competitivo in BT. In MT, considerata la maggiore dimensione e il minor numero degli impianti, il costo del sistema di comunicazione è meno incisivo rendendo competitive entrambe le soluzioni.

SISTEMI DI ACCUMULO

L'incremento della DG sta avendo un forte impatto sull'esercizio della rete: l'80% della potenza prodotta in bassa e media tensione è di origine fotovoltaica e ha modificato pesantemente il profilo della curva di carico. Nelle figure seguenti si nota una importante riduzione del flusso di potenza dalla rete di trasmissione verso la rete di distribuzione in corrispondenza delle ore centrali della giornata, quando la produzione PV è massima e le stazioni primarie i trasformatori AT/MT si trovano a funzionare con flusso di potenza inverso: il 31% dei trasformatori AT/MT funziona in queste condizioni per l'1% del tempo, il 23% per 5% del tempo [24].

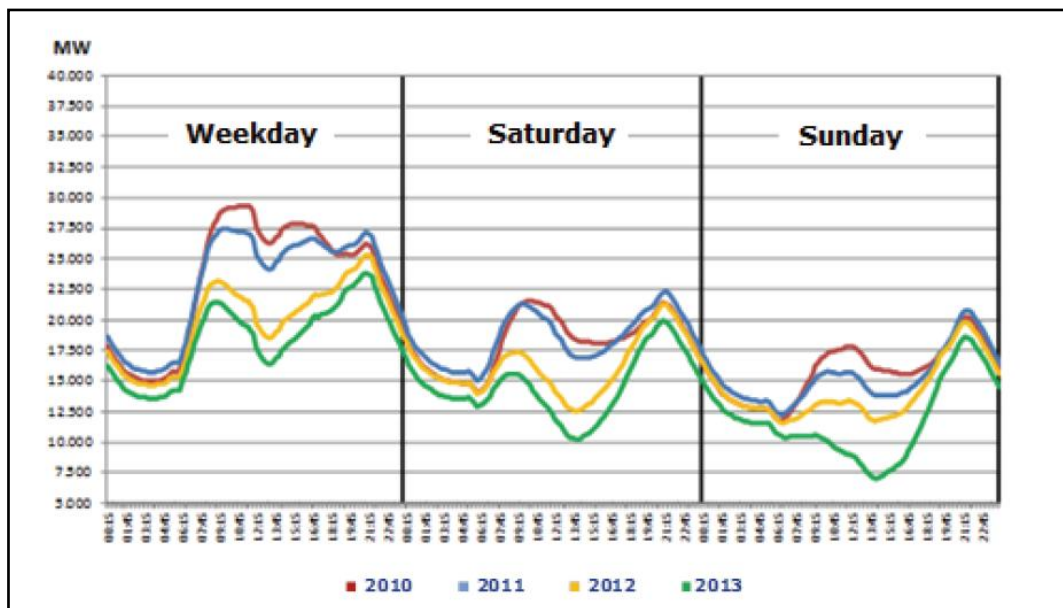


Figura 26: potenza trasferita dalla rete di trasmissione alla rete di distribuzione per giorno caratteristico

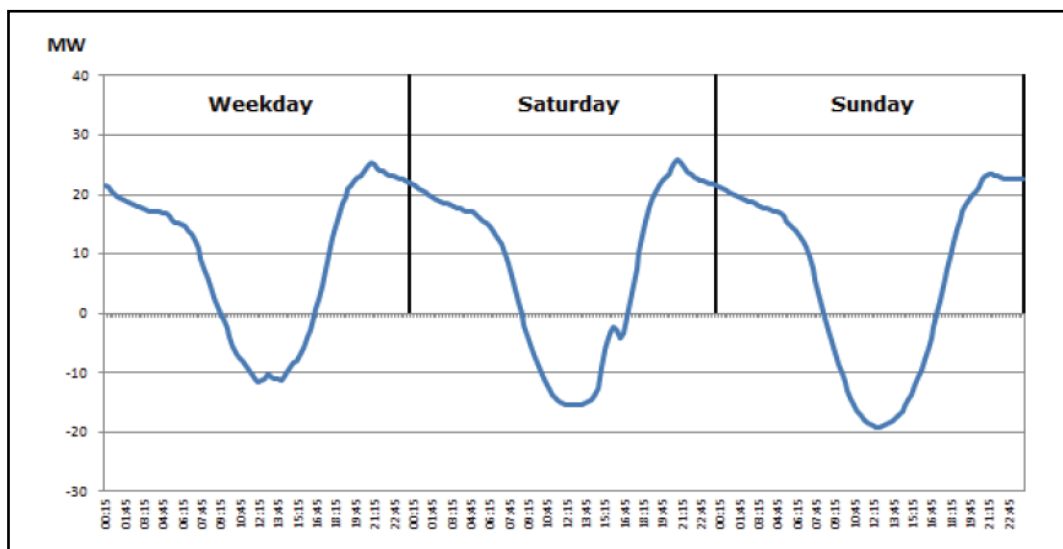


Figura 27: flusso di potenza di un trasformatore AT/MT per giorno caratteristico

I sistemi di accumulo si inseriscono in questo scenario come soluzione alternativa allo sviluppo e all'espansione della rete potendo fornire numerosi servizi:

- 1) livellamento dei picchi di domanda/produzione [25]: è possibile regolare il flusso di potenza nelle sottostazioni accumulando energia in periodi di basso carico o elevata generazione per poi utilizzarla quando la richiesta è elevata o non c'è sufficiente generazione. L'effetto è positivo perché sono ridotte le congestioni, i flussi di potenza in rete e le perdite.
- 2) limitazione variabilità DG [26]: in presenza di GD è possibile coprire la differenza tra la produzione prevista e quella effettiva utilizzando l'energia accumulata, ciò consente un migliore dispacciamento della produzione con minori costi per il gestore.
- 3) Migliorare la Power Quality: essendo interfacciate alla rete elettrica per mezzo di convertitori statici, una opportuna strategia di controllo consente di intervenire per ridurre gli sbilanciamenti sulle tensioni di fase, diminuire l'ampiezza e il numero dei buchi di tensione, intervenire per compensare il contenuto armonico delle tensioni.
- 4) Regolazione della tensione: migliora il livello della tensione rilevata al punto di connessione iniettando/assorbendo potenza attiva o reattiva [27].
- 5) Regolazione della frequenza: compensare le variazioni di frequenza assorbendo o erogando potenza attiva nei limiti delle sue capacità.
- 6) Correzione fattore di potenza: interviene contemporaneamente su potenza attiva e reattiva per migliorare il fattore di potenza della rete.
- 7) Ripartenza della rete: può fare da riferimento per la frequenza della rete.

Il sistema di accumulo analizzato in [24] è utilizzato principalmente per garantire il rispetto dei limiti di tensione di una porzione di rete radiale. La tensione lungo la linea dipende dalle caratteristiche del conduttore e dal carico: se la rete è passiva la tensione diminuisce lungo la linea, se la rete è attiva la tensione aumenta

$$\Delta V = r \Delta P + x \Delta Q$$

In BT la cdt dipende maggiormente dalla potenza attiva, per questo la posizione del ESS è molto importante, va posizionato nei nodi in cui è possibile ottenere maggiori risultati in termini di variazioni di tensione. La logica di funzionamento delle batterie è di comportarsi come un carico se il livello di tensione supera un certo limite, o come un generatore nel caso contrario. Una indagine può essere effettuata per capire quale debba essere il livello medio di carica della batteria per soddisfare le esigenze di compensazione.

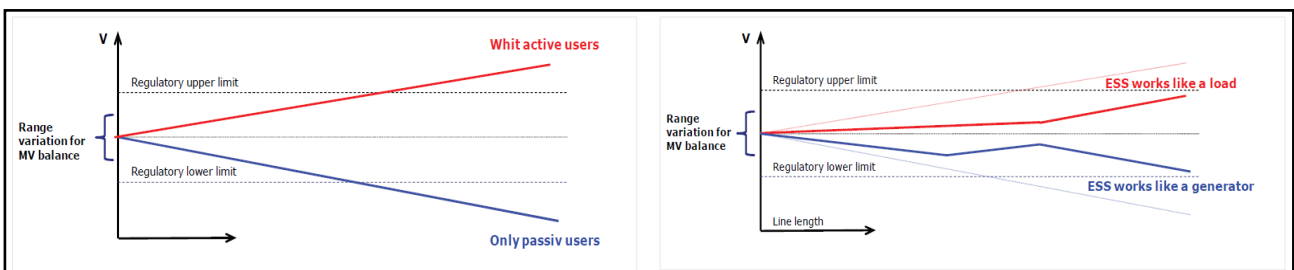


Figura 28: confronto profili di tensione senza o con sistema di accumulo

In Korea [28] si sta sperimentando un sistema di accumulo per lo spostamento dei consumi energetici dalle ore di punta alle ore di basso carico e costo. Il sistema non prevede l'immissione di potenza in rete perché tale possibilità è riservata solo alle fonti rinnovabili. Utilizza batterie al litio [29] con una vita attesa di 4000 cicli e una potenza installata di 1MWh. L'efficienza complessiva del sistema è 85%.

