



SVILUPPO DELLE SMART GRIDS: OPPORTUNITÀ PER LE AZIENDE ITALIANE DEL SETTORE

dicembre 2013



In collaborazione con il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano

www.polimi.it



Studio sponsorizzato da:

ABB



Group

Your World
Our Energy



imequadri duestelle spa

Nidec ASI S.p.A.



SIEMENS



SVILUPPO DELLE SMART GRID: OPPORTUNITÀ PER LE AZIENDE ITALIANE DEL SETTORE

L'innovazione che negli ultimi anni ha maggiormente inciso sulle reti di distribuzione, e sui sistemi elettrici più in generale, specialmente nel contesto nazionale, ma anche a livello internazionale, è di certo costituita dalla Generazione Diffusa (GD) che ha richiesto un cambio radicale nella gestione dei sistemi di controllo, regolazione protezione e automazione delle reti di distribuzione MT e BT, spinto in modo pressante da provvedimenti tecnici-regolatori intrapresi, in tempi molto brevi, per garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico. Questa direzione di evoluzione è identificata con il termine *Smart Grid*, sottintendendo strutture e procedure operative fortemente innovative che, oltre a mantenere un elevato livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema, siano anche in grado di far fronte ai numerosi problemi legati alla gestione della GD, alle possibilità di controllo del carico da parte del sistema, alla promozione dell'efficienza energetica e ad un maggiore coinvolgimento degli utenti finali, attivi e passivi (che comprendono anche nuove tipologie come i veicoli elettrici o i sistemi di storage), in relazione al mercato elettrico.

Per descrivere questa trasformazione che coinvolge l'intero sistema elettrico, e comprendere quali sono le principali conseguenze, è prima necessario illustrare, almeno in forma semplificata, l'attuale assetto delle reti di distribuzione. Nello scenario attuale le reti MT (ed eventualmente BT) sono dotate di vari sistemi di controllo, regolazione e protezione, nonché di un elevato grado d'automazione necessario per garantire il corretto funzionamento della rete rispetto alle esigenze date dalle norme a livello nazionale ed europeo (che impongono limiti sempre più stringenti al numero e alla durata delle interruzioni e valori di tensione all'interno di determinati intervalli), ma non sono state pensate per accogliere generazione. L'integrazione è, quindi, notevolmente più complessa (rispetto a quanto necessario sulla Rete di Trasmissione Nazionale, RTN): diventa essenziale sviluppare nuove modalità di gestione delle reti verso le smart grid che permettano una maggiore sicurezza di esercizio, e, con prospettive di applicazione più lunghe, lo sviluppo di innovative procedure di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di GD e agli impianti alimentati dalle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) magari per il tramite di un dispacciamento locale effettuato dai distributori (Distribution System Operator, DSO).

Le problematiche derivanti dal forte sviluppo delle FRNP sono sia di tipo tecnico, sia di tipo economico, e sono in parte associate alle modalità di esercizio con cui sono state gestite inizialmente le FRNP, oltre che all'aleatorietà delle fonti stesse.

In ordine di criticità, i principali problemi legati alle FRNP e, in particolare, alla GD che possono influenzare negativamente il funzionamento del sistema elettrico sono legati:

- all'influenza sulla sicurezza del sistema, con particolare riferimento al funzionamento del Sistema di Protezione di Interfaccia che, prima degli interventi messi in campo a partire da marzo 2012, poteva dar luogo a problemi locali (uno o più impianti di GD continuano ad alimentare una porzione della rete di distribuzione dopo la disconnessione della stessa dal resto del sistema elettrico, isola indesiderata) o a problemi globali (in occasione di significativi transitori di frequenza sulla RTN, la GD non partecipava al contrasto della perturbazione in atto sul sistema, bensì ne aggravava l'entità, facendo mancare il proprio apporto in tempi brevissimi);
- all'influenza sulle modalità di regolazione della tensione, in quanto uno o più impianti di GD possono portare la tensione a valori eccessivi nel punto di connessione, soprattutto in caso di inversione di flusso.

In aggiunta ai problemi tecnici legati all'integrazione della GD nelle reti di distribuzione (ma anche di trasmissione), esistono anche altri problemi legati soprattutto alla mancata programmabilità di queste fonti e alla loro volatilità nel tempo e nello spazio. L'aleatorietà delle FRNP comporta, infatti, criticità circa l'approvvigionamento di risorse sia nella fase di programmazione del Mercato del Giorno Prima (MGP), sia nelle fasi di programmazione del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) e di gestione in tempo reale del Mercato di Bilanciamento (MB), legate principalmente ad alcuni fenomeni:

