

PROGETTO GAVARDO

A2A Reti Elettriche S.p.A.

Cabina Primaria di Gavardo (BS)

RELAZIONE FINALE

SOMMARIO

1.	Descrizione generale del progetto dimostrativo	4
1.1	Descrizione sintetica.....	4
1.2	Inquadramento del Progetto nel contesto di sviluppo della rete di distribuzione	4
1.3	Obiettivi funzionali e gestionali del progetto, con evidenza delle differenze rispetto a quanto effettivamente realizzato	8
1.4	Sviluppo temporale effettivo del progetto, con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto a quanto inizialmente previsto.....	12
1.5	Eventuale inquadramento del progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grid.....	13
2.	Caratteristiche tecniche del progetto pilota	16
2.1	La rete di distribuzione interessata dal Progetto	16
2.2	Il coinvolgimento degli utenti	20
2.3	L'architettura Smart Grid	21
2.4	Il sistema di comunicazione per il controllo di rete	34
3.	Verifiche e misure in campo.....	40
3.1	Definizione del protocollo di comunicazione	40
4.	Analisi critica relativa ai costi del progetto	44
4.1	Peculiarità del Progetto e problematiche di economicità della soluzione adottata	44
4.2	Investimenti ammessi all'incentivazione	45
4.3	Costi di gestione del nuovo sistema (opex) legati alle nuove applicazioni/servizi, con evidenza separata relativa al sistema di telecomunicazione.	46
4.4	Possibili azioni per migliorare la sostenibilità	47
5.	Valutazioni conclusive	51
5.1	Livello di raggiungimento degli obiettivi del Progetto	51
5.2	Valutazione qualitativa dei benefici (attesi vs effettivi).....	51
5.3	Standardizzazione delle soluzioni sperimentate.....	52
5.4	Diffusione su più ampia scala e replicabilità: sinergie e criticità.....	53

5.5	Valutazione critica dei vettori/protocolli impiegati rispetto alle funzionalità da conseguire	55
5.6	Impatto della sperimentazione sulle attività del Distributore.....	56
5.7	Accordi in essere con gli Utenti Attivi.....	57
5.8	Conclusioni in merito alla sperimentazione	58
6.	Allegati	59
6.1	Regolamento di esercizio con gli utenti attivi coinvolti nel progetto.....	59
6.2	Eventuali pubblicazioni tecniche.....	59
6.3	Scheda sintetica del progetto.....	59
6.4	Protocollo di comunicazione	59

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO DIMOSTRATIVO

Nella presente sezione si fornisce una descrizione sintetica del progetto Gavardo, dei suoi obiettivi e del suo sviluppo temporale.

1.1 Descrizione sintetica

Il Progetto Gavardo, presentato da A2A Reti Elettriche il 10 novembre 2010 nell'ambito dei progetti pilota smart grid Delibera ARG/elt 39/10 e ammesso al trattamento incentivante l'8 febbraio 2011 con Delibera ARG/elt 12/11, rappresenta una dimostrazione in campo di smart grid ed è finalizzato alla ristrutturazione di una specifica rete elettrica¹ attraverso tecnologie innovative che consentano, una volta implementate, una gestione attiva della rete, con particolare attenzione alle esigenze di standardizzazione e unificazione nonché alla minimizzazione dei costi.

Il Progetto prevede investimenti da realizzare sulla Cabina Primaria (in seguito, CP) di Gavardo (BS) Sbarra Verde e sulla rete da essa alimentata, nonché sullo SCADA cui fa capo la CP in questione, coinvolgendo gli utenti attivi ad essa collegati, nell'ottica di sviluppare un prototipo di smart grid basato sull'uso di tecnologie di comunicazione, capace di favorire la diffusione della produzione da FER e l'uso efficiente delle risorse presenti sulla rete sia rispetto alle esigenze locali, sia rispetto alle esigenze di sistema. A tal fine, il Progetto prevede di passare a una gestione attiva della rete di distribuzione impiegando sistemi di comunicazione e controllo, in grado di scambiare opportune informazioni con i singoli generatori da fonti rinnovabili (Generazione Diffusa, GD), così da consentirne una reale integrazione nella rete di distribuzione e, più ampiamente, nel sistema.

1.2 Inquadramento del Progetto nel contesto di sviluppo della rete di distribuzione

I principali investimenti di tipo convenzionale realizzati sulla rete di distribuzione di A2A Reti Elettriche riguardano principalmente interventi per la connessione di utenti finali, interventi funzionali al miglioramento della qualità del servizio (soprattutto in determinate zone) e interventi finalizzati all'adeguamento a normative ambientali e standard tecnici di riferimento.

Gli obiettivi principali del programma di sviluppo possono essere riassunti nei seguenti punti:

- individuare il numero e il dimensionamento dei nuovi impianti primari da realizzare e gli interventi di potenziamento degli impianti attuali per adeguare il sistema all'incremento di carico e di GD previsto;

¹ Le innovazioni tecnologiche inserite sul lato AT della Cabina Primaria risultano positive per la rete sottesa a entrambe le semisbarre. Ciò nonostante, poiché gran parte delle applicazioni in campo (soprattutto verso gli utenti attivi) riguardano una sola semisbarra di CP, da qui in poi, per rete elettrica si intende l'insieme di linee MT sottese a una sola semisbarra di Cabina Primaria.

- determinare una struttura di rete razionale e funzionale che integri le reti elettriche preesistenti;
- eliminare la rete obsoleta unificando anche i livelli di tensione, per garantire maggiore efficienza, economicità di servizio e riduzione delle perdite di rete;
- eliminare gradualmente la dipendenza e le interconnessioni della rete di A2A Reti Elettriche con la rete MT di Enel Distribuzione;
- individuare le soluzioni volte a migliorare la qualità del servizio (come richiesto dalla regolamentazione dei livelli di continuità dell'AEEG);
- ridurre i costi di esercizio e di manutenzione degli impianti;
- realizzare adeguamenti impiantistici richiesti dall'evolversi delle normativa in materia di sicurezza e rispetto dell'ambiente.

L'analisi sullo sviluppo della distribuzione geografica della densità di carico, connesso alle criticità evidenziate nell'esercizio della rete, permette di fornire una più opportuna collocazione geografica e temporale ai nuovi impianti primari da realizzare.

La dislocazione dei nuovi impianti in pratica deve necessariamente tener conto di effettive disponibilità di aree per la costruzione di Cabine.

La Figura 1 mostra la collocazione delle nuove previste Cabine Primarie (Realizzazione nuova trasformazione stazione Donegani, Realizzazione nuova CP di Tremosine, Realizzazione nuova CP nella zona Violino, Rifacimento della CP di Bagolino, Ampliamento della stazione elettrica AT presso la Centrale di Vobarno, Rifacimento CP di Nozza, .

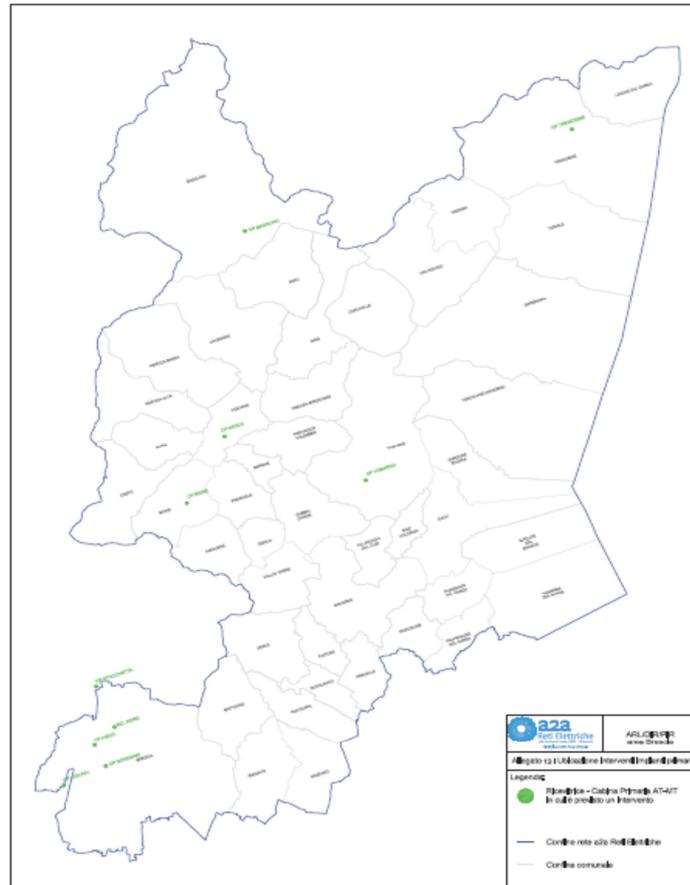


Figura 1. Potenziamenti previsti per gli Impianti Primari.

Il piano di sviluppo e razionalizzazione prevede che nel tempo si giunga all'eliminazione dell'attuale rete di distribuzione in MT a 23 kV e delle trasformazioni 23/15 kV.

L'attuale struttura della rete di distribuzione MT a due livelli di tensione presenta alcuni svantaggi, tra i quali:

- maggiori perdite di energia in rete;
- difficoltoso coordinamento tra le vetuste protezioni della rete con conseguente diminuzione della selettività;
- maggiori problemi nella contro-alimentazione in caso di disservizi.

Nel corso del 2012 sono state eliminate le trasformazioni 23/15 kV della Ric. Nord. Il passaggio alla struttura di rete a 15 kV a "congiungente" non potrà che avvenire in modo graduale; nel frattempo è necessario provvedere:

- al potenziamento della trasformazione 132/15 kV;
- al potenziamento dei cavi di distribuzione a 15 kV.

Questi investimenti permetteranno di:

- incrementare l'efficienza della potenza distribuita, minimizzando la perdita nella rete di distribuzione;

- ridurre i costi di manutenzione e di esercizio;
- migliorare il livello di continuità del servizio.