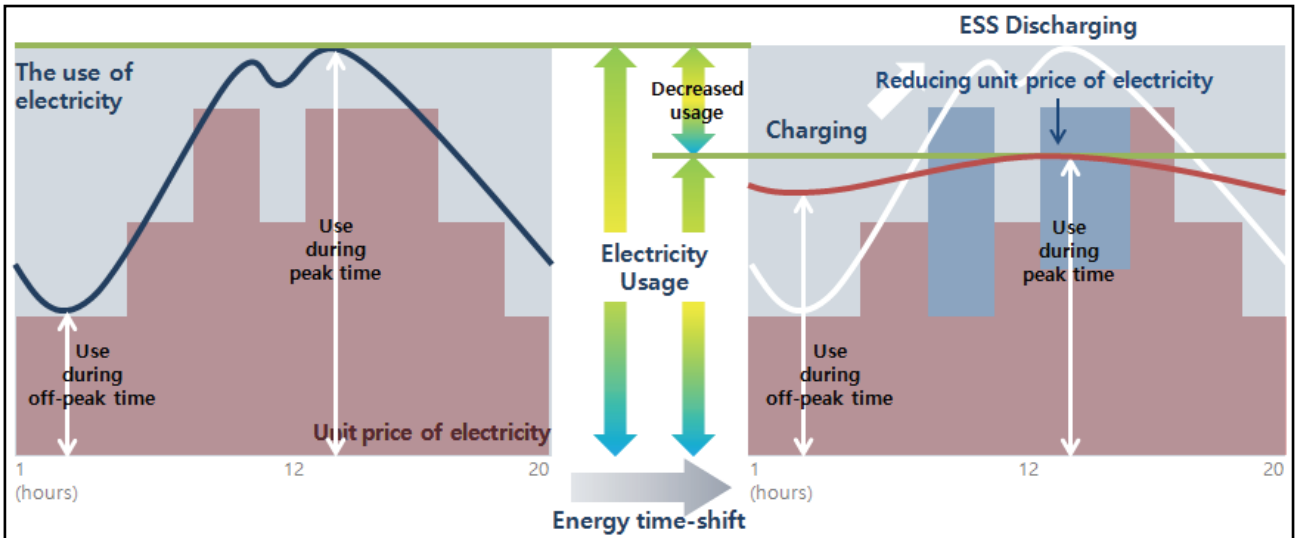


Figura 29: funzionamento del sistema di accumulo per la riduzione dei consumi al picco



Figura 30: potenza utilizzata nelle 24 ore

Il vantaggio economico di questa applicazione dipende dal prezzo dell'energia che è variabile tra le stagioni e solitamente maggiore in estate e inverno. Nel caso analizzato il risparmio conseguito per il primo anno è stato di 51.000\$: 22.000k\$ derivano dal risparmio sul costo dell'energia, 29.000k\$ derivano invece dalla riduzione di potenza impegnata nelle ore di punta di 330kW, in questo modo è anche possibile rinviare alcuni investimenti in apparecchiature. Risulta comunque difficile ottenere un ritorno dell'investimento a causa dell'alto costo del sistema e degli accumulatori [30].

È impraticabile installare un sistema di accumulo con la capacità di risolvere contemporaneamente tutti gli eventi che si verificano in una rete. Certo un ESS di maggiore capacità e potenza può fronteggiare situazioni più gravose, ma deve mantenere un rapporto favorevole costi/benefici: in questa valutazione pesano il costo dell'ESS, il costo delle alternative di mercato e il valore che il

DSO da ai problemi da risolvere. È quindi necessario conoscere profondamente il comportamento della rete ed eventuali relazioni tra problematiche esistenti per valutare il beneficio ottenibile.

Una grande opportunità è rappresentata invece dalla futura diffusione dei veicoli elettrici. Se alcuni aspetti della gestione delle batterie saranno resi disponibili alla regolazione del sistema di distribuzione allora una grande possibilità si aprirà per la grande quantità di accumulatori distribuiti nella rete BT.

AUTOMAZIONE NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

Ci sono molte ragioni per cui l'automazione sta assumendo un ruolo sempre più centrale nello sviluppo della rete: l'avanzamento della tecnologia sta riducendo i costi e aumentando le capacità di calcolo anche del più piccolo sensore, la necessità degli operatori di ridurre i costi operativi e aumentare le performance della rete, l'interesse del regolatore ad una maggiore efficienza volta alla riduzione dei consumi e degli sprechi. Gli aspetti principali dello sviluppo riguardano la comunicazione, la protezione e la riconfigurazione della rete.

Sistemi di comunicazione

Il sistema di comunicazione è la parte essenziale delle reti future. Attualmente i sistemi SCADA (supervisory control and data acquisition) sono i più diffusi per il controllo della rete, operano in un ambiente chiuso scambiando dati, informazioni e segnali di controllo con le RTU sparse nella rete. Il punto di forza di questi sistemi è la funzionalità, mentre la sicurezza non è una priorità visto che operano solitamente in ambienti chiusi e definiti. Il mercato sta invece portando la rete ad essere sempre più aperta, con un numero molto elevato di apparecchi connessi in grado di scambiare informazioni e ricevere comandi in tempo reale. Trovare la migliore soluzione è una delle sfide principali per lo sviluppo della DSA (distribution system automation), e ogni sistema ha pregi e difetti che vanno pesati attentamente. Generalmente i sistemi di comunicazione sono divisi in due categorie: wired o wireless. Nel primo caso si utilizza un collegamento fisico e la tecnologia più diffusa è il PLC (power line communication): il segnale modulato ad una frequenza specifica viaggia sullo stesso collegamento con cui viene trasferita l'energia, solitamente la distanza di trasmissione non è elevatissima e sono necessari amplificatori e concentratori. Tra le tecnologie wireless la rete mobile è quella che sembra essere la più adatta considerando la copertura e lo sviluppo attuali rispetto ad un sistema radio che richiede una struttura dedicata. Numerosi sono gli standard di comunicazione definiti e sperimentati [31], il loro scopo è quello di definire il linguaggio di comunicazione utilizzato dai dispositivi così da poter utilizzare senza problemi dispositivi di diversi produttori senza la necessità di interfacce di conversione.

Protezioni intelligenti

Una applicazione fondamentale per il migliore e più economico funzionamento della rete è relativa all'utilizzo di sistemi di protezione capaci di operare scelte autonome sulla base dei parametri scambiati con i nodi di rete adiacenti. È il caso dell'automazione di rete MT in grado di selezionare il tronco di linea in cui avviene il guasto, isolarlo e rialimentare la parte sana da un'altra linea affacciata con due modalità di funzionamento. Nel caso di automazione FRG (funzione rivelatore di guasto) la corrente di guasto è interrotta sempre dall'interruttore in cabina primaria mentre le aperture dei sezionatori lungo la linea avvengono a vuoto. Nella modalità FNC (funzione neutro compensato) i dispositivi di manovra lungo la linea possono trovarsi ad interrompere la corrente di guasto. Il maggiore vantaggio di questo automatismo è la minore durata del fuori servizio per gli utenti non coinvolti nel guasto e costituisce un notevole beneficio economico per il distributore. Il secondo vantaggio è legato all'invio di personale tecnico direttamente sul tronco guasto e minori tempi di ricerca del problema.

Configurazione di rete

Nelle normali condizioni di esercizio, la riconfigurazione automatica della rete di distribuzione consente di ottenere un migliore bilanciamento dei carichi tra le diverse linee, maggiore uniformità nelle tensioni, minori perdite, migliori indici di funzionamento. Una applicazione in Brasile [32] ha consentito la riduzione delle perdite del 40%, riduzione del 40% di possibile energia non fornita e del 14% per delle interruzioni annuali (ESAIFI). Il problema di ottimizzazione è stato risolto mantenendo una configurazione di rete radiale, rispettando i limiti di corrente di tutti gli elementi di rete e mantenendo la tensione entro i limiti permessi. Gli algoritmi che vengono impiegati per risolvere questi problemi di ottimizzazione sono diversi e si trovano facilmente in letteratura [33] [34] [35] [36], il punto di partenza è simile per tutti: costo delle perdite e costo degli apparecchi di sezionamento (acquisto e manutenzione). Considerando solo la riduzione delle perdite, i benefici ottenuti variano dal 20% al 50%.

E' importante sottolineare il fatto che la tipologia di rete radiale non è la configurazione migliore per quanto riguarda le perdite: i risultati di questo studio [37] portano alle seguenti conclusioni.

- 1) la tipologia radiale è la configurazione che presenta le perdite maggiori
- 2) la topologia che presenta le perdite minori è quella con il maggior numero di circuiti connessi
- 3) una tipologia quasi radiale (con pochi anelli) generalmente ha perdite che sono molto vicine alle perdite del caso ideale.

Lo sviluppo in BT e MT di una rete prevalentemente di tipo radiale è dovuto alla maggiore semplicità di esercizio e alle minori correnti di corto circuito, il passaggio ad un altro schema di collegamento (es. rete ad anello o magliata) implica l'adeguamento degli organi di sezionamento e interruzione e delle protezioni delle linee.