- l'aleatorietà di tali fonti comporta un incremento dell'errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale e, quindi, un incremento dei fabbisogni di regolazione di frequenza e potenza sia in aumento (riserva a salire), sia in diminuzione (riserva a scendere);
- la maggiore produzione rinnovabile, riducendo la porzione di carico soddisfatta da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione, rende, a parità di altri fattori, tecnicamente più complessa ed economicamente più onerosa la costituzione dei margini di riserva necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale del sistema elettrico;
- i profili di produzione degli impianti alimentati da FRNP modificano significativamente l'andamento dei carichi orari zionali (residui) da soddisfare tramite impianti tradizionali;
- la poca disponibilità di informazioni aggiornate circa la produzione oraria zonale degli impianti FRNP non consente né di prevedere adeguatamente la quota da offrire sul MGP né di prevedere adeguatamente i fabbisogni orari zionali residui ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD.

Il ruolo dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas

In questa fase di potente (e in parte imprevedibile) innovazione e cambiamenti legati alla conduzione dell’intero sistema elettrico, è essenziale il ruolo delle Autorità di regolazione, non solo per fornire i corretti stimoli agli investimenti sulle smart grid, ma per renderne possibile il coordinamento con lo sviluppo della capacità di generazione; gli obiettivi politici e gli incentivi economici di sviluppo delle rinnovabili, e la presenza di meccanismi di sostegno economico agli investimenti al fine di promuovere il miglioramento dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura creano un quadro favorevole agli investimenti, a fronte di una maggiore stabilità del sistema regolatorio e di un minor grado di rischio dei finanziamenti.

Anche in Italia, lo sviluppo delle reti di distribuzione è, quindi, strettamente legato e influenzato dal quadro normativo attuale e dalle scelte e dall’attività dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas che riveste un ruolo molto importante nella transizione verso un sistema elettrico sempre più basato sulle fonti energetiche rinnovabili. A partire dal 2004, l’Autorità ha introdotto progressivamente una serie di incentivi allo sviluppo degli investimenti “strategici”. Nel II periodo regolatorio per il settore elettrico (2004 – 2007) tali incentivi, che prendono la forma di un aumento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC), sono stati inizialmente limitati agli investimenti previsti dal Piano di Sviluppo della RTN, ma dal III periodo regolatorio (2008 – 2011) essi sono stati estesi anche ad alcuni investimenti particolari sulle reti di distribuzione, tra cui le sperimentazioni di “reti attive”; in questo ambito, infatti, l’AEEG ha intrapreso, da oltre due anni, un percorso per lo sviluppo delle smart grid. Questo percorso è cominciato con la focalizzazione, negli studi commissionati al Politecnico di Milano tra il 2006 e il 2008, sulla capacità in termini di potenza installabile nelle reti elettriche di distribuzione MT (hosting capacity), in accordo con i vincoli tecnici attualmente vigenti. La progressività di azione ha quindi poi condotto a focalizzare l’attenzione sulle “reti attive di media tensione”: l’Autorità, con visione d’avanguardia rispetto ad altri contesti europei, ha scelto di spingere per lo sviluppo di un modello specifico di smart grid, offrendo incentivi per la presentazione di progetti pilota focalizzandosi su obiettivi ben definiti.

Anche in relazione agli impianti da FRNP, l’Autorità ha intrapreso una serie di provvedimenti; in particolare, per i soli impianti eolici di maggiore potenza e di nuova realizzazione, è stata prevista l’obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete, tra cui la riduzione di potenza in caso di necessità e l’insensibilità ai buchi di tensione, ed è stato anche reso obbligatorio l’adeguamento degli impianti stessi al fine di renderli monitorabili da parte di Terna. È stata poi resa obbligatoria l’installazione, sugli impianti di GD, di dispositivi (SPI) per prevenire la disconnessione a seguito di esigue variazioni della frequenza di rete (evitando i problemi di sicurezza causati dal repentino

venir meno della piccola generazione, ormai non più trascurabile) ma anche per consentire la prestazione di servizi di rete che potrebbero diventare rilevanti nei prossimi anni.

Si è poi cercato di promuovere migliori previsioni dell'energia elettrica immessa in rete, attribuendo ad una parte degli sbilanciamenti (la differenza tra immissioni reali e programmate) il loro valore di mercato e non più, come prima, il prezzo zonale orario, evitando quindi di caricare le differenze di prezzo, positive o negative, su tutta la collettività (essendo indipendente dalla fonte e dalla tecnologia il prezzo di sbilanciamento così determinato rappresenta il prezzo reale di mercato di tale energia). Questi corrispettivi, già oggi vigenti per le unità di produzione non abilitate, si applicano esclusivamente alla quota dello sbilanciamento effettivo che eccede il 20% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento; all'interno del 20% i corrispettivi di sbilanciamento sono pari al prezzo zonale orario, allocando quindi in capo alla collettività le differenze rispetto alla valorizzazione dell'energia in tempo reale.