La rete in media tensione di A2A Reti Elettriche è esercita per la maggior parte con il neutro isolato da terra, tranne la rete MT alimentata dalle Cabine Primarie di S. Eufemia, Salò, Nuvolento, Mazzano, Polpenazze, dove il neutro è posto a terra tramite impedenza (“Bobina di Petersen”). Visto il notevole valore economico degli investimenti richiesti sarà effettuata una analisi tecnico-economica per verificare la possibilità di estendere l’utilizzo delle bobine di Petersen e quindi il passaggio a neutro compensato della rete MT.

Gli interventi pianificati sulla rete MT, sono i seguenti:

- eliminazione della sezione 23 kV e potenziamento della rete 15 kV della Ricevitrice Nord
- realizzazione nuova trasformazione 132/15 kV con relativa rete a 15 kV, nella prevista nuova CP Violino
- realizzazione nuova trasformazione 132/15 kV con relativa rete a 15 kV, nella prevista nuova CP Tremosine
- potenziamento della rete 15 kV nella zona dell’alto Garda
- eliminazione delle trasformazioni 23/15 kV nelle sottostazioni: Chiusure, Violino, Chiesanuova, S.Polo, Pile.

Infine, ulteriori investimenti MT legati all’adeguamento del carico sono:

- sviluppo della rete per nuove richieste di potenza provenienti dagli utenti finali;
- manutenzione e miglorie della rete per mantenere elevati i parametri di affidabilità in relazione alla sicurezza e alla continuità del servizio elettrico.

Nel corso degli ultimi anni, però, la gestione tradizionale della rete di A2A Reti Elettriche si sta modificando a causa dell’aumento di impianti di generazione diffusa collegati alle reti MT e BT. Ad alcuni grossi impianti idroelettrici collegati alla rete di distribuzione MT, si sono aggiunti alcuni impianti di generazione diffusa, in particolare da fotovoltaico.

Ciò significa che, se fino a pochi anni fa i driver fondamentali per lo sviluppo della rete di distribuzione erano rappresentati dalle previsioni della domanda di energia elettrica e dalle analisi sullo stato fisico della rete stessa, a questi si è aggiunta negli ultimi anni la previsione della crescita della GD che ha rivoluzionato le modalità di gestione, controllo e protezione dei sistemi elettrici.

L’attività di pianificazione della rete elettrica di A2A Reti Elettriche si è quindi evoluta prevedendo una serie di investimenti in progetti (di dimostrazione o diffusione) di innovazione tecnologica necessari per sperimentare in campo alcune possibili soluzioni innovative (relative soprattutto alle smart grid, ai veicoli elettrici e a strategie di demand response) e in investimenti a supporto delle infrastrutture (investimenti effettuati non direttamente sulla rete elettrica, ma che rivestono

comunque un'importanza strategica e hanno un notevole impatto sui processi e sull'esercizio della rete stessa, come ad esempio, gli investimenti in ICT).

L'interesse per queste attività, soprattutto per quelle più direttamente connesse allo sviluppo delle smart grid, è molto aumentato e, ad oggi, i progetti innovativi di A2A Reti Elettriche sono cresciuti in numero e portata e rappresentano una parte consistente del piano di sviluppo (come meglio descritto nel paragrafo successivo).

1.3 Obiettivi funzionali e gestionali del progetto, con evidenza delle differenze rispetto a quanto effettivamente realizzato

Nella presente sezione si illustrano gli obiettivi funzionali del Progetto Smart Grid Gavardo e l'impatto atteso nella gestione della rete di distribuzione e degli utenti (attivi e passivi) ad essa sottesi. A questo scopo, si ipotizza di essere già in un esercizio a regime dell'architettura Smart Grid, in cui le attività presso i siti degli utenti, funzionali all'integrazione nel sistema di controllo e gestione del Distributore, saranno concordate in fase di connessione dell'utente stesso alla rete e svolte da quest'ultimo.

La funzione di selettività logica tra le protezioni del DSO e la protezione generale dell'utente consentirà un sensibile miglioramento della gestione della rete di distribuzione ma anche delle reti degli utenti.

In merito, si individuano i seguenti aspetti di rilievo.

- In sede di connessione dell'impianto alla rete, sarà necessario prescrivere all'utente (ad es., Regole Tecniche di Connessione) l'adozione di un Sistema di Protezione Generale idoneo alla ricezione di segnali GOOSE in protocollo IEC 61850 inviati dalle protezioni lungo linea (conforme alla norma CEI 0-16 ed. III).
- Se la rete di comunicazione presso l'impianto dell'utente sarà realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare dovranno essere quelle definite:
 - da A2A Reti Elettriche, in questa fase sperimentale;
 - da opportune evoluzioni delle Regole Tecniche di Connessione (quali quelle già in corso nella Norma CEI 0-16, Allegato T).
- Tramite questa funzione sarà possibile evolvere le modalità di selezione del guasto rispetto a quanto previsto nella CEI 0-16. La possibilità di inserire il SPG degli utenti MT all'interno delle logiche di selettività del guasto tramite comunicazione veloce consente di realizzare molteplici livelli di selettività all'interno dell'impianto utente riuscendo a soddisfare

esigenze di continuità molto spinte e riducendo il numero di interruzioni, per i rimanenti clienti della rete A2A Reti Elettriche, dovute a guasto all'interno dell'impianto utente (conseguendo anche un aumento degli adeguamenti degli impianti MT).

La funzione di teledistacco degli impianti di GD attuata con segnale di telescatto inviato dalle protezioni di linea (SPL) mira a prevenire fenomeni indesiderati (ad es., isola indesiderata, soprattutto in caso di apertura intenzionale del DSO legata ad esigenze di manutenzione) e, al contempo, a migliorare la continuità del servizio degli impianti stessi (evitando scatti intempestivi della GD in caso di guasto a valle o su un feeder adiacente).

Per questa finalità, si evidenziano le seguenti necessità in relazione alla gestione della rete.

- In sede di connessione dell'impianto GD alla rete, sarà necessario prescrivere all'utente (ad es., Regole Tecniche di Connessione) l'adozione di un Sistema di Protezione di Interfaccia idoneo alla ricezione di segnali GOOSE in protocollo IEC 61850 inviati dalle protezioni lungo linea (conforme alla norma CEI 0-16 ed.III).
- Se la rete di comunicazione presso l'impianto di GD sarà realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare dovranno essere quelle definite:
 - da A2A Reti Elettriche, in questa fase sperimentale;
 - da opportune evoluzioni delle Regole Tecniche di Connessione (quali quelle già in corso nella Norma CEI 0-16, Allegato T).

In particolare, ai fini del corretto teledistacco dell'impianto a seguito dell'intervento delle protezioni del DSO, il router dovrà avere la possibilità di comunicare in protocollo IEC 61850, e gestire la riconfigurazione da remoto tramite file ICD (IED Capability Description) per mantenere la corretta corrispondenza con Protezioni lungo linea– SPI dell'Utente, anche a seguito di riconfigurazioni della rete di distribuzione MT. Se la rete di comunicazione presso l'impianto di GD sarà realizzata mediante un router installato nella Cabina Secondaria di A2A Reti Elettriche, sarà invece cura di A2A Reti Elettriche predisporre un router di caratteristiche adeguate.

Il telecomando delle Cabine Secondarie lungo linea ha l'obiettivo di migliorare la continuità di esercizio degli Utenti e l'efficienza di gestione della rete. A riguardo, si evidenziano i seguenti aspetti.

- La totalità degli apparati impiegati per il telecomando delle Cabine Secondarie lungo linea è di proprietà del Distributore, per cui non sono richiesti accordi con soggetti terzi (Utenti).

- Nel caso di Cabine Secondarie a cui afferiscono Utenti MT, il router installato nella Cabina Secondaria di A2A Reti Elettriche potrà essere impiegato (come nella configurazione prevista nel Progetto sperimentale) anche per realizzare la rete di comunicazione all'interno dell'impianto dell'Utente.
- La possibilità di telecontrollare le Cabine Secondarie lungo linea permette l'utilizzo di tecniche avanzate per la ricerca e l'isolamento del tronco guasto da svolgere in modo automatico e con ridotti tempi. Inoltre, attraverso appositi misuratori, potranno essere acquisite informazioni utili alla gestione della rete (ad es., regolazione della tensione).

Si prospetta che la regolazione della tensione mediante modulazione della potenza reattiva immessa in rete da ciascuna unità GD permetterà di incrementare la producibilità da fonti rinnovabili, di migliorare la qualità della tensione e l'efficienza della rete di distribuzione MT. A regime, l'implementazione di tale funzionalità avrà i seguenti impatti sulla gestione della rete.

- In sede di connessione dell'Utente Attivo alla rete, sarà necessario verificare che il generatore sia idoneo a realizzare la regolazione dei flussi di potenza reattiva (e di potenza attiva, con logica locale, in condizioni di emergenza). In questo ambito, la norma CEI 0-16 III ed. contempla la maggior parte dei requisiti funzionali richiesti agli impianti di generazione per il controllo di tensione (curve di capability, prestazioni dinamiche, ecc.). Tuttavia, non essendo oggi definito uno standard per lo scambio dei messaggi tra impianto di generazione e apparati del Distributore (invio segnali di setpoint, acquisizione misure di potenza prodotta, ecc.), questo dovrà essere realizzato conformemente alle indicazioni di A2A Reti Elettriche (o a future disposizioni normative).
- Se la rete di comunicazione presso l'impianto GD sarà realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare saranno definite da A2A Reti Elettriche (ad es., Regole Tecniche di Connessione). Il router dovrà avere la possibilità di comunicare in protocollo IEC 61850, e gestire la riconfigurazione da remoto tramite file ICD (IED Capability Description) per mantenere la corretta corrispondenza con gli apparati del DSO, anche a seguito di riconfigurazioni della rete di distribuzione MT.