Nonostante ciò, molto si può fare per quello che riguarda l'automazione, compatibilmente con i costi dei numerosi apparecchi ad azionamento remoto (sezionatori ed interruttori) che dovrebbero essere installati diffusamente sulla rete MT e dal costo dell'infrastruttura di comunicazione necessaria. Ad oggi si stima che il grado ottimale di automazione per la rete MT sia intorno al 16% nelle aree urbane e lievemente inferiore per le periferie. In queste ultime c'è un maggiore margine di miglioramento a fronte di costi minori (maggiore spazio e libertà progettuale rispetto alle reti urbane). I benefici principali della DA (distributed automation) sono legati alla maggiore flessibilità nella gestione della rete da parte del distributore e ne aumentano l'efficienza operativa. Un panorama delle opportunità offerte dalla DA è dato nella seguente tabella in cui sono raccolti i benefici che le diverse applicazioni possono portare.

FUNZIONE	Maggiore disponibilità	Power quality	Maggiore capacità	Limitare i guasti	Rimandare investimenti	Ridurre perdite	Ridurre domanda	Vendere più kWh	Minore lavoro operai	Maggiore sicurezza
FLISR	+++	+						++	+++	+++
Bilanciamento del carico		+				++	+	++	++	+
Dispacciamento potenza reattiva		+++	++		++	+++	++	+	+++	+
CVR			+++		+++	+	+++	+	+	+
IVVC		+++	+++		+++	+++	+++	+	+++	+
Monitoraggio condizioni apparecchiature	+++	+++	+++	+++	+++	++	+	++	+++	+++
Monitoraggio fusibili	++					+		++	+++	+

Tabella 22: vantaggi automazione di rete

Gli investimenti in questo senso sono molto discrezionali anche perché non sono strettamente necessari per il corretto funzionamento del sistema. La DA deve quindi essere giustificata da un punto di vista economico. Di seguito alcuni esempi tratti da [38].

FLISR (fault location, isolation and service restoration): utilizza sezionatori e interruttori controllati da remoto e altri dispositivi per identificare e localizzare i guasti, isolare la porzione di rete e ripristinare l'alimentazione nelle sezioni sane. I principali benefici sono una minore durata del disservizio e una più veloce identificazione del guasto, è ridotto anche l'impiego di personale e di mezzi.

- Costo stimato per interruzione del servizio su linea MT con carico medio 5MW per 1.5 ore/anno (SAIDI)= 50.000 \$ per anno e per linea

Bilanciamento del carico tra linee affacciate: è possibile distribuire il carico su linee MT affacciate agendo opportunamente sugli interruttori di manovra (IMS). Ciò è possibile se il sistema di protezione è in grado di riconoscere automaticamente a quale interruttore di linea fa capo l'IMS in oggetto. Questa strategia può portare notevoli benefici, soprattutto nei momenti di massimo carico, sia in termini di perdite che in termini di stabilità della rete.

Dispacciamento della potenza reattiva: l'obiettivo è un migliore fattore di potenza nella sottostazione, con i sistemi a disposizione si può raggiungere un PF molto elevato, i vantaggi sono ridotte perdite di energia, minore domanda e potenza impegnata, minor tempo di ispezione necessario per i condensatori.

- Risparmio sul costo delle perdite per una linea MT 8MW per rifasamento da 0,95 a 1: 5.000 \$ per anno e per linea
- Risparmio per minore richiesta di potenza al picco: 3.200 \$ per anno e per linea
- Risparmio sui costi di ispezione/manutenzione dei condensatori: 2.400 \$ per anno e per linea

CVR: l'abbassamento di tensione su una linea causa una riduzione della potenza richiesta dal carico, tale riduzione dipende dalla natura del carico. Per una riduzione del 1% della tensione la potenza varia dal 0,2% al 1,2%.

- Risparmio per la minore potenza impegnata al picco per una linea da 8MW: 3.200 \$ per anno e per linea
- Risparmio per potenza liberata sulla linea (rinvio investimenti): 3.000 \$ per linea una tantum

Negli Stati Uniti questa relazione tra regolazione di tensione ed efficienza del sistema di distribuzione è stata ampiamente investigata [39]: ampie cadute di tensione sono spesso associate a sistemi mal regolati e sono indice di perdite maggiori sulle linee, limitare l'escursione della tensione consente di tenere un livello un po' più basso, es. -1%, e di essere per questo più efficienti. Diminuendo la tensione, infatti, diminuisce anche la potenza assorbita in termini generali, l'entità della diminuzione dipende dal tipo di carico. Il fattore CVR serve a misurare questa caratteristica. In ordine di costo sono di seguito elencati i principali metodi per controllare la tensione:

- modificare posizione variatore SS a carico
- aggiustare la regolazione dei trasformatori da distribuzione
- banchi di condensatori, il rifasamento consente di migliorare il profilo della tensione lungo la linea diminuendo le cadute di tensione
- regolatori di tensione, consentono una regolazione migliore rispetto al tap-changer
- line drop compensation
- sostituzione dei conduttori: è un metodo molto costoso anche se produce perdite e cadute di tensione minori facilitando la regolazione e aumentando l'efficienza del sistema
- nuove SS aumentano l'efficienza riducendo la lunghezza delle linee (minori perdite e cadute di tensione), possibilità di posizionare organi di regolazione

Alcuni esempi delle sperimentazioni effettuate negli Stati Uniti:

- Avista Utilities, ha testato il sistema AdaptiVolt™ ottenendo una riduzione dell'energia trasmessa del 2,5% a fronte di una riduzione di tensione del 2,3% (CVR 1,09) e una riduzione del 3,8% della domanda di punta, ridotta circolazione di potenza reattiva e minore intervento dei condensatori. Il costo dell'installazione è stato di 380.000 \$ ed è previsto un PBP di 2 anni. È stimato un risparmio di 8,5milioni di KWh all'anno.
- Clatskanie PUD ha testato anch'essa il sistema AdaptiVolt™ in 3 sottostazioni ottenendo una riduzione dell'energia trasmessa del 3,2% a fronte di una riduzione di tensione del 2,25% con un CVR di 1,4 per utenze residenziali e 0,9 per clienti commerciali. Progetto finanziato con 400.000 \$.
- Inland Power, come sopra, CVR variabile e leggermente inferiore a 1. A fronte di una spesa di 220.000 \$ è previsto un risparmio di 1262MWh all'anno.
- Idaho Power applica LDC (line drop compensation) mantenendo costante la tensione all'estremità delle linee, si aiuta con dei banchi di condensatori e regolatori addizionali per

supportare la tensione e il fattore di potenza delle lunghe linee rurali che amministra. Dichiara di risparmiare fino a 30MW e 157GWh ogni anno.

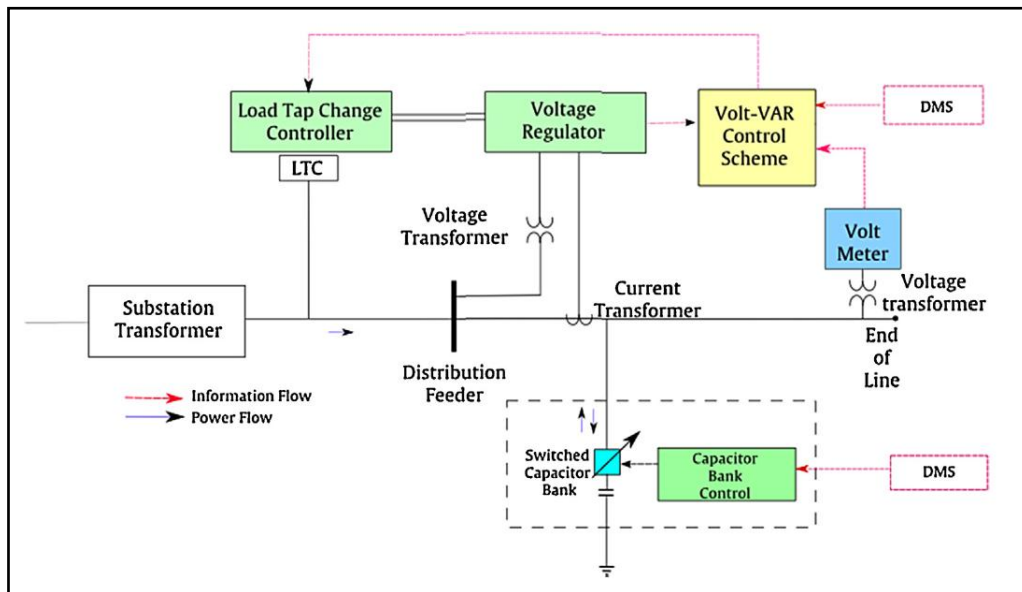


Figura 31: schema del controllo VVC utilizzato da Avista Utilities

Ci sono anche casi in cui applicare questa tecnica di riduzione della tensione non ha portato a risultati concreti: Seattle City Light, Beton County PUD, Pacific Power, ecc. L'efficacia di questa tecnica dipende fortemente dalla caratteristica del carico, in generale con CVR molto inferiore a 1 non c'è convenienza nell'attuare questo tipo di provvedimento.