Infine, è in corso una generale revisione della disciplina del dispacciamento, per tenere in conto del nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e delle conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema. Ciò potrebbe consentire di meglio valorizzare (anche economicamente) i servizi utili per il sistema elettrico che gli impianti (anche quelli non programmabili) possono fornire, compresi quelli connessi alle reti di distribuzione che sono sempre stati esclusi dalla fornitura dei servizi di dispacciamento.

Verso le smart grid

Tutte queste azioni messe in campo nel corso di questi ultimi anni hanno posto rimedio ad alcuni problemi legati soprattutto alla sicurezza e al corretto funzionamento del sistema. Ma per sfruttare appieno la hosting capacity delle reti attuali è necessario passare ad una modalità di gestione attiva della rete di distribuzione impiegando sistemi di protezione, controllo e comunicazione, in grado di trasferire dalle Cabine Primarie dei distributori (CP) opportuni segnali ai singoli generatori, in modo da consentirne una migliore integrazione nella rete di distribuzione e, più in ampio, nel sistema. L'insieme delle nuove funzionalità, abilitate dall'adozione di opportune soluzioni tecnologiche, rende il sistema elettrico "smart" e può quindi assicurare la diffusione della produzione da fonti rinnovabili su ampia scala, senza compromettere, come richiesto dalle attuali norme, la stabilità, la sicurezza e la corretta funzionalità del sistema elettrico stesso. Un simile sfruttamento ha una valenza sistemica ed economica grandissima: sarebbe in tal modo consentito l'impiego per nuove finalità di infrastrutture esistenti (le attuali reti di distribuzione). Sarebbe, per esempio, possibile connettere maggiori quantità di GD in condizioni di sicurezza per l'intero sistema elettrico senza dover effettuare nuovi investimenti nel rafforzamento della rete, aumentando, a pari infrastruttura,

la reale hosting capacity e valorizzando (anche economicamente) i servizi utili per il sistema elettrico che gli impianti (anche quelli non programmabili) possono fornire, compresi quelli connessi alle reti MT e BT che sono sempre stati esclusi dalla gestione attiva del sistema.

Le funzioni innovative tipiche di un sistema di distribuzione smart possono essere suddivise in diversi ambiti e riguardare, quindi, diversi componenti del sistema, come ad esempio le reti elettriche, la generazione diffusa, il carico e i clienti finali, le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, i sistemi di accumulo e i servizi integrati per le smart city.

- **RETI ELETTRICHE DI DISTRIBUZIONE:**
 - telecontrollo e gestione in tempo reale della rete di distribuzione MT e BT tramite scambio informativo tra tutti gli elementi del sistema;
 - ottimizzazione in tempo reale e in fase predittiva delle risorse di rete;
 - automazione avanzata di rete (selettività logica lungo linea, controalimentazione automatica) in assetto radiale o ad anello.
- **GENERAZIONE DIFFUSA:**
 - incremento dell'affidabilità del SPI mediante telescatto con logica fail-safe;
 - regolazione innovativa della tensione MT;
 - limitazione/modulazione della potenza attiva immessa da parte di ciascuna unità GD;
 - monitoraggio delle iniezioni da GD in tempo reale;
 - previsione e controllo della GD nella prospettiva di un dispacciamento locale.
- **CARICO E CONSUMATORI FINALI:**
 - controllo del carico, comunicazione dei dati all'interno della rete domestica e abilitazione di strategie di demand response.
- **INFRASTRUTTURA DI RICARICA DEI VE:**
 - integrazione in rete di infrastrutture di ricarica dei VE.
- **SISTEMI DI ACCUMULO:**
 - controllo e gestione dei sistemi di accumulo per migliorare il funzionamento della rete di trasmissione e distribuzione e consentire l'integrazione delle FRNP
- **SERVIZI INTEGRATI PER LE SMART CITY:**
 - sviluppo di servizi per le smart city

La ristrutturazione della rete elettrica e l'implementazione delle funzioni precedentemente descritte possono avvenire solo attraverso lo sviluppo di tecnologie innovative, da installare in CP, nelle Cabine Secondarie (CS) e presso gli utenti attivi, che consentano, una volta implementate, una gestione attiva della rete, con particolare attenzione alle esigenze di standardizzazione e unificazione nonché alla minimizzazione dei costi. La realizzazione di una rete smart non può

avvenire tramite lo sviluppo di un'unica soluzione integrata che copre l'intero sistema elettrico dalla trasmissione, alla distribuzione fino agli utenti finali e che può applicarsi indifferentemente in ogni diverso contesto; le smart grid, infatti, devono essere considerate come un insieme di soluzioni tecnologiche differenti da personalizzare, sviluppare e implementare a seconda delle diverse esigenze in modo da realizzare una gestione e un controllo ottimale di tutti i componenti di rete. L'insieme di queste tecnologie ad oggi rappresenta l'unico approccio in grado di risolvere i nuovi problemi delle reti di energia: solo un uso intelligente di più componenti innovativi, abbinati a sistemi di comunicazione, permette di superare le attuali limitazioni e rende possibile un reale e significativo aumento del contributo di GD mantenendo alto il livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema, nonché di qualità del servizio reso all'utenza.