La limitazione/modulazione della potenza attiva immessa in rete dalla GD permetterà di ridurre l'impatto delle fonti rinnovabili sul sistema elettrico, sia a livello AT che a livello MT, durante particolari criticità di rete. Si riportano di seguito i punti rilevanti in questo senso.

- L'architettura Smart Grid Gavardo contempla i recenti aggiornamenti alla disciplina del dispacciamento e alle norme tecniche di connessione in merito alla limitazione della GD in

condizioni di emergenza (A70, A72 e CEI 0-16). In particolare, il Progetto proposto soddisfa tali requisiti prevedendo oltre alla soluzione sperimentale, anche il backup con comunicazione su vettore GSM.

- Per quanto concerne il teledistacco della GD tramite rete GSM ai fini della limitazione della produzione da fonti rinnovabili, in generale valgono le considerazioni già svolte per l'invio del segnale di telescatto agli Utenti su guasto (SPI idoneo a ricevere il segnale di telescatto e requisiti del router dell'Utente da concordare con A2A Reti Elettriche). A queste si aggiungono alcune ulteriori prescrizioni di carattere minore circa la programmabilità/configurabilità del SPI.
- In questa fase sperimentale in cui l'impianto GD deve distaccarsi dalla rete solo dopo preciso comando di Terna, sarà necessario definire opportuni meccanismi di rimborso della mancata produzione qualora questi avvengano per cause differenti²³; in un'ottica di esercizio dell'infrastruttura a regime, qualora a seguito di un comando di Terna o di un comando del DSO legato alla sicurezza della rete di trasmissione o distribuzione (superamento dell'approccio fit&forget) l'impianto dovesse essere disconnesso non sarebbe necessario prevedere questi meccanismi di rimborso; potranno invece essere previsti dei meccanismi di mercato in cui l'utente GD, invece di offrire la propria energia su MGP, offre servizi di modulazione della potenza attiva su un mercato dei servizi di dispacciamento per la distribuzione. In questo modo l'utente, sulla base della tipologia del proprio impianto e dei prezzi sui diversi mercati, potrà decidere come utilizzare la propria energia.

Il monitoraggio/controllo delle iniezioni della GD permetterà di fornire dati e possibilità di regolazione a Terna (in modo da soddisfare le indicazioni dell'A70), per un migliore controllo della RTN.

Per questa finalità, si evidenziano le seguenti necessità in relazione alla gestione della rete.

- Per evitare l'insorgere di extra-costi, sarà necessario prescrivere all'Utente (ad es., Regole Tecniche di Connessione) l'adozione di misuratori (Contatore Generale e Contatore di Produzione) o analizzatori di rete:

² Nel caso in cui il distacco avvenga su comando di Terna per criticità legate al corretto funzionamento del sistema, tale azione rappresenta l'ultima risorsa disponibile prima dell'avvio del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESS) e può quindi non essere soggetta a rimborso (a differenza della mancata produzione eolica che invece è legata ad un non corretto dimensionamento della rete di trasmissione). Il piano RIGEDI prevede, infatti, un meccanismo ciclico tra i diversi impianti di GD in modo da garantire che questa azione di modulazione non risulti sempre in capo agli stessi impianti, ridistribuendo in modo equo l'onere su tutti gli utenti.

³ Le cause differenti per le quali in fase transitoria può essere stabilito un rimborso per l'utente sono legate essenzialmente a congestioni su tratti di rete (di trasmissione o di distribuzione) per i quali non vale il principio del fit&forget.

- idonei a scambiare segnali in protocollo IEC 61850 con gli apparati del Distributore;
- con caratteristiche tali da consentirne l'utilizzo anche per funzioni di controllo/regolazione, oltre che di monitoraggio (acquisizione di misure energetiche e di grandezze istantanee, quali potenza attiva e reattiva).
- Se la rete di comunicazione presso l'impianto di utenza sarà realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare dovranno essere quelle definite da A2A Reti Elettriche (ad es., Regole Tecniche di Connessione). Il router dovrà avere la possibilità di comunicare in protocollo IEC 61850, e gestire la riconfigurazione da remoto tramite file ICD (IED Capability Description) per mantenere la corretta corrispondenza con gli apparati del DSO, anche dopo riconfigurazioni della rete.
- Nell'ottica di un funzionamento a regime, sarà necessario realizzare un canale di comunicazione verso Terna (o adattare quello già presente) e definire con quest'ultima il dettaglio delle informazioni da scambiare (livello di aggregazione; risoluzione temporale) e un opportuno formato di invio dei dati.
- Le misure acquisite a livello di Utenti Attivi potranno essere utilizzate da A2A Reti Elettriche per popolare i modelli di rete residenti nel sistema SCADA/DMS con i profili di generazione effettivi degli Utenti (utili per gli algoritmi di controllo della rete) e per la realizzazione di calcoli di rete fuori-linea.

Il dispacciamento locale permetterà di fornire dati e risultati circa la possibilità di implementare in modo efficiente i modelli di dispacciamento locale 2 e 3 previsti nel DCO 354/2013/R/eel.

- La possibilità di sperimentare le modalità di dispacciamento locale consentirà di definire i benefici o le possibili limitazioni legate ai due modelli fornendo indicazioni utili per una futura regolazione.

In questa fase sperimentale, tutte le azioni di modulazione della potenza attiva legate alla possibilità di sperimentare i diversi servizi locali saranno opportunamente rimborsate e le azioni saranno svolte in automatico dai sistemi di controllo della GD a seguito dell'invio di un segnale da parte del DSO; in una fase di regime il rimborso sarà sostituito da un prezzo di mercato. Possibile risultato del progetto potrà essere anche la valorizzazione economica dei servizi, oltre ad indicazioni utili per lo sviluppo di una apposita piattaforma informativa.

1.4 Sviluppo temporale effettivo del progetto, con commenti relativi ad eventuali disallineamenti rispetto a quanto inizialmente previsto

Il Progetto Gavardo prevede l'implementazione di un sistema di regolazione, protezione e controllo completamente interoperabile che ha reso l'attività molto più complessa e articolata del previsto;

attualmente sono in corso le attività di sperimentazione in laboratorio, mentre le apparecchiature, ormai predisposte e collaudate in fabbrica, non sono ancora state installate.

I motivi del ritardo sono di seguito esposti.

Per ottenere un sistema completamente interoperabile, si è resa necessaria l'installazione di apparecchiature non fornite da un unico costruttore, poiché basate su logiche proprietarie (diverse pertanto da costruttore a costruttore), e modificate ad hoc per adattarsi alla profilazione protocollare richiesta da A2A Reti Elettriche. Per ottenere questo risultato, è stato necessario effettuare una gara d'appalto, suddivisa in 4 lotti, relativi, per ciascuno dei due progetti, alle attività in cabina primaria e cabine lungo linea (primo lotto), e alle attività presso gli utenti attivi (secondo lotto). Ponendo inoltre l'ulteriore vincolo della diversità dell'operatore aggiudicatario di ciascun lotto appartenente allo stesso progetto, si è inteso garantire la reale interoperabilità tra i sistemi spingendosi a un livello molto più esteso di quanto comunemente praticato.

Al fine di raggiungere la necessaria interoperabilità, è stato inoltre necessario definire, sin dalle fasi di specificazione tecnica di gara, una serie di messaggi da scambiare in protocollo IEC 61850 verificando con i costruttori la reale fattibilità.

Prevedere l'interoperabilità ai livelli suddetti ha causato una notevole dilatazione delle tempistiche di aggiudicazione degli ordini.

Ad ordini assegnati, sempre a causa del forte carattere innovativo delle funzioni richieste, si sono riscontrate notevoli difficoltà nello sviluppare ed implementare le funzioni innovative previste dalle specifiche tecniche di progetto, ritardando di fatto le fasi di collaudo, installazione e messa in servizio.

Si sono, inoltre, aggiunte difficoltà nell'intervenire sugli impianti degli utenti.

Infine, il quadro normativo vigente al momento in cui fu presentata la proposta di progetto (fine 2010), risulta oggi modificato a seguito della pubblicazione di nuovi documenti tecnico-normativi (norma CEI 0-16 e Allegato A.70 e A.72 al Codice di Rete, recepiti dalla deliberazione 84/2012) che hanno introdotto funzioni e prescrizioni innovative per le unità GD. Implementare tali nuove funzioni e prescrizioni tramite algoritmi e procedure ha comportato, anch'esso, un allungamento dei tempi.

1.5 Eventuale inquadramento del progetto nel contesto di altre iniziative, finanziate da soggetti terzi, aventi come finalità lo sviluppo di Smart Grid

Gli investimenti in progetti di innovazione tecnologica sono fortemente influenzati dal quadro regolamentare, dallo stato della rete e dalla struttura della produzione e del consumo di energia elettrica. Gli investimenti in ricerca e sviluppo nel settore smart grid di A2A Reti Elettriche sono,

come già detto, in continuo aumento e riguardano diversi settori: smart grid, veicoli elettrici e demand response. Nel seguito sono riportati i principali progetti finalizzati allo sviluppo delle smart grid che si integrano con il progetto Gavardo.

Progetto “IGM” Integrated Grid Management:

- sfruttare potenzialità del CE e del “sistema commerciale” di telegestione (AMM)
- monitorare la rete BT interrogando i CE sul loro stato di connessione al sistema (ad ese. eventuale assenza di tensione) e “codificarlo” in un effettivo disservizio attraverso un’adeguata interfaccia di rappresentazione della rete BT - (*Progetto Autofinanziato*)

Progetto “Smart Secondary Substation” (“Current”):

- verifica sul campo di una soluzione di “Smart Grid” fondata su un’infrastruttura di comunicazione Broadband Power Line (BPLC), su cavi di Media tensione e PLC su cavi di Bassa tensione, “unità centrale di cabina secondaria” - (*Progetto Autofinanziato*)

Progetto “INTEGRIS” INTelligent Electrical GRId Sensor communications:

- sviluppare una nuova infrastruttura ICT basata sull’integrazione e interoperabilità di diverse tecnologie quali PLC e RFID (sviluppo del precedente progetto)

Progetto “ECCOFLOW” Efficient Coated Conductor based Fault Current Limiter for Operation in Electricity Networks:

- progettare, realizzare ed installare in campo un dispositivo MT (a superconduttore) limitatore di corrente di corto circuito – consente un miglioramento della qualità del servizio attraverso la riduzione:
 - ✓ dei rischi di danneggiamento di importanti componenti inseriti nella rete;
 - ✓ degli effetti dei buchi di tensione.