Volt/Var optimization

AdaptiVolt™ è un'applicazione VVO (volt/var optimization). Normalmente i dispositivi di controllo della tensione e della potenza reattiva sono regolati sulla base di misure locali di tensione o corrente. In una linea con più regolatori di tensione e più dispositivi di compensazione si ottengono risultati migliori se il controllo viene coordinato e ottimizzato: la VVO è questo. La recente accelerazione nell'utilizzo di sottostazioni automatizzate, apparecchi a controllo remoto sulle linee e lo sviluppo di sistemi di rilevazione avanzati (AMI) sta mettendo a disposizione degli operatori una grande quantità di sensori, attuatori e mezzi di comunicazione che permettono di conoscere in tempo reale lo stato della rete e di controllarla.

La VVO consente di migliorare l'efficienza nella distribuzione dell'energia elettrica cercando costantemente di ridurre le perdite o la domanda di energia senza causare violazioni di tensione o corrente. Può essere applicata a qualsiasi struttura di rete indipendentemente dalle condizioni operative: rete radiale piuttosto che magliata, alimentata in più punti, con carichi sbilanciati, ecc. Le variabili su cui agisce sono generalmente banche di condensatori, regolatori di trasformatori (OLTC), generazione distribuita, generatori di potenza reattiva.

Essenzialmente la VVO risolve un problema di ottimizzazione combinata con le seguenti caratteristiche:

- Variabili intere: lo stato dei banchi di condensatori o la posizione del tap-changer del trasformatore sono variabili intere
- Oggetti non lineari che sono una funzione implicita delle variabili da ottimizzare: sia le perdite che la potenza di picco sono elementi di questo tipo
- Vincoli non lineari di grandi dimensioni: le equazioni dei flussi di potenza rappresentano vincoli da rispettare per il sistema
- Spazio delle dimensioni molto ampio
- Obiettivi e soluzioni non convergenti

Nel campo dell'ottimizzazione questo tipo di problemi (MINLP-NC: mixed integer-non linear programming, non convex) è il più complesso da risolvere perché richiede una grande capacità di calcolo unita ad un algoritmo di ottimizzazione efficiente e robusto. L'efficienza di un algoritmo si valuta sulla base del numero di iterazioni necessario per trovare la soluzione, è fondamentale per poter applicare la VVO in tempo reale.

SMART GRID

Il concetto di Smart Grid può essere definito in questo modo: è una rete che integra le necessità di tutti gli utenti connessi, siano essi generatori o consumatori o prosumers, in modo efficiente e vantaggioso per tutti, economicamente sostenibile, con basse perdite e elevati livelli di qualità e sicurezza. In quest'ottica il DNO ha un ruolo fondamentale in quanto elemento di congiunzione tra gli utenti e la rete. La grossa novità è costituita dall'interazione con gli utenti che sono gli utilizzatori finali dell'energia e che possono dare un contributo significativo all'efficienza complessiva del sistema.

Con il progetto InovGrid [40] EDP DISTRIBUICAO cerca di rispondere a numerose necessità: aumento dell'efficienza energetica, ridurre i costi e aumentare l'efficienza operativa, integrare generazione distribuita e veicoli elettrici, coinvolgere gli utenti e sviluppare nuovi servizi energia. Oltre agli aspetti tecnologici, il progetto serve ad acquisire esperienza e know-how in questo nuovo panorama di opportunità offerto dalle Smart Grid. Sono coinvolte 32.000 utenze per un consumo annuale di 270GWh.

Il principale componente sviluppato è la "EDP Box" installata ad ogni utenza: si tratta di uno smart meter avanzato in grado di effettuare misure in tempo reale, visualizzare diagrammi di carico, monitorare la tensione e fornire servizi remoti all'utente; è dotato di connessione diretta per misure monofase-trifase con misura di potenza attiva e reattiva consumata/prodotta, è compatibile con sistemi multi tariffa, consente di gestire la domanda, registra eventi e allarmi, la comunicazione è integrata e basata su PLC o GPRS, è dotato di interfaccia locale per la visualizzazione dei dati.

Il secondo componente è il DTC (distribution transformer controller) installato in ogni sottostazione secondaria, ha tre moduli principali: misura, controllo e comunicazione. Agendo da concentratore per sistemi PLC, riceve i dati dalle EDP Box collegate alla rete di bassa tensione integrando funzioni di automazione per l'illuminazione stradale, la gestione dei carichi, la ricarica dei veicoli elettrici e controllo della generazione distribuita.

Gli altri componenti installati sono la rete di comunicazione basata su PLC e GPRS per il collegamento con il sistema centrale, le stazioni di ricarica per i veicoli elettrici e il sistema di illuminazione stradale a LED per una maggiore efficienza e controllabilità.

Questa infrastruttura ha permesso oggi ad EDP DISTRIBUICAO di avere una maggiore osservabilità della rete cittadina di Evora. Dal punto di vista del distributore, prima di questo sviluppo era impossibile avere informazioni dettagliate sullo stato della rete BT, la maggior parte dei problemi che si verificavano erano riportati dagli utenti che subivano un disservizio. Oggi invece il DSO può anticipare il verificarsi di situazioni critiche grazie alla conoscenza delle condizioni di esercizio, l'EDP box invia in modo autonomo allarmi quando rileva violazioni dei limiti impostati o se rileva un guasto. Anche le DTC hanno un modulo di rilevamento guasti che consente di identificare efficacemente la posizione del guasto e isolarlo consentendo un ripristino più rapido del servizio.

Non meno importante è il controllo avanzato sulla tensione BT che si può ottenere grazie alle funzioni di misura che integrano le informazioni dei carichi con quelle della DG consentendo la migliore ottimizzazione della rete. Il cervello di questa ottimizzazione è la DTC.

Un altro aspetto è il miglioramento dell'efficienza energetica e la validazione delle smart grid come modello industriale sostenibile. L'efficienza energetica è un valore aggiunto irrinunciabile: un ruolo critico in questo senso è giocato dagli utenti il cui coinvolgimento è fondamentale per aumentare l'efficienza del sistema. L'adozione di strumenti semplici e immediati come la tariffazione del consumo effettivo, la possibilità di monitorare i consumi in tempo reale e le campagne di informazione sui benefici di una maggiore efficienza si è dimostrata molto efficace: la riduzione media dei consumi registrata nel primo anno è pari al 3,9% (variabile tra 1.8% e 6%). Dai dati raccolti successivamente si nota che l'effetto è durevole e largamente superiore al 2% stimato all'inizio del progetto da EDP.

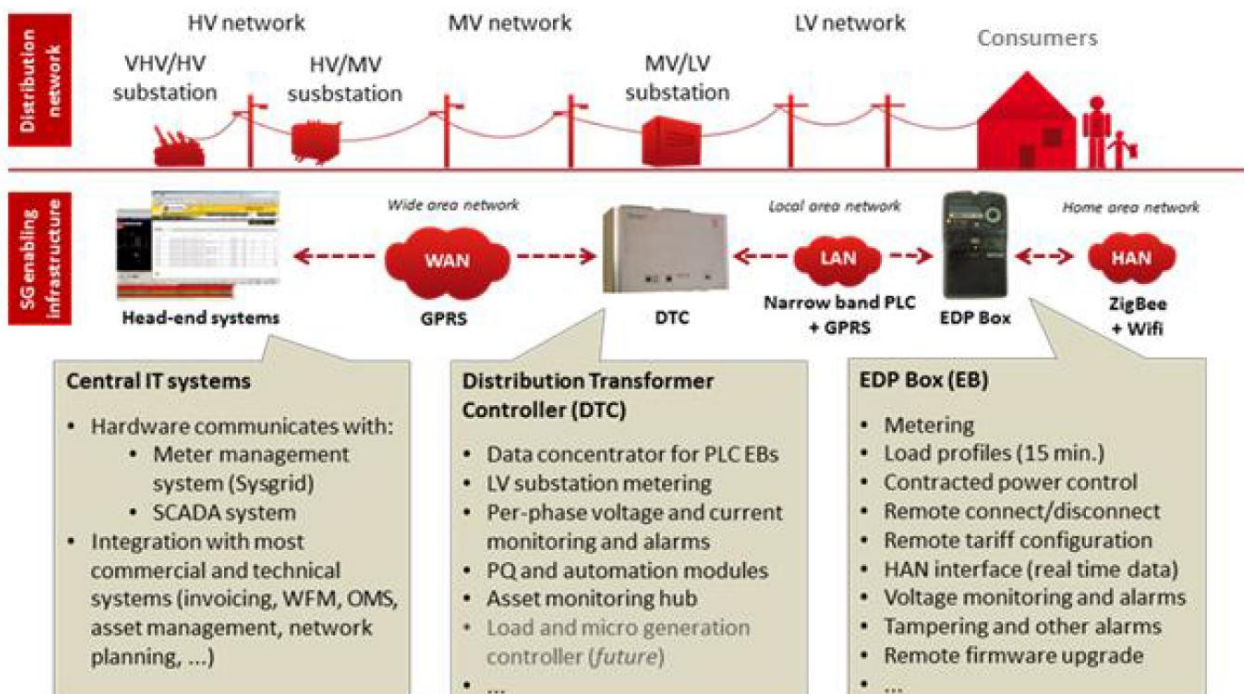


Figura 32: schema architettura InovGrid

Demand response

L'efficienza energetica ha a che fare con tecnologie che producono un determinato lavoro o servizio utilizzando minore energia. Generalmente gli effetti sono di lunga durata e il risparmio si ha in ogni momento del funzionamento. Riguarda quindi la sostituzione di apparecchi senza comportare modifiche nell'abitudine d'uso. Con il termine "Demand Response" (DR) ci riferiamo invece a meccanismi studiati per indurre un cambiamento nell'utilizzo dell'energia da parte degli utenti a fronte di certi input, ad esempio un segnale di prezzo. È l'utente che decide di modificare il proprio comportamento in virtù di un beneficio atteso. L'efficienza energetica porta a risparmiare energia mentre la DR serve a ridurre la domanda nelle ore di massimo carico o in

presenza di condizioni particolari come congestioni, sovraccarichi, guasti. Ci sono casi in cui la DR viene utilizzata anche per aumentare la domanda quando, ad esempio, c'è un'elevata produzione di energia da fonti non dispacciabili. Ciò che conta è che, se opportunamente gestita, la DR porta ad una diminuzione stabile della richiesta di energia ottenendo gli stessi effetti di una maggiore efficienza.