L'evoluzione prospettata, oltre all'introduzione della rete di comunicazione, prevede anche l'installazione di componenti innovativi (IED) dotati di un canale di comunicazione e porte logiche per inviare/ricevere informazioni o segnali, in CP, nelle CS e presso l'utente attivo: l'insieme di questi componenti permetterà di realizzare il concetto di sottostazione estesa (estensione della visione del sistema di supervisione e protezione - concetto oggi già applicato, nel paradigma disegnato dal protocollo IEC 61850, alla sola cabina primaria - anche ad automi remoti lungo le linee di distribuzione MT) consentendo una gestione intelligente e innovativa della rete di distribuzione. Questi componenti innovativi possono essere raggruppati in quattro classi:

- **componenti elettromeccanici**, si riferiscono alle apparecchiature di potenza tipiche di una rete di distribuzione, quali, ad esempio, trasformatori, quadri, scomparti, etc.;
- **protezioni e sensori**, si riferiscono a tutte le apparecchiature necessarie per individuare la presenza di un guasto sulla rete, e oltre al relè comprendono anche trasformatori o sensori per la misura, circuiti di comando e segnalazione, circuiti di alimentazione ausiliaria, etc;
- **sistemi di gestione e controllo**, comprendono le apparecchiature destinate al monitoraggio e al controllo da remoto dell'intera rete, oltre agli algoritmi necessari per l'implementazione di tali funzioni;
- **sistemi di comunicazione (ICT)**, comprende tutte le tecnologie utilizzate per mettere in comunicazione i diversi componenti della rete elettrica.

L'intelligenza è quindi distribuita sia sulla rete del DSO (a livello centrale di CP, e a livello periferico di CS) sia all'interno dell'impianto dell'utente finale (soprattutto utente attivo). In questo caso, in base alla disponibilità del sistema di comunicazione, possono svilupparsi diverse logiche di controllo: centralizzata (comunicazione attiva), in cui i comandi e i segnali sono inviati dalla CP o dalla CS agli utenti attivi che devono poi implementarli, e locale (comunicazione assente) in cui le

logiche di controllo dei generatori sono direttamente elaborate dai dispositivi presenti all'interno dell'impianto stesso.

Scenari investigati

In questo contesto così dinamico, in questi anni, in Italia (come in tutta Europa) si sono registrate moltissime iniziative relative alle smart grid, quasi tutte, però, in ambito di ricerca, o, al più, di ricerca applicata. Anche la dinamica degli investimenti mostra il forte interesse dei mercati verso l'industria delle tecnologie smart per la produzione e distribuzione di energia elettrica. Gli investimenti in questo settore sono però fortemente condizionati dalle politiche pubbliche del sistema nazionale, in quanto gli obiettivi energetici e gli incentivi economici di sviluppo delle rinnovabili (e la presenza di meccanismi di sostegno economico agli investimenti al fine di promuovere il miglioramento dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura) creano un quadro favorevole agli investimenti (minor grado di rischio dei finanziamenti). In particolare, la prospettiva di crescita degli investimenti negli impianti di produzione di energia rinnovabile rappresenta una spinta per l'intera industria degli apparati e dei componenti ad essi correlati, sia presso l'utente stesso sia presso la rete elettrica, soprattutto in presenza di meccanismi di supporto finanziario, laddove gli investimenti risultassero non completamente redditizi in un'ottica puramente di mercato.

I principali fattori che influenzano gli investimenti in rete, soprattutto quelli riferiti alle smart grid, sono relativi alla penetrazione della GD sulle reti di distribuzione, che richiede lo sviluppo di nuove e più evolute modalità di gestione della rete, e alla adozione di provvedimenti normativi che garantiscano la sostenibilità dell'investimento stesso. Seguendo questa direzione, si possono individuare quattro diversi scenari di sviluppo relativi alle smart grid:

- **Scenario S1** – caratterizzato da bassa penetrazione della GD e da un quadro normativo e regolatorio che pone barriere (non crea condizioni favorevoli) allo sviluppo delle smart grid;
- **Scenario S2** – caratterizzato da elevata penetrazione della GD ma da un quadro normativo e regolatorio che pone barriere (non crea condizioni favorevoli) allo sviluppo delle smart grid;
- **Scenario S3** – caratterizzato da bassa penetrazione della GD ma da un quadro normativo e regolatorio che garantisce il massimo sostegno allo sviluppo delle smart grid;
- **Scenario S4** – caratterizzato da elevata penetrazione della GD e da un quadro normativo e regolatorio che garantisce il massimo sostegno allo sviluppo delle smart grid.