Progetto Smart Domo Grid (SDG)

- Approvato dicembre 2011, ha una durata di 24 mesi, un budget di circa 2,3 ML€ ed è finanziato, in parte, dal Ministero dello sviluppo Economico (Risposta al Bando RDS 8/08 CERSE - del 06/11/2008).
- E’ un prototipo di soluzione Smart Grid di Demand-Response per sperimentare l’interazione tra Rete e Utenza domestica o Small Business con la “gestione negoziata” tra distributore e clienti domestici dell’energia elettrica che coinvolge elettrodomestici intelligenti governati da un EMS – Energy Management System - capace di pilotarne i profili di carico, Sistemi di Accumulo, Generazione Diffusa (fotovoltaico), cabine secondarie MT/BT.

Progetto SCUOLA - Smart Campus as Urban Open LABs

- Approvato il 29 marzo 2013, ha una durata di 19 mesi, un budget di 10 M€ ed è finanziato dalla Regione Lombardia sulla piattaforma SMART CITIES AND COMMUNITIES.

- Il progetto SCUOLA ha come fine la sperimentazione di un sistema evoluto in grado di integrare in modo intelligente e coordinato vari aspetti afferenti al tema delle Smart Grid, della generazione innovativa da fonti rinnovabili e non, dell'efficienza energetica degli involucri e degli impianti degli edifici, dell'integrazione di tecnologie di comunicazione avanzate per fornire servizi al cittadino nella direzione della maggior vivibilità e partecipazione alla città.

2. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO PILOTA

Scopo di questa sezione è di fornire i necessari dettagli tecnici sulle principali caratteristiche del Progetto e della rete su cui è sviluppato.

2.1 La rete di distribuzione interessata dal Progetto

2.1.1 Caratteristiche principali

La rete elettrica MT afferente alla CP di Gavardo ha una lunghezza complessiva di 101,806 km (Tabella 1), di cui 57,02 km sottesi alla sbarra Rossa e 53,394 km sottesi alla Verde. Ulteriori informazioni di dettaglio, riguardo all'estensione e alla composizione delle diverse linee che compongono il sistema di distribuzione, sono riportate in Tabella 2 e Tabella 3.

CP Gavardo	Cavo	Cavo Aereo	Aereo	Totale
Rete MT	37,134	1,83	62,842	101,806

Tabella 1. Consistenza della rete MT sottesa alla CP di Gavardo [km].

Linee MT	Cavo	Cavo Aereo	Aereo	Totale linea
S71	6,76	-	1,082	7,842
S73	10,601	0,77	19,898	31,269
S75	3,333	0,47	11,26	15063
S77	1,136	-	0,19	1,326
S79	1,520	-	-	1,520
TOTALE SBARRA ROSSA	23,35	1,24	32,43	57,02

Tabella 2. Consistenza della rete MT sottesa alla CP di Gavardo - semisbarra Rossa [km].

Linee MT	Cavo	Cavo Aereo	Aereo	Totale linea
S70	3,205	1,035	22,182	26,422
S72	6,585	0	1,315	7,9
S74	2,558	0,07	6,197	8,935
S76	8,617	0	0	8,617
S78	1,520	0	0	1,520
TOTALE SBARRA VERDE	22,595	1,105	29,694	53,394

Tabella 3. Consistenza della rete MT sottesa alla CP di Gavardo - semisbarra Verde [km].

La Tabella 4 riporta invece il numero di utenti serviti dalla CP di Gavardo, suddivisi per livello di tensione, e la potenza complessivamente resa loro disponibile.

	Potenza totale disponibile agli utenti BT	Numero totale utenti BT	Potenza totale disponibile agli utenti MT	Numero totale utenti MT
SBARRA ROSSA	21.239,5	4.287	10.631	42
SBARRA VERDE	33.283,8	6.586	15.108	26
TOTALE	54.522,3	10.873	25.739	68

Tabella 4. Numero di utenti connessi alla CP di Gavardo e potenza resa loro disponibile [kW]

Ulteriori informazioni di dettaglio sono riportate in Tabella 5.

Cabina Primaria: Gavardo (SB V) <ul style="list-style-type: none"> Trafo 25 MVA, neutro isolato Inversione di flusso in CP per il 58% nel 2009 e per il 10%⁴ nel 2010 	Protocollo di comunicazione <ul style="list-style-type: none"> IEC 61850
3 Linee MT <ul style="list-style-type: none"> Lunghezza 52,5 km (19 in cavo) 	Sistema di gestione dati (potenza/energia) GD&carico e interfaccia verso TSO
3 utenti attivi coinvolti <ul style="list-style-type: none"> 2+3 idroelettrici → 4 MW + 10 MW (3 utenti hanno ritirato l'adesione al progetto) 1 cogen → 180 kW 1 fotovoltaico → 6 MW (non coinvolto) 	
Sistema di comunicazione <ul style="list-style-type: none"> Rete internet pubblica + Wi-Fi dedicato 	

Tabella 5. Caratteristiche tecniche-energetiche del Progetto.

2.1.2 *Caratteristiche tecniche delle cabine primarie, smistamento e secondarie interessate dal Progetto*

L'impianto in progetto è collegato alla RTN a 132 kV attraverso il nodo P203. È implementato uno schema di inserimento in entra-esce, realizzato con due linee su palificazioni separate (Linea C.S. Gavardo, Linea Nuvolento - S. Eufemia). La sezione in media tensione (MT) è alimentata a 15 kV,

⁴ Dati riferiti solo al primo semestre del 2010.

lo schema di connessione è realizzato con sistema a doppia sbarra (Sbarra Verde e Sbarra Rossa) e due trasformatori AT/MT, rispettivamente da 25 e 20 MVA: le due sbarre alimentano poi 8 linee MT (S70, S72, S74 e S76 Sbarra Verde; S71, S73, S75 e S77 Sbarra Rossa).

Il punto di separazione funzionale fra le attività di competenza di TERNA e quelle di A2A Reti Elettriche coincide con i sezionatori TR AT di proprietà di A2A Reti Elettriche. Le sbarre AT e gli stalli delle linee AT sono ora di proprietà di TERNA, ma gestiti da A2A Reti Elettriche tramite un contratto di servizio quinquennale.

I sistemi di protezione AT sono coordinati con quelli di TERNA; sono monitorati per permettere l'accertamento del comportamento e la ricostruzione dei disservizi di rete; contribuiscono alla sicura individuazione degli elementi guasti ed alla loro conseguente esclusione, per accelerare la diagnosi del disservizio e la ripresa del servizio.

Le due linee AT che alimentano la CP di Gavardo sono dotate dei seguenti sistemi di protezione:

Linea L689 "C.S. Gavardo"	Linea L692 "Nuvolento-S.Eufemia"
Distanziometrica Siemens 7SA5115 Dra Schlumberger DV945A2	Distanziometrica Siemens 7SA5115 Dra Schlumberger DV945A2

Le protezioni AT dei trasformatori Verde e Rosso di CP sono:

Trasformatore Verde lato AT	Trasformatore Rosso lato AT
Dv920A2 Schlumberger	Dv920A2 Alstom

Per quanto riguarda il lato MT della CP di Gavardo, sono attualmente impiegate le seguenti protezioni:

- lato MT dei trasformatori Verde e Rosso di CP

Trasformatore Verde lato MT	Trasformatore Rosso lato MT
Dv925A2 Telegyr	Dv925A2 Telegyr
Vsc verde Schlumberger Dv933A2	Vsc rosso Alstom Dv933A2

- congiuntore Sbarre
 - Cis Alstom Fir PCP 140 Dv1040 (shunt non presente)
 - Congiuntore Schlumberger Dv907A2
- servizi ausiliari
 - S.A. Schlumberger Dv901A2NC (derivato da sbarra Verde)
 - S.A. ABB Muratori Dv901A2 (derivato da sbarra Rossa)
con possibilità di scelta di alimentazione a mezzo di celle IMS unificate alimentanti un trasformatore MT-BT da 160 kVA e collegamento DY11
- batterie di condensatori
 - Verde Schlumberger Dv910A2Nc
 - Rosso Schlumberger Dv910A2Nc
- linee MT in partenza dalle due sbarre

Linee MT Sbarra Verde	Linee MT Sbarra Rossa
Linea S70 - Alstom Dv901A2NCi	Linea S71 - Schlumberger Dv901A2NC
Linea S72 - Schlumberger Dv901A2NC	Linea S73 - Alstom Dv901A2NCi
Linea S74 - Schlumberger Dv901A2NC	Linea S75 - ABB REF Dv901A2NC
Linea S76 - Schlumberger Dv901A2NC	Linea S77 - Schlumberger Dv901A2NC
Linea S78 – Telegyr Dv901A2NC	Linea S79 - Telegyr Dv901A2NC
Linea 3 riserva - ABB REF901A2NC	Linea 2 riserva - ABB REF901A2NC
	Linea 4 riserva - ABB REF901A2NC
	Linea 8 riserva S.A.- ABB REF901A2NC

In CP sono presenti due trasformatori AT/MT, collegati ciascuno ad una sbarra collegabili tra loro a mezzo dell'interruttore "Congiuntore sbarre":

- trasformatore Verde Tironi (che alimenta la sbarra verde di CP)
 - potenza nominale 25/31 MVA (ONAN/ONAF)
 - collegamento Yyn0
 - tensione nominale AT $132 \pm 12 \cdot 1,5\%$ kV; tensione nominale MT 15,6 kV
 - corrente nominale AT 109,35 A; corrente nominale MT 925,24 A;
 - livello di isolamento AT IA 550 FI 230; livello di isolamento MT IA 125 FI 50
- trasformatore Rosso SEA (che alimenta la sbarra rossa di CP)
 - potenza nominale 20/25 MVA (ONAN/ONAF)
 - collegamento Yyn0
 - tensione nominale AT $132 \pm 8 \cdot 1,5\%$ kV; tensione nominale MT 16,2 kV

Ciascun trasformatore è dotato di un variatore sotto carico (VSC) per regolare la tensione sulla sbarra MT.