I programmi DR normalmente sono basati su segnali di prezzo o sul verificarsi di eventi. Nel primo caso si possono avere tariffe definite e variabili durante le ore della giornata, tariffe che prevedono un extracosto nei momenti di massima domanda limitato ad alcune ore, tariffa variabile con continuità (ogni ora) collegata al reale prezzo di mercato in quel momento. Altre strategie prevedono un incentivo o una riduzione della tariffa se l'utente acconsente al controllo di alcuni apparecchi da parte del distributore (direct load control) o per partecipare a programmi di distacco di carico o riduzione d'emergenza. La maggior parte delle utility utilizza segnali di prezzo.

Nell'attivare le logiche di DR bisogna fare attenzione agli effetti di risincronizzazione [41] dei carichi al termine dei periodi di limitazione. Tale effetto incide in modo negativo sull'efficienza del sistema perché può portare a sovraccarico di linee e trasformatori.

Nel mercato residenziale la DR è in continua evoluzione. Dall'utilizzo di segnali di tipo on-off per le apparecchiature di potenza elevata come condizionatori e boiler, si è presto passati ai termostati intelligenti che consentono un controllo continuo della temperatura. Oggi i costruttori di elettrodomestici stanno cominciando a fornire apparecchi dotati di interfaccia di comunicazione in grado di interagire automaticamente con segnali di prezzo o richieste di riduzione di carico, in questo modo la DR è fortemente incentivata e semplificata nella sua applicazione. Parallelamente colossi del web come Google e Microsoft sviluppano applicazioni per smartphone e pc in grado di interagire con questi sistemi e mantenere informato l'utente sui consumi energetici della propria abitazione, contribuendo in questo modo ad aumentare la consapevolezza negli utenti dei benefici portati da una maggiore efficienza energetica.

In questo contesto lo smart meter può svolgere un ruolo fondamentale perché la sua doppia natura di strumento di misura e di comunicazione già collegato con il gestore della rete lo pone in una posizione privilegiata rispetto ad altri sistemi di comunicazione. Attraverso di esso il gestore può trasmettere notifiche, rilevare consumi, intervenire sui carichi, praticare tariffe variabili.

Le informazioni disponibili nello smart meter possono efficacemente essere comunicate all'utente per mezzo di un IHD (in-home display) che visualizza informazioni in tempo reale sui consumi, sul costo, dati storici e diagrammi di carico, influenzando il comportamento degli utenti. Alcuni studi affermano che l'utilizzo di strumenti informativi rende più stabile e duraturo il rapporto con l'utente perché lo mantengono correttamente informato e gli garantiscono una maggiore disponibilità e qualità del servizio. Dal punto di vista dell'utility, lo smart meter costituisce sicuramente uno strumento che aumenta l'efficienza operativa non solo nella rilevazione dei consumi ma anche di guasti e furti (dall'analisi dei profili di carico). È una fonte di informazioni senza precedenti rispetto a quanto disponibile in passato: la gestione dei "big data", come vengono definiti, è una sfida nuova per i gestori della rete, ma dall'analisi di questa mole di dati è

possibile ottenere una maggiore conoscenza del cliente consentendo poi l'applicazione di politiche commerciali mirate.

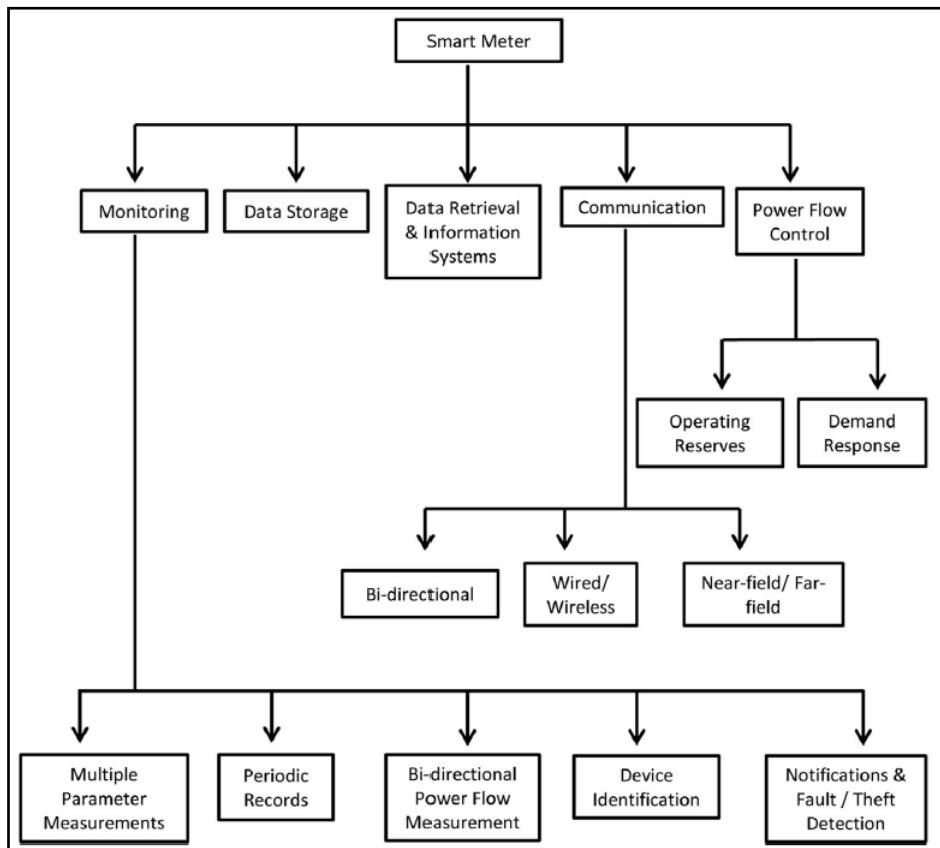


Figura 33: funzionalità tipiche di uno Smart Meter

CONCLUSIONI

Il tema dell'efficienza energetica non è una novità per gli "addetti ai lavori", lo dimostrano i continui miglioramenti nella costruzione dei trasformatori, la ricerca di nuovi materiali a basse perdite, la riclassificazione delle reti di media tensione e l'utilizzo dei sistemi di compensazione.

Lo sviluppo di nuove tecnologie sta modificando la natura della rete rendendola sempre più attiva e dinamica: con una produzione significativa di energia da fonti rinnovabili come solare ed eolico si ha una pesante modificazione dei flussi energetici sia nella rete di trasmissione che in quella di distribuzione. Affrontare questi problemi nel modo tradizionale, espandendo la rete con nuove linee e sottostazioni, richiede un importante impegno economico.

Risulta quindi di primaria importanza comprendere in che modo le nuove tecnologie possano interagire con l'attuale sistema per garantirne il corretto funzionamento e la massima efficienza al minor costo possibile. L'unione europea ha puntato molto su questi temi finanziando numerosi progetti dimostrativi tutt'ora in fase di sviluppo: l'attenzione è posta soprattutto sulla maggiore integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico con l'obiettivo di ridurre i consumi di energia primaria e le emissioni di gas serra, e sullo sviluppo delle future smart grid. In entrambi i casi l'efficienza energetica è considerata un punto fondamentale.

Ognuna delle tecnologie brevemente trattate in questo lavoro può portare dei benefici in termini di efficienza, anche se non sempre è facile quantificarli. Le forme più semplici in cui si manifesta la maggiore efficienza energetica sono:

- riduzione delle perdite in rete
- riduzione della domanda di punta
- aumento dell'utilizzazione dei componenti

Oltre a questo, anche una riduzione dei costi legati a pianificazione, esercizio e manutenzione possono essere considerati come incremento di efficienza dal punto di vista del gestore.

In questo lavoro si è cercato di evidenziare come investire in efficienza energetica con l'utilizzo di trasformatori più efficienti o con l'installazione di sistemi di compensazione della potenza reattiva sia economicamente sostenibile e porti a risparmi concreti di energia consentendo un ritorno dell'investimento in tempi ragionevoli.