Particolarizzando l'attenzione sul caso Italia, dato che la quantità di GD ha ormai raggiunto livelli elevati (che potenzialmente aumenteranno ancora una volta raggiunta la grid parity), a scopo di

semplificazione, si ritiene di non sviluppare gli scenari S1 e S3. A seconda dei diversi componenti analizzati, si potrà ricadere con maggiore possibilità nello scenario S2 o nello scenario S4.

In aggiunta alla definizione di possibili scenari di sviluppo, per determinare il valore monetario del mercato potenziale delle soluzioni smart in Italia è necessario individuare i costi di ciascuna tecnologia. I costi per ciascun elemento di rete sono esposti con un possibile range che considera le incertezze relative alla parte di innovazione, sperimentazione, e sviluppo di nuovi componenti. Non è infatti possibile determinare per ciascun prodotto un valore unico e definito, proprio perché alcuni componenti non sono ancora presenti sul mercato, altri, invece, devono essere personalizzati rispetto alle diverse esigenze; la maggior parte delle soluzioni, non essendo standardizzata, richiede una forte personalizzazione rispetto alle esigenze del cliente e quindi comporta una forte incertezza sia sui tempi sia sui costi di fornitura. In questo studio, i costi sono stati determinati sulla base di alcune interviste ai principali stakeholders del settore e sono riportati a livello medio senza considerare il possibile effetto scala che, in corrispondenza di elevati volumi, ne potrebbe ridurre l'ammontare.

Stime del potenziale di sviluppo

Il potenziale di sviluppo è valutato con riferimento alle classi di componenti innovativi “componenti elettromeccanici”, “protezioni & sensori”, “sistemi di gestione e controllo”, “ICT” da installare nei Centri Operativi (CO), nelle CP, nelle CS, e presso gli impianti degli utenti attivi. Non sono invece esaminate le apparecchiature relative alle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, ai sistemi per lo sviluppo della demand response, ai sistemi di accumulo e alle smart city per le quali le possibili traiettorie di evoluzione (legate al quadro normativo regolatorio, ma non solo) sono ancora incerte e/o in corso di definizione. Tale potenziale di crescita è stato espresso con riferimento sia ai nuovi investimenti che si realizzeranno da qui al 2020, sia all'adeguamento e al potenziamento delle infrastrutture già esistenti.

Per quanto riguarda i centri operativi, il potenziale di investimento al 2020 varia a seconda dei componenti analizzati. In particolare, nello scenario S2 i sistemi SCADA e DMS potrebbero essere in esercizio in circa l'80% dei centri operativi, mentre nello scenario S4 tale percentuale potrebbe salire fino al 100%. Stessa cosa accade anche per le Applicazioni Web Based, che nello scenario S2 potrebbero svilupparsi sul 30% dei centri operativi, per aumentare fino al 100% nello scenario S4.

SCENARIO	POTENZIALE CO	Minimo costo	Massimo costo
	S2	SCADA e DMS – 80% Applicazioni Web based – 30%	22,00 M€
SCENARIO	POTENZIALE (CO)	Minimo costo	Massimo costo
	S4	SCADA e DMS – 100% Applicazioni Web based – 100%	44,00 M€

Per quanto riguarda le CP, indipendentemente dallo scenario di sviluppo, tutte le nuove realizzazioni saranno tutte dotate di sistemi di gestione, controllo, protezione e comunicazione avanzati; per quanto riguarda, invece, l'adeguamento delle CP esistenti, nello scenario S2 la percentuale di sviluppo delle tecnologie smart (relative alle sole categorie: protezioni e sensori, sistemi di gestione e controllo, ICT) sarà pari al 30%, mentre nello scenario S4 sarà pari al 100%.

SCENARIO	POTENZIALE NUOVE CP	Minimo costo	Massimo costo
	S2	100 NUOVE CP	150,00 M€
200 NUOVE CP		300,00 M€	600,00 M€
SCENARIO	POTENZIALE CP ESISTENTI	Minimo costo	Massimo costo
	S2	30% CP ESISTENTI	126,00 M€
SCENARIO	POTENZIALE CP ESISTENTI	Minimo costo	Massimo costo
	S4	100% CP ESISTENTI	420,00 M€