Dal punto di vista dell'automazione di rete, allo stato attuale, in CP è presente un sistema per il telecontrollo, la registrazione cronologica degli eventi e l'automazione locale (TDE 240 Selta con protocollo TIC1000) che comunica con il sistema di supervisione centrale (SCADA XP EXPERT della ditta s.d.i automazione situato nel centro di controllo di Brescia), consentendo così di gestire l'intera rete di distribuzione tramite un unico centro connesso alle diverse tipologie di periferiche e di protocolli.

In cabina primaria è, inoltre, presente un apparato TWPQ05FU/C per il rilievo dei parametri di qualità della tensione, costituito dall'analizzatore Wally RTU, da un modem GSM/GPRS, da un sincronizzatore temporale a GPS, il tutto alimentato dalla tensione 110Vcc di Stazione. L'analizzatore Wally RTU misura e descrive i principali aspetti della qualità della tensione: variazioni lente della tensione, variazioni rapide, buchi, interruzioni, squilibrio, variazioni della frequenza, armoniche ed interarmoniche, flicker. Le caratteristiche di misura sono state sviluppate con riferimento allo standard EN50160 sulla qualità della tensione sulle reti di distribuzione. La

presenza in CP dell'analizzatore Wally RTU permetterà di misurare, con estrema precisione, tutti i miglioramenti, in termini di qualità della tensione, ottenibili a valle del Progetto. La stessa verifica sarà fatta lungo linea, in particolare, sarà installato presso ciascun utente attivo coinvolto nel Progetto lo stesso apparato di misura presente in CP.

Dal punto di vista dell'automazione di linea, allo stato attuale, lungo le linee MT della CP di Gavardo esistono alcune cabine dotate di IMS telecontrollati che sono manovrabili da remoto (apertura e chiusura) e permettono la visualizzazione delle segnalazioni di stato degli IMS stessi (aperto o chiuso) e di RGDAT (Alstom MDI/A166 0033 201) che svolgono le funzioni (solo segnalazione) di protezione di cortocircuito tra le fasi, di massima corrente omopolare, direzionale di terra, di rilevazione di presenza/assenza tensione. In tutte le altre cabine, le manovre di esercizio vengono eseguite da personale operativo in loco.

Per limitare i transiti di potenza reattiva verso il sito di connessione sono installati mezzi di compensazione della potenza reattiva (batterie di condensatori di rifasamento da 5,4 Mvar su ciascuna sbarra MT), inseriti il lunedì mattina e disinseriti il venerdì sera su richiesta di TERNA. La regolazione della tensione è effettuata mediante la variazione del rapporto di trasformazione dei trasformatori AT/MT ed è coordinata con le azioni di TERNA, che ha facoltà di richiedere interventi di controllo sui regolatori di tensione sottocarico dei trasformatori nel caso di condizioni di esercizio prossime al collasso di tensione.

Per consentire l'interoperabilità tra la RTN e la rete MT alimentata dalla CP di Gavardo sono presenti sistemi di comunicazione che in condizioni di esercizio ordinario della RTN trasmettono: segnalazioni di posizioni degli organi di manovra, misure di tensione e misure di potenza attiva e reattiva.

In particolare al centro operativo di TERNA (Rho Pero e Scorzè) vengono trasmessi dal sistema di Telecontrollo, con protocollo IEC 60870-104, i segnali relativi a:

- posizione aperto/chiuso degli interruttori e dei sezionatori AT;
- misure, sulle linee AT, di tensione, corrente, potenza attiva;
- misure, al secondario dei trasformatori, di potenza attiva e reattiva.

2.2 Il coinvolgimento degli utenti

2.2.1 *Caratteristiche delle utenze attive e passive coinvolte nel Progetto*

Solo 3 dei 5 utenti attivi alimentati dalla CP di Gavardo hanno mostrato la propria volontà di partecipare la progetto; è in corso la firma del Regolamento di Esercizio per rendere formale la collaborazione con A2A Reti Elettriche.

Le utenze attive direttamente coinvolte nel Progetto sono tre, le principali informazioni sono riportate in Tabella 6.

Impianto	Tensione	Potenza richiesta in immissione [kVA]	Fonte di energia	Mezzo di comunicazione
Impianto 1	MT	3150	Idroelettrico (sincrono)	Wi-Fi
Impianto 2	MT	1578	Idroelettrico (asincrono)	Wi-Fi
Impianto 3	MT	200 186	Biogas (sincrono) Fotovoltaico	Wi-Fi

Tabella 6. Utenti attivi coinvolti nel progetto (informazioni relative alla connessione alla rete elettrica di ARL).

2.2.2 Comunicazione bidirezionale con i clienti finali anche per la sperimentazione di modalità di demand response

Nel progetto Smart Grid Gavardo non sono impiegate comunicazioni bidirezionali con gli utenti per la sperimentazione di strategie di demand response.

2.3 L'architettura Smart Grid

2.3.1 Numero di cabine primarie, smistamento e secondarie interessate dal progetto pilota

Il Progetto è sviluppato nella Cabina Primaria di Gavardo.

L'algoritmo di selezione e ricerca guasti implementato sulle tre linee smart (S70, S74, S76) dovrà coinvolgere le cabine elencate in Tabella 7.

Linea S70	Linea S74	Linea S76
CLL telecontrollate	CLL telecontrollate	CLL telecontrollate
21308	25198*	20192*
21765*	25311	21030*
20264*	20941	21141*
22372*	21423 A*	25144*
25090*	21423 B*	20811*
	20909*	20230*
		21756*
		21161*
* CLL dotata di RGDAT		

Tabella 7. Cabine Lungo Linea telecontrollate da inserire nell'algoritmo di ricerca guasto.

2.3.2 *Funzioni previste dall'architettura Smart Grid*

Nel presente paragrafo si illustrano le modalità di implementazione delle funzioni da realizzare nel Progetto all'interno della SSE, definendo per ogni funzione i dispositivi innovativi (IED) coinvolti e il relativo grado di iterazione.

Alcune delle funzioni da implementare prevedono una differente realizzazione in ragione del tipo di logica che si vuole attuare, delle varie condizioni di esercizio e della presenza o meno del sistema di comunicazione "always on"⁵. Le funzioni di controllo e gestione della GD, saranno implementate:

- in caso di rete in assetto standard e di presenza del sistema di comunicazione, secondo una logica centralizzata in cui la sola LCP elaborerà e invierà alle utenze attive le informazioni e i segnali da implementare;
- in caso di rete in assetto non ordinario (ad esempio rete riconfigurata a seguito di un guasto) o in assenza del sistema di comunicazione, secondo una logica locale in cui il RUA elaborerà le informazioni e i segnali da implementare.

2.3.2.1 *Incremento dell'affidabilità del SPI mediante telescatto*

Nel progetto sarà implementato l'innovativo messaggio di *telescatto* necessario per risolvere i problemi dell'attuale sistema di protezione d'interfaccia, al fine di evitare l'insorgere del fenomeno dell'islanding (problema locale a seguito di un guasto lungo linea o di una apertura intenzionale per manovra) e degli scatti intempestivi a seguito di perturbazioni sul sistema di trasmissione (problema di sistema). Grazie alla presenza della rete di comunicazione, è infatti possibile fare in modo che i SPI ricevano il segnale di telescatto, attraverso il SPL a cui sono sottesi gli utenti attivi stessi. In presenza di questo segnale, la GD può essere distaccata solo attraverso il messaggio di telescatto o per intervento delle soglie per sopra-sotto frequenza (permissive) e sopra-sotto tensione.

Al fine di automatizzare le procedure di ricerca guasto, sarà sviluppato all'interno della LCP un algoritmo che consenta, sulla base delle informazioni fornite dagli RGDAT e sulla topologia di rete, di individuare il punto della rete in cui è avvenuto il guasto e di inviare il relativo comando di apertura dell'IMS telecontrollato. La LCP sulla base delle informazioni ricevute e sulla base della topologia della rete sarà in grado di determinare il punto in cui si è verificato il guasto individuando

⁵ Per comunicazione "always on" si intende un sistema di comunicazione basato su rete internet; in assenza di rete internet le procedure di automazione saranno effettuate tramite sistema di comunicazione GSM, mentre il controllo della GD sarà effettuato in logica locale, sulla base delle informazioni misurate nel punto di connessione con la rete. Nel resto del documento per sistema di comunicazione si intende sempre, se non diversamente specificato, la rete di comunicazione "always on". La presenza/assenza del sistema di comunicazione si riferisce sempre alla presenza/assenza della rete internet, il sistema di comunicazione GSM (utilizzato come backup) è, invece, sempre presente.

l'IMS telecontrollato più vicino al guasto. Ciò significa che in presenza di un guasto, il SPL aprirà il proprio interruttore e avvierà il ciclo di richiusura (O-0,4CO-30CO-70CO-70C), effettuando una prima richiusura rapida dopo 400 ms (se il guasto è transitorio, al termine della prima richiusura tutti gli utenti saranno nuovamente alimentati). Dal momento in cui si è verificato il guasto, gli RGDAT invieranno automaticamente le informazioni registrate alla LCP, che conoscendo la topologia della rete, determinerà il punto in cui si è verificato il guasto e l'IMS telecontrollato più vicino. Al termine della prima richiusura rapida (dopo 400 ms), in caso di guasto permanente, dopo la seconda apertura dell'interruttore di CP, la LCP invierà, tramite rete GSM/GPRS, il comando di apertura dell'IMS telecontrollato più vicino al guasto in modo da isolare il guasto stesso. Al termine dei 30 s (seconda richiusura), l'interruttore di CP effettuerà una seconda richiusura che risulterà quindi positiva, in quanto il guasto è stato isolato a seguito dell'apertura dell'IMS telecontrollato; tutti i clienti a monte del guasto subiranno solo un'interruzione breve.