Negli altri casi l'analisi è limitata alla descrizione dei benefici ottenibili secondo quanto rilevato dalla documentazione disponibile delle numerose sperimentazioni.

Bibliografia

- [1] "Italy energy efficiency report," 2013. [Online].
<https://library.e.abb.com/public/25e989a42ad4c799c1257be800549d00/Italy.pdf>
- [2] Frangiskos Topalis, Wolfgang Irrek, and Roman Targosz, "Strategies for development and diffusion of Energy Efficient Distribution Transformer," 2008.
- [3] Paul Waide, "PROPHET II: The potential for global energy saving from high-efficiency distribution transformers - Final report," 2014.
- [4] Zhong Biao Standard Research Institute, "Distribution Transformer Survey: Estimate of energy saving potential from mandatory efficiency standard," 2013.
- [5] Aminul Islam, "Prospective Analysis of Energy Efficient Amorphous Metal Distribution Transformer (AMDT),".
- [6] Berti, "Approvvigionamento del lamierino amorfo per nuclei di trasformatore: risultati della ricerca," , 2004.
- [7] VITO, "LOT 2: Distribution and power transformers - Tasks 1-7," , 2011.
- [8] Chiara Michelangeli, "Analisi costi/benefici degli interventi per la riduzione delle perdite di rete," , 2012.
- [9] W.T.J. Hulshorst and J.F. Groeman, "Energy saving in industrial distribution transformers," , 2002.
- [10] David Borge, Antonio Colmenar, Manuel Castro, and José Carpio, "Parallel distribution transformer loss reductions: a proposed method and experimental validation," , 2013.
- [11] Smolka et al., "Advanced grid integration of dispersed generation by using voltage regulated distribution transformers (VRDT)," , 2014.
- [12] Juan Dixon and José Rodriguez, "Reactive power compensation technologies: state of the art review," , 2005.
- [13] Rolf Grunbaum, Bruno Halvarsson, and Aleksander Wilczynski, "Facts and hvdc light for power system interconnections," , 1999.
- [14] Gojko Joksimovic, "transformer reactive power compensation - fixed capacitor bank calculation," , 2014.
- [15] Yongjun Zhang, Chao Chen, and Minchuan Liao, "Study on LV and MV integrated reactive power optimization in distribution networks," , 2008.
- [16] Rughtaincharoencheep, Nedphograw, and Wanaratwijit, "Distribution system operation for power loss minimization and improved voltage profile with distributed generation and capacitor placements," ,

2011.

- [17] Satish Kumar Injeti, Vinod Kumar Thunuguntla, and Meera Shareef, "Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms," , 2015.
- [18] Yash Pal, A. Swarup, and Bhim Singh, "Performance of UPQC for power quality improvement," , 2010.
- [19] Anup Anurag, Yongheng Yang, and Frede Blaabjerg, "Thermal performance and reliability analysis of single-phase PV inverters with reactive power injection outside feed-in operating hours," , 2015.
- [20] Juan Rivier, Tomas Gomez, Victor Mendez, Jose Arceluz, and Javier Marin, "Distributed generation impact on homoc losses and investment deferral in distribution networks," , 2004.
- [21] Ashwani Kumar, "Optimal placement of DG in radial distribution systems based on new voltage stability index under load growth," , 2015.
- [22] A.K. Singh and S.K. Parida, "A novel hybrid approach to allocate renewable energy sources in distribution system," , 2015.
- [23] "Cost-effective integration of photovoltaics in existing distribution grids: result and reccomendations," , 2014.
- [24] Luciano Cocchi, Marco Di Clerico, Fabio Cazzato, Christian D'Adamo, and Cristiano D'Orinzi, "Decentralized storage systems for applications on electrical distribution networks: tests and final results," , 2014.
- [25] Maximilian Schneider, Philo Boras, Schaede Hendrik, Lukas Quurck, and Stephan Rinderknecht, "Effects of operational strategies on performance and costs of electric energy storage systems," , 2014.
- [26] Christopher Bennet, Rodney Stewart, and Jun Wei Lu, "Development of a three-phase battery energy storage scheduling and operation system for low voltage distribution networks," , 2015.
- [27] Satoshi Akagi, Jun Yoshinaga, Mikihiko Wada, and Yasuhito Isoe, "Multi-objective control method of battery energy storage systems for distribution system," , 2014.
- [28] Jeong-Min Lee, Bo-Gun Jin, and Kyung-Won Seo, "1MWh BESS demonstration project for energy time shift in Korea," , 2014.
- [29] Xing Luo, Jihong Wang, Mark Dooner, and Jonathan Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," , 2014.
- [30] Rong-Ceng Leou, "An economic analysis model for the energy storage system applied to a distribution substation," , 2011.
- [31] Sabine Erlinghagen, Bill Lichtensteiger, and Jochen Markard, "Smart meter communication standards

in Europe - a comparison," , 2014.

- [32] Daniel Bernardon et al., "Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time," , 2014.
- [33] Naveen, Kumar, and Rajalakshmi, "Distribution system reconfiguration for loss minimization using modified bacterial foraging optimization algorithm," , 2015.
- [34] Thuan Thanh Nguyen and Anh Viet Truong, "Distribution network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile improvement using cuckoo search algorithm," , 2015.
- [35] Ching Tzong Su, Chung Fu Chang, and Ji Pyng Chiou, "Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm," , 2005.
- [36] S. Ghasemi and J. Moshtagh, "A novel codification and modified heuristic approaches for optimal reconfiguration of distribution networks considering losses and cost benefit from voltage profile improvement," , 2014.
- [37] Donizete Ritter, John Franco, and Ruben Romero, "Analysis of the radial operation of distribution systems considering operation with minimal losses," , 2014.
- [38] Robert W. Uluski, "Economic justification of DA: the benefit side," , 2007.
- [39] Global Energy Partners, "Distribution efficiency initiative," , 2005.
- [40] Kampfer, Matos, Korner, and Backes, "The RiesLing and InovGrid projects- Pilot projects for innovative hardware and software solutions for smart grid requirements," , 2014.
- [41] Simon Levaufre, Guillaume Pelton, Frederic Gorgette, and Alban Fontenel, "Residential load management strategy for local network optimization," , 2014.
- [42] Yurekten, Kara, and Mardikyan, "Energy Efficient green transformer manufacturing with amorphous cores," , madrid, 2013.
- [43] Kalyan and Mey Ling, "Introducing the family of "SEN" transformers: a set of power flow controlling transformers," , 2003.
- [44] "Quaderni di applicazione tecnica n°8: rifasamento e filtraggio delle armoniche negli impianti elettrici,".
- [45] Wojciech Wysocki and Marcin Szlosek, "compensation of reactive power as a method for reducing energy losses," , 2011.
- [46] Kristien Clement, Edwin Haesen, and Johan Driesden, "the impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid," , 2010.
- [47] Sara Deilami, Amir Masoum, Paul Moses, and Mohammad Masoum, "Real-time coordination of plug-in

electric vehicle charging in smart grids to minimize power losses and improve voltage profile," , 2011.

[48] DOE - U.S. department of energy, "Coordination of energy efficiency and demand response," , 2010.

[49] Roberto Benato and Domenico Napolitano, "Overall Cost Comparison Between Cable and Overhead Lines Including the Costs for Repair After Random Failures," in *Electra*, Vol.265, 2012, pp. 4-13.

[50] Roberto Benato and Domenico Napolitano, "Overall Cost Comparison Between Cable and Overhead Lines Including the Costs for Repair After Random Failures," in *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 27 issue 3, doi: 10.1109/TPWRD.2012.2191803H, 2012, pp. 1213-1222.

[51] Roberto Benato and Lorenzo Fellin, *Impianti Elettrici*, II ed.: Wolters Kluwer, 2014.