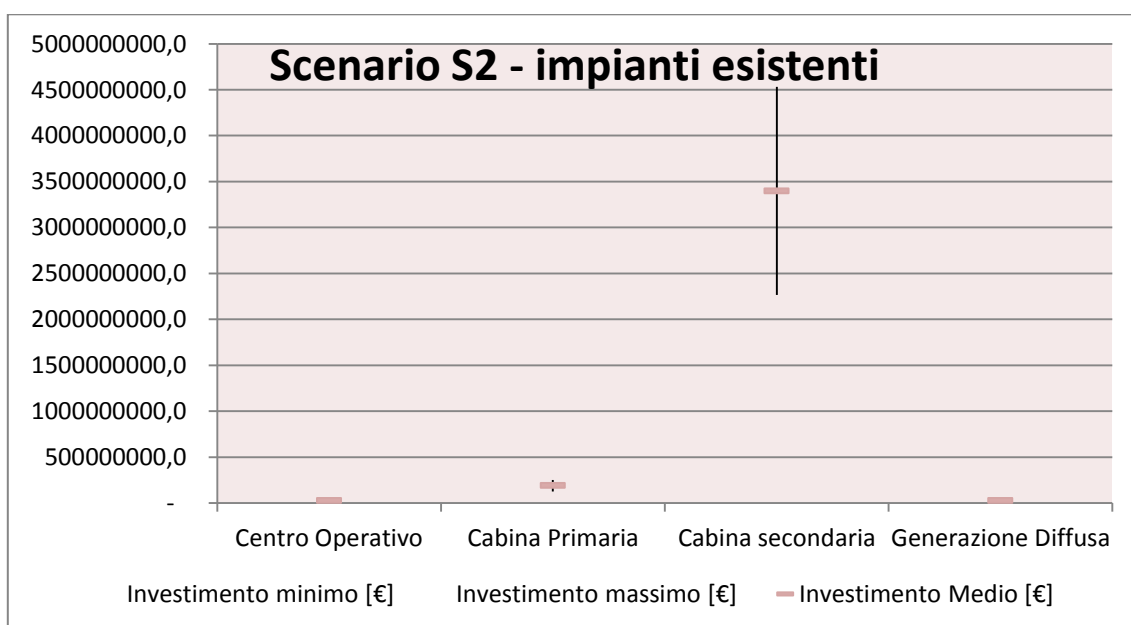
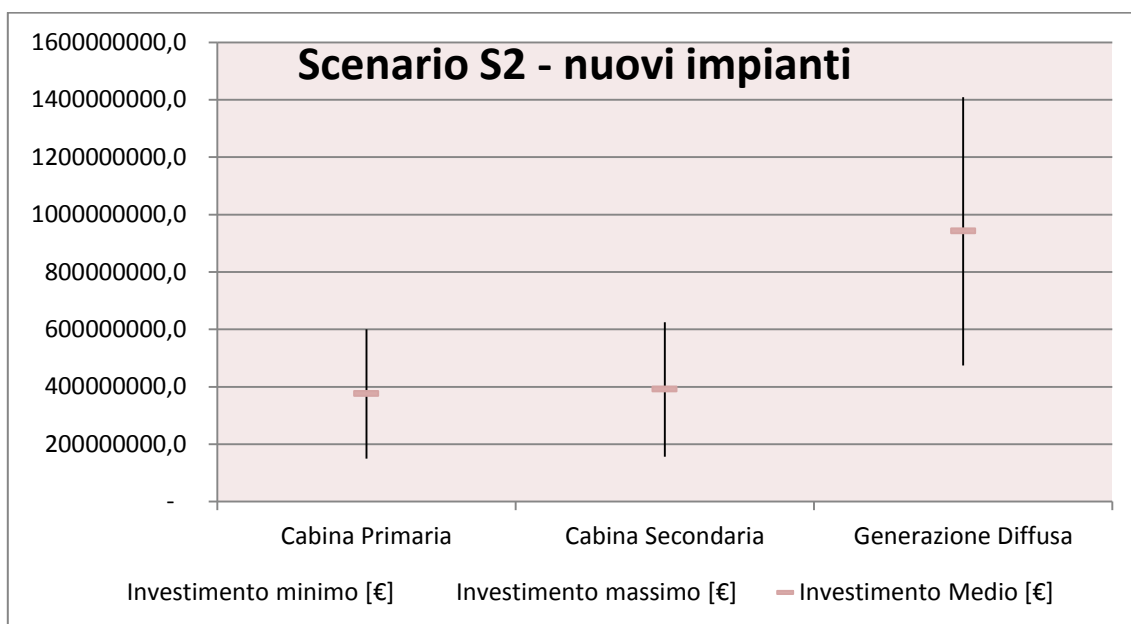
Lo scenario di sviluppo per i componenti di CS, soprattutto con riferimento al controllo della GD, ma anche all'implementazione di soluzioni di automazione avanzate, è lo scenario S2 nel quale, anche in assenza di specifici provvedimenti di regolazione, l'installazione e la diffusione sulla rete di distribuzione procede comunque. La percentuale di CS (nuove ed esistenti, escludendo su queste ultime una parte del costo relativo al trasformatore MT/BT già presente) su cui installare componenti innovativi (telecontrollo smart della rete, sostituendo gli IMS con interruttori e inserendo sistemi di protezione e sensori per la misura dei principali parametri elettrici) è pari, al 25%, percentuale che sale fino al 33% nello scenario S4 (1/3 di tutte le CS nuove ed esistenti).