La LCP, sulla base della topologia di rete e delle informazioni degli RDGAT, individuerà anche una possibile controalimentazione e la segnalerà all'operatore nel centro di telecontrollo che potrà o meno effettuare la manovra in modo da consentire l'alimentazione di una parte di clienti a valle del guasto.

Sempre con riferimento all'impianto utente⁶, è possibile, indipendentemente dalla sua ubicazione sulla rete, realizzare la selettività con le protezioni di rete, oltre che più livelli di selettività all'interno dell'impianto utente stesso (Selettività caso 3 – CEI 0-16) attraverso un segnale di blocco che comanda l'apertura dell'interruttore più vicino al guasto in 50 ms (il coordinamento selettivo delle protezioni non richiede, infatti, l'introduzione di ritardi sulle protezioni all'interno dell'impianto utente, sul SPG o sui SPL/SPLI a meno del tempo di attesa di 50 ms relativo al segnale di blocco, uguale per tutte le protezioni).

2.3.2.2 *Telecontrollo delle Cabine secondarie e algoritmo di ricerca guasto*

Al fine di automatizzare le procedure di ricerca guasto, le informazioni degli RGDAT saranno inviate tramite rete GSM/GPRS alla LCP. La LCP sulla base delle informazioni ricevute e sulla base della topologia della rete sarà in grado di determinare il punto in cui si è verificato il guasto individuando l'IMS telecontrollato più vicino al guasto. La logica di ricerca guasto sarà effettuata nel seguente modo. In presenza di un guasto, il SPL aprirà il proprio interruttore e avvierà il ciclo di richiusura (O-0,4CO-30CO-70CO-70C), effettuando una prima richiusura rapida dopo 400 ms (se il guasto è transitorio, al termine della prima richiusura tutti gli utenti saranno nuovamente

⁶ In particolare ad utenti MT con particolari esigenze di continuità del servizio.

alimentati). Nello stesso istante (apertura del SPL), la LCP effettuerà una chiamata diretta di tutti gli RGDAT che invieranno automaticamente tutte le informazioni registrate alla LCP; la LCP, conoscendo la topologia della rete, determinerà il punto in cui si è verificato il guasto e l'IMS telecontrollato più vicino. Al termine della prima richiusura rapida (dopo 400 ms), in caso di guasto permanente, dopo la seconda apertura dell'interruttore di CP, la LCP invierà, tramite rete GSM/GPRS, il comando di apertura dell'IMS telecontrollato più vicino al guasto in modo da isolare il guasto stesso. Al termine dei 30 s (seconda richiusura), l'interruttore di CP effettuerà una seconda richiusura che risulterà quindi positiva, in quanto il guasto è stato isolato a seguito dell'apertura dell'IMS telecontrollato; tutti i clienti a monte del guasto subiranno solo un'interruzione breve. La LCP, sulla base della topologia di rete e delle informazioni degli RDGAT, individuerà anche una possibile controalimentazione e la segnalerà all'operatore nel centro di telecontrollo che potrà o meno effettuare la manovra in modo da consentire l'alimentazione di una parte di clienti a valle del guasto.

2.3.2.3 *Regolazione della tensione: logica centralizzata in presenza del sistema di comunicazione*

Il progetto prevede di sviluppare un algoritmo di regolazione centralizzata (in presenza del sistema di comunicazione e con rete in assetto standard) che funziona, basandosi su calcoli di optimal power flow, secondo la seguente gerarchia:

- prima la regolazione agisce sui generatori per cui si è avuto un problema di tensione (modulazione della potenza reattiva, e qualora necessario anche di quella attiva);
- se questi non permettono di rientrare nei limiti o nei valori desiderati, si interviene sul VSC del trasformatore di CP (determinando il valore ottimale di setpoint della tensione di ogni sbarra MT) e/o sui generatori vicini (modulazione della potenza reattiva e, qualora necessario, anche di quella attiva).

In questo modo sarà possibile ottenere il miglior profilo di tensione lungo tutta la linea MT attraverso l'utilizzo coordinato di tutte le risorse locali.

Nell'ottica di centralizzare la regolazione di tensione in modo da renderla più efficace e veloce, nella LCP sono implementati algoritmi che permettono di valutare la necessità di richiedere o meno una iniezione di reattivo da parte di tutti i gruppi di generazione connessi ad una linea/rete in modo da ottimizzare il profilo di tensione della linea/rete stessa.

Per implementare la logica di regolazione centralizzata, è necessario che la LCP, oltre a conoscere la topologia della rete, riceva una serie di misure e di set point dal campo e che sia in grado di elaborare una serie di load flow ripetuti, capaci di simulare, a seguito della variazione di alcuni parametri di rete (ad esempio le tensioni nei punti di connessione della GD), le possibili condizioni

di esercizio della rete (stima dello stato), in modo da individuare il valore della tensione nei restanti nodi per cui non è disponibile una misura diretta.

Le misure che la LCP deve acquisire dal campo sono di due tipi:

- informazioni da fornire in fase di impostazione della SSE;
- informazioni da fornire in tempo reale (15 min o 1 min).

A questo punto, la LCP deve effettuare calcoli di load flow capaci di simulare, in tempo reale, le diverse condizioni operative della rete (per questo motivo è necessario utilizzare, elaborando i dati storici, un profilo di prelievo per tutti gli utenti passivi della rete) e ottenere il valore del modulo della tensione nei restanti nodi per cui non esiste misura diretta. I risultati del load flow devono essere confrontati con le misure disponibili ed eventualmente rimodulati al fine di minimizzare l'errore nei nodi per cui il valore è noto, avvicinandosi così ad un profilo più reale della rete in esame (informazioni da utilizzare nell'algoritmo di controllo).

Sulla base di tali informazioni, la regolazione centralizzata di tensione (attivata solo in caso di comunicazione presente) funziona secondo la seguente gerarchia:

- ottimizzazione (attuata ciclicamente con una tempistica di 1 h);
- controllo/coordinamento (da attuare in caso di violazione improvvisa dei vincoli di tensione in uno o più nodi).

La parte relativa all'ottimizzazione ha come obiettivo l'individuazione dei parametri ottimi per il sistema (set point di Q ed eventualmente di P) necessari per mantenere un corretto profilo di tensione ottimizzando il funzionamento della rete.

La parte relativa al controllo/coordinamento è attuata solo nel caso in cui, tra un ciclo di ottimizzazione e il successivo, si verificano delle violazioni dei limiti di tensione lungo la rete.

2.3.2.4 *Limitazione/regolazione in emergenza della potenza attiva*

La funzione *regolazione della potenza attiva* è abilitata in particolari condizioni di rete, legate per esempio:

- a temporanee limitazioni al transito sulla rete/linea di distribuzione cui la UGD è sottesa;
- a necessità di regolare la tensione qualora la variazione della potenza reattiva non sia risultata sufficiente;
- a un comando erogato da Terna in particolari condizioni di criticità sulla RTN (partecipazione ai piani di difesa).

Tale funzione ha quindi l'obiettivo di modulare/limitare la potenza attiva iniettata da ciascun impianto. Pertanto nella LCP dovranno essere implementati opportuni algoritmi che consentano di individuare, sulla base dei risultati di alcuni calcoli di load flow e della verifica della possibilità per

ciascun generatore collegato di variare la propria condizione di funzionamento, le azioni di modulazione/limitazione della potenza attiva erogata da ciascuna UGD (nuovo set-point di P) in modo da soddisfare le esigenze delle linee e/o i comandi provenienti dal DSO o da Terna.

In questa situazione, la LCP elabora le informazioni dei generatori relative alla tensione, alla potenza attiva prodotta, alla potenza reattiva prodotta, alla potenza attiva immessa in rete, alla potenza reattiva immessa in rete, e le informazioni relative alla potenza totale assorbita dai carichi dell'intera rete (misura effettuata sulle sbarre MT di CP), effettua alcuni calcoli di load flow e definisce, rispetto all'attuale condizione di funzionamento, le modalità di intervento da attuare su ciascun generatore inviando al relativo RUA un messaggio di limitazione/modulazione della potenza attiva (nuovo set-point di P) che dovrà poi essere implementato sulla macchina stessa come meglio spiegato nel seguito.

Le modalità di limitazione della potenza attiva saranno definite in accordo con i limiti di capability della macchina stessa, memorizzati nella LCP, e sulla base della criticità registrata potranno variare dalla semplice modulazione fino (in caso fosse necessario) al distacco della generazione (o del carico presente all'interno dell'impianto UGD) in modo da massimizzare l'obiettivo di incremento/decremento di P in alcuni tratti di linea o verso Terna.

2.3.2.5 Monitoraggio delle iniezioni da GD nella prospettiva di un dispacciamento locale, e per fornire dati differenziati (GD; carico) al TSO

Il sistema proposto consente di monitorare in tempo reale alcuni parametri caratteristici della generazione diffusa (e del carico) connessa alla rete di Gavardo di A2A Reti Elettriche.

Con questo strumento il Distributore sarà in condizione di gestire efficacemente reti con elevata presenza di GD, anche nella prospettiva di un eventuale dispacciamento locale da effettuare a cura del Distributore stesso. Il sistema costituisce, inoltre, un efficace strumento di interfaccia con il TSO utile per garantire lo scambio di tutte le informazioni necessarie per il funzionamento in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale.