Indice delle figure

Figura 1: perdite della rete elettrica italiana di trasmissione e distribuzione in percentuale dal 1990 al 2013 calcolate su dati storici Terna	3
Figura 2: Trend nella riduzione delle perdite a vuoto dal 1950 al 2000 (Prophet II Report)	6
Figura 3: efficienza di un trasformatore in olio da 400kVA di grado A_0A_k in funzione del grado di carico e del $\cos(\varphi)$ del carico	7
Figura 4: confronto efficienza per un trasformatore da 250kVA in olio per nucleo di metallo amorfo e CRGO (2 classi)	8
Figura 5: variazione del fattore A per le perdite a vuoto in funzione della durata di vita e del tasso di interesse per un valore dell'energia di 0.10 €/kWh	10
Figura 6: confronto VAN delle tre sostituzioni analizzate per carico iniziale del 25%	13
Figura 7: PLO parallel losses optimization per trasformatore 410kVA	19
Figura 8: cadute di tensione disponibili in MT e BT.....	21
Figura 9: carico ammissibile per conduttore NA2XS2Y 1x150mm ² per massima cdt (blu) e ampacity (marrone).....	21
Figura 10: sistema GRIDCON iTAP di Maschienfabrik Reinhausen.....	22
Figura 11: regolazione indipendente della tensione MT e BT grazie al VRDT	22
Figura 12: configurazione standard TSC	27
Figura 13: configurazioni standard TCR.....	28
Figura 14: esempio di configurazione di convertitore a commutazione.....	29
Figura 15: caratteristica V/I per SVC a commutazione e a tiristori	29
Figura 16: configurazione SSSC.....	30
Figura 18: schema di principio e diagramma vettoriale delle tensioni di un trasformatore SEN	31
Figura 17: configurazione UPFC.....	31
Figura 19: costo specifico impianto di rifasamento tradizionale	34
Figura 20: UPQC sviluppato da A2A	36
Figura 21: diagramma PQ per un inverter PV monofase.....	37
Figura 22: variazione delle perdite di rete da penetrazione DG	39
Figura 23: caratteristiche dei diversi tipi di controllo della potenza per inverter PV.....	41
Figura 24: aumento delle perdite in rete per le diverse funzioni di controllo	42
Figura 25: confronto dei costi per il controllo locale o coordinato della potenza reattiva.....	43
Figura 26: potenza trasferita dalla rete di trasmissione alla rete di distribuzione per giorno caratteristico .	45
Figura 27: flusso di potenza di un trasformatore AT/MT per giorno caratteristico	45
Figura 28: confronto profili di tensione senza o con sistema di accumulo	46
Figura 29: funzionamento del sistema di accumulo per la riduzione dei consumi al picco	47
Figura 30: potenza utilizzata nelle 24 ore.....	47
Figura 32: schema del controllo VVC utilizzato da Avista Utilities	53
Figura 33: schema architettura InovGrid.....	56
Figura 34: funzionalità tipiche di uno Smart Meter	58

Indice delle tabelle

Tabella 1: possibili interventi per aumentare l'efficienza dei trasformatori e influenza su perdite e costo	7
Tabella 2: confronto TOC, PBP e perdite per diversi trasformatori in olio da 400kVA	11
Tabella 3: variazione delle perdite per sostituzione dei trasformatori, RSE	11
Tabella 4: VAN e PBP per interventi di sostituzione trasformatori a perdite ridotte e ridottissime, RSE.....	12
Tabella 5: influenza di utilizzazione iniziale, tasso d'interesse e costo energia su VAN (30anni) e PBP per la sostituzione di trasformatori a perdite ridotte con trasformatori a perdite ridottissime (extracosto 15%)..	14
Tabella 6: confronto sostituzione trasformatore 1250kVA a secco	15
Tabella 7: confronto sostituzione trasformatore 1600kVA a secco	15
Tabella 8: confronto sostituzione trasformatore a secco 1000kVA con trasformatore in olio.....	16
Tabella 9: confronto sostituzione trasformatore a secco 1250kVA	16
Tabella 10: confronto sostituzione trasformatore a secco 1600kVA con carico 25%.....	17
Tabella 11: confronto sostituzione trasformatore a secco 1600kVA con carico 70%.....	17
Tabella 12: confronto sostituzione trasformatore 400kVA in olio con AMDT	18
Tabella 13: risparmi conseguibili con PLO	18
Tabella 14: confronto caratteristiche compensatori.....	30
Tabella 15: tariffe per il prelievo di energia reattiva, delibera AEEG 199/11.....	33
Tabella 16: variazioni % delle perdite a seguito di interventi di rifasamento	33
Tabella 17: fattori di perdita globali a seguito di interventi di rifasamento	34
Tabella 18: potenziale risparmio annuo di energia per interventi di rifasamento	34
Tabella 19: VAN e PBP per intervento di rifasamento cabine secondarie	35
Tabella 20: confronto di diverse configurazioni per il rifasamento di una rete MT.....	35
Tabella 21: confronto qualitativo delle diverse strategie di controllo per inverter PV.....	43
Tabella 24: vantaggi automazione di rete	51

Appendice A

Tratta da <http://m.electric-power-transformers.com/sale-1795508d-20kv-onan-amorphous-alloy-distribution-transformer-for-factory-core-type.html>

Technical Parameter Specifications:

SBH15-M series 20KV Amorphous alloy distribution transformer

Rated Voltage	20KV
Rated Capacity	315KVA
Cooling Type	ONAN
Winding Type	Double winding / Three winding / Toroidal
Phase	Three Phase / Single Phase
Type	Core Type / Shell Type
Winding Material	Copper
Frequency	50HZ / 60HZ

Rated capacity(KVA)	Voltage Combination and Tap range			Vector Group	No load loss (KW)	Load loss (KW)	No load current (%)	Impedance voltage(%)	
	HV (kV)	HV Tap change	LV (kV)						
30	20	+ 2x2.5 + 5	0.4	Dyn11	0.040	0.69/0.66	1.70	5.5	
50					0.055	1.01/0.96	1.30		
63					0.065	1.20/1.15	1.20		
80					0.075	1.44/1.37	1.10		
100					0.090	1.73/1.65	1.00		
125					0.100	2.08/1.98	0.90		
160					0.120	2.54/2.42	0.70		
200					0.145	3.00/2.86	0.70		
250					0.165	3.52/3.35	0.70		
315					0.200	4.21/4.01	0.50		
400					0.240	4.97/4.73	0.50		
500					0.290	5.94/5.66	0.50		
630					0.370	6.82	0.30		6.0
800					0.450	8.25	0.30		
1000					0.530	11.33	0.30		
1250					0.620	13.20	0.20		
1600	0.750	15.95	0.20						
2000	0.900	19.14	0.20						
2500	1.080	22.22	0.20						

Appendice B

Allegati del REGOLAMENTO (UE) N. 548/2014 DELLA COMMISSIONE del 21 maggio 2014 recante modalità di applicazione della direttiva 2009/125/CE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda i trasformatori di potenza piccoli, medi e grandi.

ALLEGATO I

Requisiti in materia di progettazione ecocompatibile

1. Requisiti minimi in materia di rendimento o di efficienza energetici applicabili ai trasformatori di potenza medi

I trasformatori di potenza medi devono rispettare i livelli massimi consentiti di perdite a carico e di perdite a vuoto o i valori dell'indice di efficienza di picco (PEI) di cui alle tabelle da I.1 a I.5, esclusi i trasformatori di potenza medi montati su palo, che rispettano i valori massimi consentiti per le perdite a carico e le perdite a vuoto, di cui alla tabella I.6.

1.1. Requisiti applicabili ai trasformatori trifase medi con potenza nominale $\leq 3 150$ kVA

Tabella I.1: Valori massimi delle perdite a carico e delle perdite a vuoto (in W) per i trasformatori trifase medi **immersi in un liquido** con un avvolgimento con $U_m \leq 24$ kV e l'altro con $U_m \leq 1,1$ kV.

Potenza nominale (kVA)	Fase 1 (dal 1° luglio 2015)		Fase 2 (dal 1° luglio 2021)	
	Perdite massime a carico P_k (W)	Perdite massime a vuoto P_o (W)	Perdite massime a carico P_k (W)	Perdite massime a vuoto P_o (W)
≤ 25	C_k (900)	A_o (70)	A_k (600)	$A_o - 10\%$ (63)
50	C_k (1 100)	A_o (90)	A_k (750)	$A_o - 10\%$ (81)
100	C_k (1 750)	A_o (145)	A_k (1 250)	$A_o - 10\%$ (130)
160	C_k (2 350)	A_o (210)	A_k (1 750)	$A_o - 10\%$ (189)
250	C_k (3 250)	A_o (300)	A_k (2 350)	$A_o - 10\%$ (270)
315	C_k (3 900)	A_o (360)	A_k (2 800)	$A_o - 10\%$ (324)
400	C_k (4 600)	A_o (430)	A_k (3 250)	$A_o - 10\%$ (387)
500	C_k (5 500)	A_o (510)	A_k (3 900)	$A_o - 10\%$ (459)
630	C_k (6 500)	A_o (600)	A_k (4 600)	$A_o - 10\%$ (540)
800	C_k (8 400)	A_o (650)	A_k (6 000)	$A_o - 10\%$ (585)
1 000	C_k (10 500)	A_o (770)	A_k (7 600)	$A_o - 10\%$ (693)
1 250	B_k (11 000)	A_o (950)	A_k (9 500)	$A_o - 10\%$ (855)
1 600	B_k (14 000)	A_o (1 200)	A_k (12 000)	$A_o - 10\%$ (1080)
2 000	B_k (18 000)	A_o (1 450)	A_k (15 000)	$A_o - 10\%$ (1 305)
2 500	B_k (22 000)	A_o (1 750)	A_k (18 500)	$A_o - 10\%$ (1 575)
3 150	B_k (27 500)	A_o (2 200)	A_k (23 000)	$A_o - 10\%$ (1 980)

Tabella I.2: Valori massimi delle perdite a carico e delle perdite a vuoto (in W) per i trasformatori trifase medi di tipo a secco con un avvolgimento con $U_m \leq 24\text{kV}$ e l'altro con $U_m \leq 1,1\text{kV}$.