SCENARIO S2	POTENZIALE NUOVE CS	Minimo costo	Massimo costo
	25% NUOVE CS (25000 CS)	156,25 M€	312,50 M€
	25% NUOVE CS (50000 CS)	312,50 M€	625,00 M€
SCENARIO S4	POTENZIALE NUOVE CS	Minimo costo	Massimo costo
	33% NUOVE CS (2500 CS)	208,33 M€	416,67 M€
	33% NUOVE CS (50000 CS)	416,67 M€	833,33 M€
SCENARIO S2	POTENZIALE CS ESISTENTI	Minimo costo	Massimo costo
	25% CS ESISTENTI	2.265,62 M€	4.531,25 M€
SCENARIO S4	POTENZIALE CS ESISTENTI	Minimo costo	Massimo costo
	33% CS ESISTENTI	3.020,83 M€	6.041,67 M€

Infine, per quanto riguarda le apparecchiature da installare presso gli impianti degli utenti attivi, il potenziale di investimento varia a seconda dei componenti analizzati. I Sistemi di Controllo del Generatore e i sistemi ICT potrebbero essere installati, nello scenario S2, su tutti gli impianti di utenti attivi (nuovi ed esistenti) con taglia superiore a 1÷3 MW, mentre nello scenario S4 l'installazione potrebbe essere prevista su tutti gli impianti (nuovi ed esistenti) con taglia superiore a 20 kW. Per quanto attiene, invece, i componenti elettromeccanici e i sistemi di protezione, lo scenario di riferimento è l'S4 per cui è possibile assumere percentuali di installazione sul 100% dei nuovi impianti di GD (sull'esistente questa installazione è assumibile pari a zero, in quanto il processo di retrofit è in gran parte già stato compiuto).