2.3.2.6 Dispacciamento locale – controllo in tempo reale delle risorse di rete

I sistemi da installare in CP e presso gli utenti attivi consentiranno alle UGD presenti in rete di determinare, con un giorno di anticipo, l'offerta ottimale di produzione, mediante l'integrazione di previsioni di mercato, metereologiche e dello stato delle risorse (ossia gli impianti tradizionali e FER nel portafoglio dell'utility e gli eventuali carichi). La previsione sarà poi comunicata al DSO/Terna che potrà utilizzarla nella fase di programmazione per configurare il funzionamento della rete e la riserva di potenza e nella fase di controllo ed esercizio in tempo reale per garantire

l'equilibrio tra domanda e offerta e il controllo di eventuali emergenze. Ciò significa che, a fronte di un opportuno rimborso⁷, sarà anche possibile agire in tempo reale sulle risorse disponibili in modo da diminuire/annullare eventuali sbilanciamenti tra l'offerta programmata e quella effettiva nell'ottica di sperimentare un dispacciamento locale a cura del DSO.

2.3.3 Caratteristiche dell'architettura di automazione presso i siti della sperimentazione

Nel seguito si riassumono le implementazioni necessarie a realizzare le finalità generali del Progetto.

Il sistema si sviluppa secondo due differenti livelli rispetto ai quali saranno introdotti i diversi componenti della sottostazione estesa: il *Livello 1* o Livello di Cabina Primaria e il *Livello 2* o Livello Utente Attivo.

L'architettura proposta per la sottostazione estesa è illustrata in Figura 2.

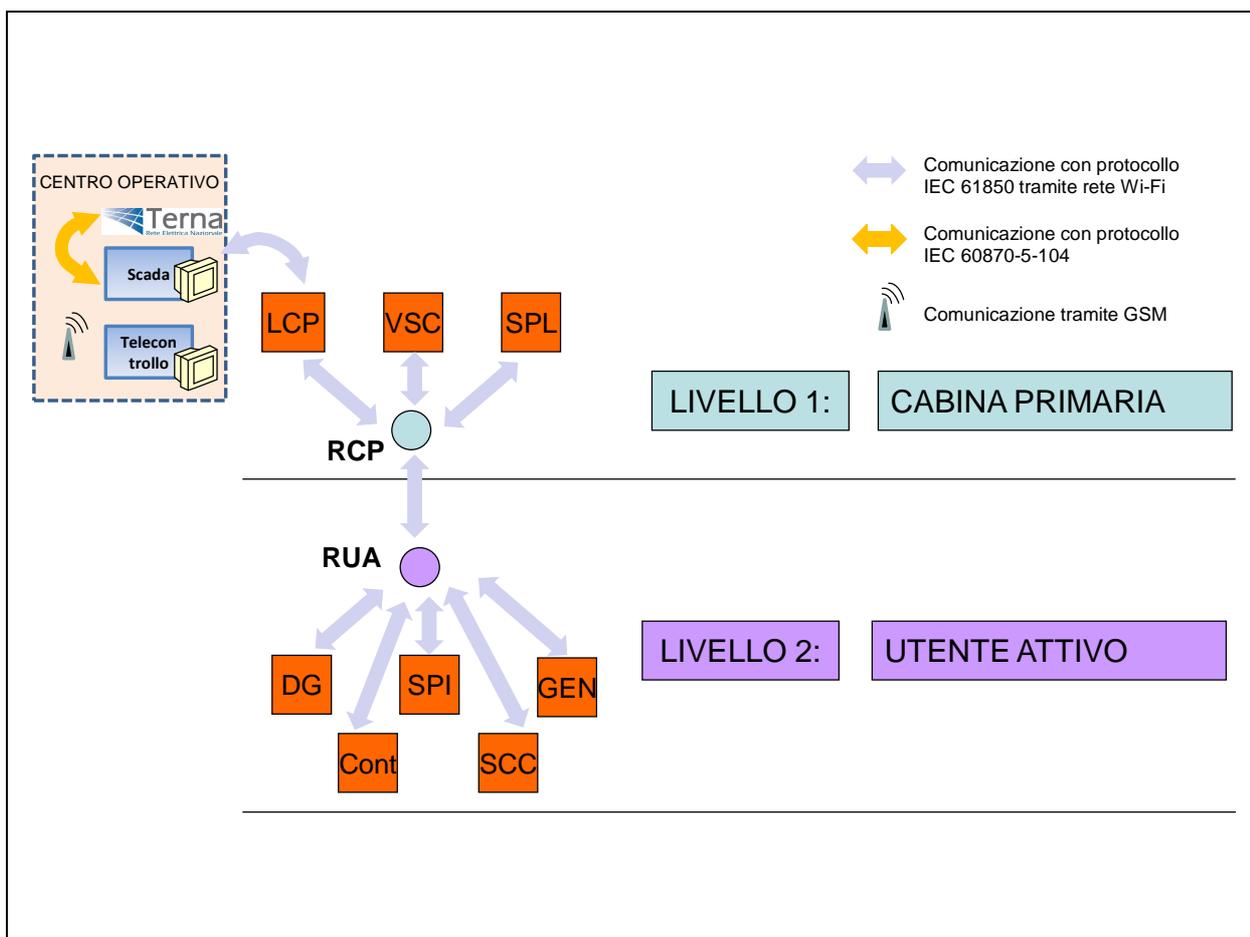


Figura 2. Architettura del sistema.

⁷ Ad oggi, infatti, la GD non ha l'obbligo di fornire servizi di rete.

Il sistema proposto è di tipo centralizzato, in CP saranno presenti componenti che realizzano le funzioni di controllo/gestione, protezione, regolazione e monitoraggio (SPL, LCP, VSC, SCADA), nonché per assolvere alle funzioni di comunicazione (RCP).

Presso ciascuno dei siti di GD (Utenti Attivi) oltre a un Router⁸ (RUA) sono presenti ulteriori componenti che consentono di realizzare le funzioni innovative proposte (DG, SPI, GEN, Cont, SCC).

In questo modo è possibile realizzare il concetto di sottostazione estesa, ovvero una estensione della visione del sistema di supervisione e protezione della cabina primaria alle utenze lungo linea e alle utenze attive remote.

2.3.3.1 *Centro di controllo*

Il centro di controllo A2A sarà integrato con le informazioni innovative provenienti dal campo e relative alle cabine lungo linea smart e agli utenti attivi, come anche meglio descritto nel paragrafo 2.3.4. non è prevista l'installazione di componenti innovativi; è tuttora in corso da parte di A2A Reti Elettriche una gara per la fornitura di un sistema DMS per la rete di Milano e Brescia.

2.3.3.2 *Cabina Primaria Gavardo*

Il Progetto consiste nell'installazione in CP (Livello 1 della SSE) dei seguenti componenti innovativi (Figura 3). Nel seguito del paragrafo si riportano i componenti specificatamente forniti dai costruttori a seguito della gara pubblica.

- Logica di Cabina Primaria (LCP) per il monitoraggio e la gestione dell'automazione della sottostazione estesa, per le elaborazioni necessarie ai fini del controllo della tensione tramite generazione diffusa e VSC, per le comunicazioni con la rete di trasmissione a monte della CP stessa⁹ e per la previsione delle unità di GD e la riduzione degli sbilanciamenti nell'ottica di implementare un dispacciamento locale. Il sistema è costituito da una workstation PC Copadata Zenon e si integra sia verso Terna (gateway 104 slave), sia verso il Centro di controllo di A2A.

⁸ Il router presente presso l'utente attivo oltre a garantire lo scambio di messaggi e informazioni verso la LCP (funzione di comunicazione) potrebbe dover anche gestire (qualora si opti per far coincidere il GEN con il RUA) il funzionamento di tutti i dispositivi all'interno dell'impianto in logica locale (funzione di controllo) svolgendo, in assenza di comunicazione, le elaborazioni necessarie ai fini del controllo della generazione diffusa (regolazione della potenza attiva/reattiva). In questo caso, il RUA sarà un componente più evoluto che contiene sia le caratteristiche proprie del router sia quelle proprie del GEN.

⁹ La LCP dovrà svolgere, per le linee smart, anche le stesse funzioni della RTU attualmente installata, dovrà quindi prevedere l'Archivio degli Eventi e una elevata disponibilità di acquisizione / elaborazione / restituzione di segnali e protocolli verso lo SCADA centrale, oltre alla possibilità, tramite upgrade, di implementare un HMI con le funzionalità tipiche SCADA.

- Sistema di protezione di linea (SPL): posizionati sui montanti delle linee MT, realizzano la funzione di protezione per ogni singola linea della sottostazione estesa; permettono l'integrazione tra la protezione di linea (protezione 50/50N, 51/51N e 67N Watt e Var, richiusura 79 e logica di riconoscimento guasto intermittente ed evolutivo), le protezioni lungo linea in cabina e i sistemi di protezione per la GD (protezione di max/min tensione e max/min frequenza). Le protezioni fornite sono le Alstom C264P/L con display grafico per visualizzare il sinottico della rete e leggere lo stato degli organi di manovra.
- Router di Cabina Primaria (RCP): funge da interfaccia per la gestione di tutti i messaggi e le informazioni da e verso la logica di cabina primaria e da e verso il router dell'utente attivo e il router di cabina lungo linea. Il modello scelto è il Ruggedcom Router RX1500 che include le porte RJ45 necessarie per interfacciare gli IED di CP.
- Regolatore variatore sottocarico (VSC) del trasformatore AT/MT della cabina primaria: capace di ricevere messaggi in protocollo 61850 per la regolazione centralizzata della tensione. Il dispositivo scelto è il TAPCON 230 EXPERT che include anche le misure di corrente e tensione.