Potenza nominale (kVA)	Fase 1 (dal 1° luglio 2015)		Fase 2 (dal 1° luglio 2021)	
	Perdite massime a carico P_k (W)	Perdite massime a vuoto P_o (W)	Perdite massime a carico P_k (W)	Perdite massime a vuoto P_o (W)
≤ 50	B_k (1 700)	A_o (200)	A_k (1 500)	$A_o - 10\%$ (180)
100	B_k (2 050)	A_o (280)	A_k (1 800)	$A_o - 10\%$ (252)
160	B_k (2 900)	A_o (400)	A_k (2 600)	$A_o - 10\%$ (360)
250	B_k (3 800)	A_o (520)	A_k (3 400)	$A_o - 10\%$ (468)
400	B_k (5 500)	A_o (750)	A_k (4 500)	$A_o - 10\%$ (675)
630	B_k (7 600)	A_o (1 100)	A_k (7 100)	$A_o - 10\%$ (990)
800	A_k (8 000)	A_o (1 300)	A_k (8 000)	$A_o - 10\%$ (1 170)
1 000	A_k (9 000)	A_o (1 550)	A_k (9 000)	$A_o - 10\%$ (1 395)
1 250	A_k (11 000)	A_o (1 800)	A_k (11 000)	$A_o - 10\%$ (1 620)
1 600	A_k (13 000)	A_o (2 200)	A_k (13 000)	$A_o - 10\%$ (1 980)
2 000	A_k (16 000)	A_o (2 600)	A_k (16 000)	$A_o - 10\%$ (2 340)
2 500	A_k (19 000)	A_o (3 100)	A_k (19 000)	$A_o - 10\%$ (2 790)
3 150	A_k (22 000)	A_o (3 800)	A_k (22 000)	$A_o - 10\%$ (3 420)

Tabella I.3: Correzione delle perdite a carico e delle perdite a vuoto in presenza di altre combinazioni di tensioni negli avvolgimenti o in caso di doppia tensione in uno o in entrambi gli avvolgimenti (potenza nominale $> 3\,150\text{ kVA}$).

omissis

1.2. Requisiti applicabili ai trasformatori medi con potenza nominale $> 3150\text{kVA}$

Tabella I.4: Valori minimi dell'indice di efficienza di picco (PEI) per i trasformatori di potenza medi immersi in un liquido

Potenza nominale (kVA)	Fase 1 (1° luglio 2015)	Fase 2 (1° luglio 2021)
	Valore minimo dell'indice di efficienza di picco (%)	
$3\,150 < S_r \leq 4\,000$	99,465	99,532
5 000	99,483	99,548
6 300	99,510	99,571
8 000	99,535	99,593
10 000	99,560	99,615
12 500	99,588	99,640
16 000	99,615	99,663
20 000	99,639	99,684

25 000	99,657	99,700
31 500	99,671	99,712
40 000	99,684	99,724

I valori minimi del PEI per le potenze nominali in kVA che si situano tra i valori indicati nella tabella I.4 sono ricavati mediante interpolazione lineare.

Tabella I.5. Valori minimi dell'indice di efficienza di picco (PEI) per i trasformatori di potenza medi **di tipo a secco**

Potenza nominale (kVA)	Fase 1 (1° luglio 2015)	Fase 2 (1° luglio 2021)
	Valore minimo dell'indice di efficienza di picco (%)	
$3\ 150 < S_r \leq 4\ 000$	99,348	99,382
5 000	99,354	99,387
6 300	99,356	99,389
8 000	99,357	99,390
$\geq 10\ 000$	99,357	99,390

I valori minimi del PEI per le potenze nominali in kVA che si situano tra i valori indicati nella tabella I.5 sono ricavati mediante interpolazione lineare.

1.3. Requisiti applicabili ai trasformatori medi con potenza nominale $\leq 3\ 150$ kVA, dotati di prese adatte al funzionamento di un trasformatore alimentato o a carico, a fini di adeguamento della tensione. A questa categoria appartengono i trasformatori di distribuzione regolatori della tensione.

I livelli massimi ammissibili delle perdite indicate nelle tabelle I.1 e I.2 sono maggiorati del 20 % per le perdite a vuoto e del 5 % per le perdite a carico nella fase 1 e del 10 % per le perdite a vuoto nella fase 2.

1.4. Requisiti applicabili ai trasformatori medi su palo

I livelli delle perdite a vuoto e a carico indicati nelle tabelle I.1 e I.2 non riguardano i trasformatori su palo immersi in un liquido con potenza nominale compresa tra 25 kVA e 315 kVA. Per questi modelli specifici di trasformatori medi su palo, i livelli massimi delle perdite ammissibili sono indicati nella tabella I.6.

Tabella I.6: Perdite massime a carico e perdite massime a vuoto (in W) per i trasformatori medi su palo immersi in un liquido.

Potenza nominale (kVA)	Fase 1 (1° luglio 2015)		Fase 2 (1° luglio 2021)	
	Perdite massime a carico (W) (I^3)	Perdite massime a vuoto (W) (I^3)	Perdite massime a carico (W) (I^3)	Perdite massime a vuoto (W) (I^3)
25	C_k (900)	A_o (70)	B_k (725)	A_o (70)
50	C_k (1 100)	A_o (90)	B_k (875)	A_o (90)
100	C_k (1 750)	A_o (145)	B_k (1 475)	A_o (145)
160	$C_k + 32\ %$ (3 102)	C_o (300)	$C_k + 32\ %$ (3 102)	$C_o - 10\ %$ (270)
200	C_k (2 750)	C_o (356)	B_k (2 333)	B_o (310)
250	C_k (3 250)	C_o (425)	B_k (2 750)	B_o (360)

315	C _k (3 900)	C _o (520)	B _k (3 250)	B _o (440)
-----	------------------------	----------------------	------------------------	----------------------

2. Requisiti minimi in materia di efficienza energetica applicabili ai grandi trasformatori di potenza

I requisiti minimi di efficienza applicabili ai grandi trasformatori di potenza sono riportati nelle tabelle I.7 e I.8.

Tabella I.7: Requisiti minimi relativi all'indice di efficienza di picco (PEI) applicabili ai grandi trasformatori di potenza immersi in un liquido

Potenza nominale (MVA)	Fase 1 (1° luglio 2015)	Fase 2 (1° luglio 2021)
	Valore minimo dell'indice di efficienza di picco (%)	
≤ 4	99,465	99,532
5	99,483	99,548
6,3	99,510	99,571
8	99,535	99,593
10	99,560	99,615
12,5	99,588	99,640
16	99,615	99,663
20	99,639	99,684
25	99,657	99,700
31,5	99,671	99,712
40	99,684	99,724
50	99,696	99,734
63	99,709	99,745
80	99,723	99,758
≥ 100	99,737	99,770

I valori minimi dell'indice di efficienza di picco per potenze assegnate in MVA che si situano tra i valori indicati nella tabella I.7 sono ricavati mediante interpolazione lineare.

Tabella I.8.: Requisiti minimi relativi all'indice di efficienza di picco applicabili ai grandi trasformatori di potenza di tipo a secco

Potenza nominale (MVA)	Fase 1 (1° luglio 2015)	Fase 2 (1° luglio 2021)
	Valore minimo dell'indice di efficienza di picco (%)	
≤ 4	99,158	99,225
5	99,200	99,265
6,3	99,242	99,303
8	99,298	99,356
10	99,330	99,385
12,5	99,370	99,422
16	99,416	99,464

20	99,468	99,513
25	99,521	99,564
31,5	99,551	99,592
40	99,567	99,607
50	99,585	99,623
≥ 63	99,590	99,626

I valori minimi dell'indice di efficienza di picco per potenze assegnate in MVA che si situano tra i valori indicati nella tabella I.8 sono ricavati mediante interpolazione lineare.

omissis

ALLEGATO II

Metodi di misurazione e di calcolo

omissis

ALLEGATO III

Procedura di verifica

omissis

Le tolleranze stabilite nel presente allegato si riferiscono esclusivamente alla verifica dei parametri misurati dalle autorità degli Stati membri e non sono utilizzate dal fabbricante o dall'importatore come tolleranze ammesse per stabilire i valori riportati nella documentazione tecnica.

Tabella

Parametro misurato	Tolleranze applicabili alla verifica
Perdite a carico	Il valore misurato non deve superare di oltre il 5 % il valore dichiarato.
Perdite a vuoto	Il valore misurato non deve superare di oltre il 5 % il valore dichiarato.
Potenza elettrica necessaria per il sistema di raffreddamento per il funzionamento a vuoto	Il valor misurato non deve superare di oltre il 5 % il valore dichiarato.

ALLEGATO IV

Parametri di riferimento indicativi

Al momento dell'adozione del presente regolamento la migliore tecnologia disponibile sul mercato per i trasformatori di potenza medi è stata identificata come segue:

- a) trasformatori di potenza medi immersi in un liquido: $A_0 - 20\%$, $A_k - 20\%$;
- b) trasformatori di potenza medi del tipo a secco: $A_0 - 20\%$, $A_k - 20\%$;
- c) trasformatori di potenza medi con anima di acciaio amorfo: $A_0 - 50\%$, $A_k - 50\%$.

La disponibilità di materiale per la fabbricazione di trasformatori con anima di acciaio amorfo deve essere ulteriormente sviluppata prima che tali valori delle perdite possano essere considerati in futuro requisiti minimi.