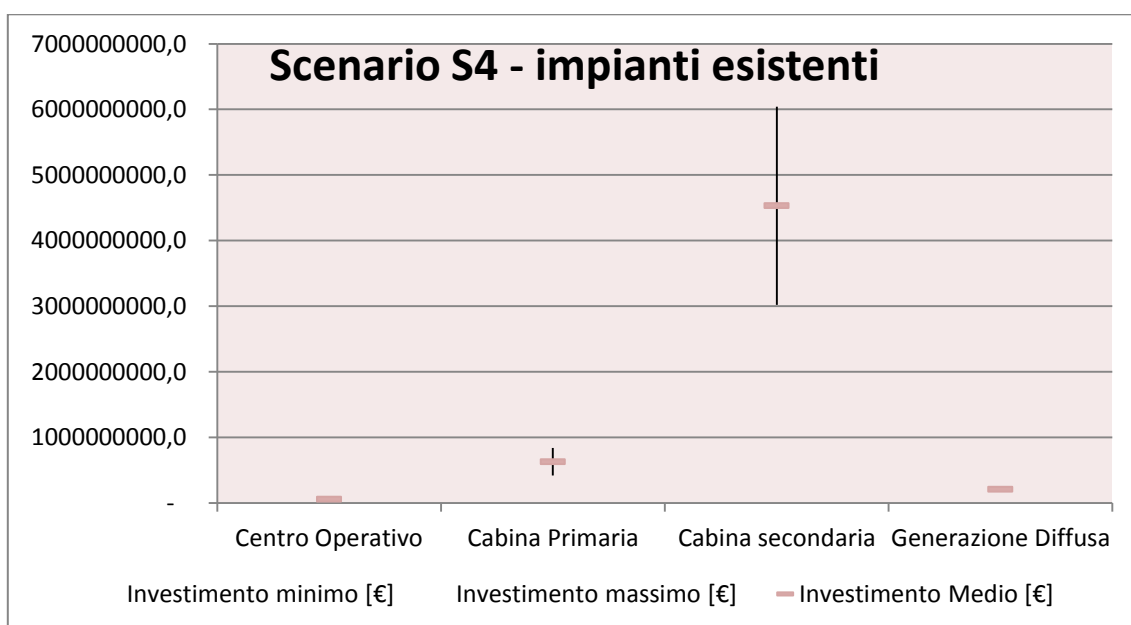
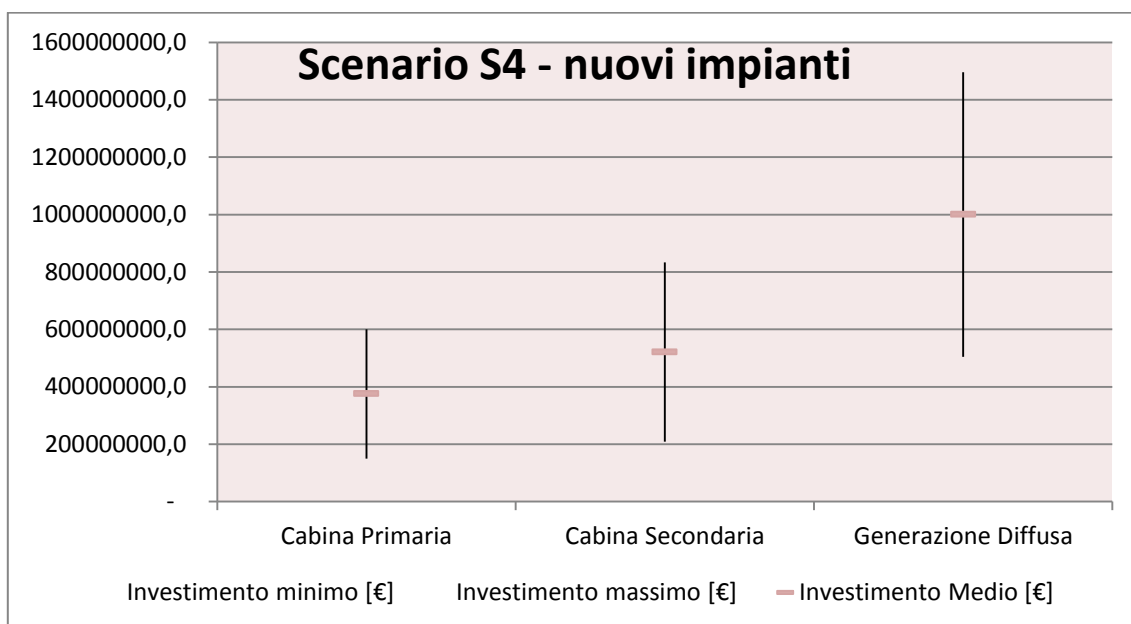
SCENARIO S2	POTENZIALE NUOVI IMPIANTI GD	Minimo costo	Massimo costo
	NUOVI IMPIANTI GD (100.000) ≥ 1 MW	474,60 M€	704,64 M€
	NUOVI IMPIANTI GD (200.000) ≥ 1 MW	949,20 M€	1.409,28 M€
SCENARIO S4	POTENZIALE NUOVI IMPIANTI GD	Minimo costo	Massimo costo
	NUOVI IMPIANTI GD (100.000) ≥ 20 kW	504,50 M€	747,80 M€
	NUOVI IMPIANTI GD (200.000) ≥ 20 kW	1.009,00 M€	1.495,60 M€
SCENARIO S2	POTENZIALE IMPIANTI GD ESISTENTI	Minimo costo	Massimo costo
	IMPIANTI GD ESISTENTI ≥ 1 MW	23,00 M€	33,20 M€
SCENARIO S4	POTENZIALE	Minimo costo	Massimo costo
	IMPIANTI GD ESISTENTI ≥ 20 kW	172,50 M€	249,00 M€

Per lo scenario S2, le due figure seguenti mostrano l'andamento del potenziale di investimento nella configurazione di minimo e massimo sviluppo rete, mentre la tabella riporta il totale degli investimenti considerando sia le nuove installazioni, sia quelle esistenti.



SCENARIO S2 – TOTALE		
Componente di rete	POTENZIALE AL 2020	
	Investimento minimo [€]	Investimento massimo [€]
Centro Operativo	22.000.000	33.000.000
Cabina Primaria	276.000.000	852.000.000
Cabina Secondaria	2.421.875.000	5.156.250.000
Generazione Diffusa	497.600.000	1.442.480.000
TOTALE	3.217.475.000	7.483.730.000

Per lo scenario S4, le due figure seguenti mostrano l'andamento del potenziale di investimento nella configurazione di minimo e massimo sviluppo rete, mentre la tabella riporta il totale degli investimenti considerando sia le nuove installazioni, sia quelle esistenti.



SCENARIO S4 - TOTALE		
Componente di rete	POTENZIALE AL 2020	
	Investimento minimo [€]	Investimento massimo [€]
Centro Operativo	44.000.000	66.000.000
Cabina Primaria	570.000.000	1.440.000.000
Cabina Secondaria	3.229.166.667	6.875.000.000
Generazione Diffusa	677.000.000	1.744.600.000
TOTALE	4.520.166.667	10.125.600.000



Studio sponsorizzato da:



Your World
Our Energy



imequadri duestelle spa

Nidec ASI S.p.A.



SIEMENS

Realizzato da



in collaborazione con il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano