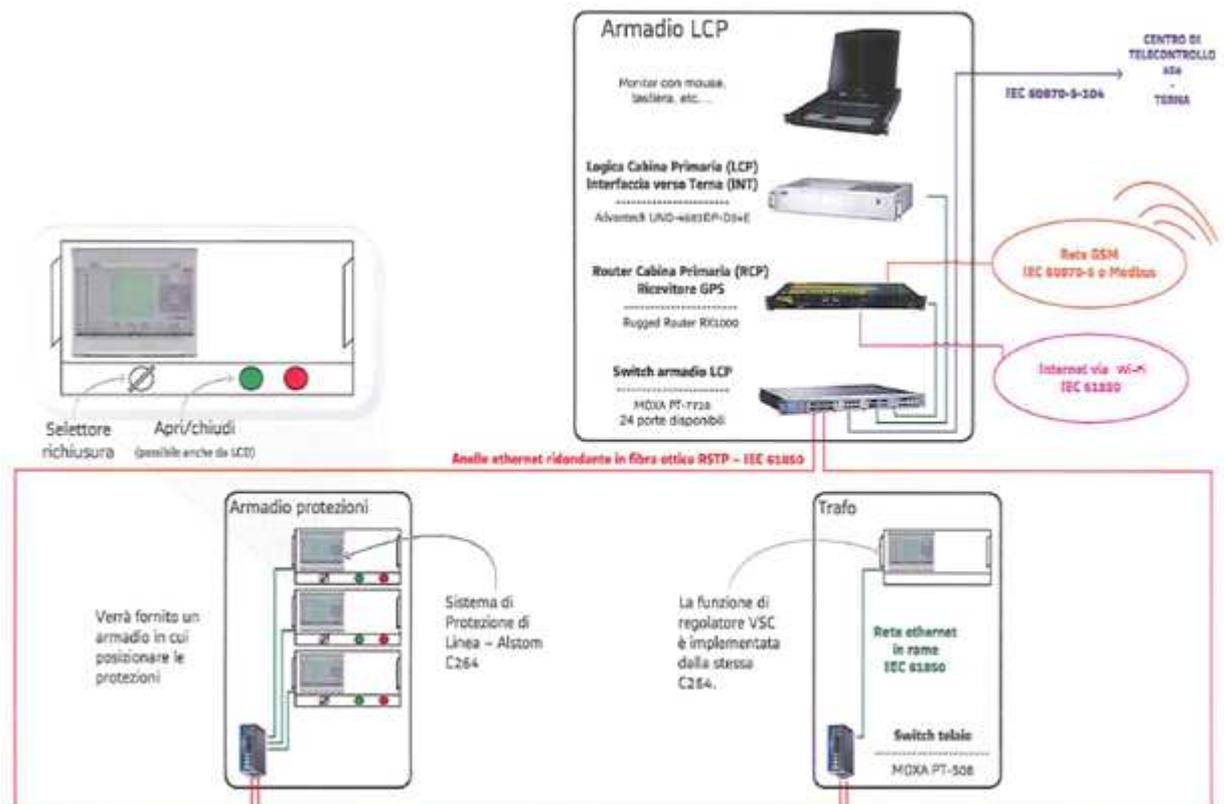


Figura 3. Architettura di cabina primaria, secondo la soluzione implementata da Alstom Grid SpA.

- Sistema di protezione generale (SPG) abilitato alla comunicazione in IEC 61850. Il modello scelto è la protezione Thytronic NA60.
- Sistema di controllo dei carichi (SCC) e Generatore (GEN): si occupa della gestione del generatore e del carico utente secondo i comandi ricevuti dal RUA per la regolazione di potenza attiva e reattiva. Il modello scelto è un apparato Selta STCE-KD 61850 da unire ad un PLC per generatore e carico.
- Contatore (Cont): monitora, in tempo reale, i transiti di potenza nel punto di interfaccia fra l'utente attivo e la rete MT e la potenza prodotta dal generatore. Le misure del progetto saranno realizzate tramite un analizzatore di rete.

2.3.3.4 *Sincronizzazione degli apparati*

La sincronizzazione degli apparati è realizzata via NTP da un apposito dispositivo collocato presso il centro di supervisione; tramite la rete IP saranno sincronizzati via NTP gli apparati BCU e le protezioni in rete.

2.3.4 *Sistema di acquisizione dati (SCADA)*

La LCP rappresenta la parte centrale del progetto Gavardo consentendo, oltre ad una corretta gestione della rete, anche la completa integrazione della GD.

La piattaforma dei calcoli di rete riceve la descrizione topologica e lo stato attuale della rete dal sistema di telecontrollo, esegue gli algoritmi di stima dello stato, calcolo dei flussi di potenza e di regolazione di tensione della rete MT, e rimanda i risultati dei calcoli (valori stimati e calcolati e set point da inviare in campo) verso il sistema di telecontrollo stesso. L'intero processo è realizzato on line e considera lo stato della rete gestita.

La Piattaforma può ospitare diversi algoritmi

- stima dello stato;
- controllo dei flussi di energia;
- regolazione di tensione.

2.3.4.1 *Stima dello stato*

La procedura di stima dello stato è sviluppata con diversi gradi di complessità e ha l'obiettivo di costruire l'insieme minimo di dati necessario all'esecuzione dei calcoli di rete (power flow). La stima dello stato considera le principali misure di CP (tensioni delle sbarre AT e MT, correnti del feeder MT, transiti sui trasformatori AT/MT), i dati presso le CLL e presso gli utenti attivi (acquisizione dello stato degli organi di interruzione e sezionamento della rete e valori di tensione e

corrente presso le CLL, valore di tensione e altre grandezze elettriche quali potenza attiva e reattiva presso gli utenti finali). La procedura, sulla base delle misure disponibili, corregge le curve storicizzate di carico e generazione in maniera tale da ottenere la condizione di funzionamento più prossima a quella reale. Dal momento che le misurazioni di campo in tempo reale sulla rete MT sono limitate (solo alle CLLS), per completare la conoscenza dello stato della rete è stato sviluppato un algoritmo di stima dello stato che, sulla base delle misure disponibili e sulla base delle previsioni di carico e generazione, è in grado di valutare lo stato della rete e di fornire i valori delle variabili di stato in ogni nodo (tensione) con un determinato grado di incertezza.

2.3.4.2 *Controllo dei flussi di energia*

I flussi di energia sulle linee e sui trasformatori devono essere mantenuti entro certi limiti ritenuti ammissibili per il corretto funzionamento.

Tali flussi devono quindi essere periodicamente calcolati e monitorati in modo da intraprendere tempestive azioni di controllo qualora si riducesse il margine rispetto ai limiti operativi o i medesimi risultassero violati.

Tramite questo applicativo è possibile determinare, a partire dalle misure note o stimate, i transiti di corrente, i flussi di potenza attiva e reattiva, le perdite di rete e i valori di tensione in ogni nodo. Questi risultati sono utili non solo per garantire il corretto e sicuro esercizio della rete, ma anche per effettuare analisi a consuntivo in modo da determinare la configurazione di funzionamento più efficiente.

2.3.4.3 *Regolazione di tensione*

Il controllo della tensione ha lo scopo di mantenere i profili di tensione dei nodi della rete MT entro i valori ammissibili al variare delle condizioni di esercizio della rete (carico e generazione). L'obiettivo di questo applicativo consiste nel mantenere la tensione di tutti i nodi della rete all'interno dei limiti stabiliti dalle relative norme tecniche (EN 50160), considerando la reale condizione operativa della rete e la sua topologia, e sfruttando la capacità di regolazione dei generatori che possono partecipare alla regolazione stessa.

Il sistema proposto agisce sul regolatore di tensione presente sui trasformatori AT/MT di CP e sulle risorse distribuite (GD) in tempo reale, in accordo con le caratteristiche tecniche delle risorse e dello stato di funzionamento attuale e previsionale della rete stessa. L'azione svolta sarà diversa a seconda dei profili di tensione critici riscontrati in rete o determinati tramite i calcoli di power flow: nel caso le violazioni di tensione caratterizzino solo alcuni nodi di una dorsale, il regolatore provvederà ad attivare le risorse di regolazione più vicine e non interverrà sull'OLTC dei

trasformatori AT/MT (regolazione locale che agisce su singoli impianti di GD). Nel caso il degrado dei profili di tensione interessi più nodi della rete, il regolatore di tensione agirà anche sull'OLTC e su più generatori (regolazione coordinata dei vari impianti di produzione, o regolazione centralizzata basata su una procedura di ottimizzazione per il dispacciamento della potenza reattiva).

2.3.5 *Caratteristiche del sistema di misura e monitoraggio impiegato per la refertazione*

Il sistema è realizzato mediante una serie di punti di misura installati presso i diversi siti della sperimentazione.

Nel dettaglio, la Cabina Primaria è equipaggiata con:

- TV in corrispondenza delle sbarre AT di CP;
- TA sul lato AT di ciascun trasformatore AT/MT di CP;
- TA sul lato MT di ciascun trasformatore AT/MT di CP;
- TV su ciascuna semisbarra MT;
- TA installati in partenza di ciascuna linea MT.

Presso le CLLS sono presenti i seguenti punti di misura:

- Sensori di corrente e tensione innovativi o non convenzionali.

Presso ciascun UA sono presenti i seguenti ulteriori punti di misura:

- TV nel punto di scambio dell'utente con la rete;
- TA nel punto di scambio dell'utente con la rete;
- misure acquisite dal sistema di controllo di generatore e/o dall'inverter;
- contatori di produzione e contatori allo scambio.

2.3.6 *Interfacciamento e gestione del punto di scambio TSO-DSO*

L'interfaccia verso Terna è realizzata in IEC 60870-5-104 mediante un sistema presente all'interno della LCP.

L'attività di configurazione della stessa per lo scambio degli opportuni segnali (dati di potenza prodotta dagli UA, segnale di distacco in conformità all'Allegato A72, ecc.) è tuttora in corso. In tal senso si osserva come l'interfacciamento e la gestione del punto di scambio TSO-DSO sia uno degli elementi più soggetti a margini di incertezza, almeno fino al 2013, e le cui esigenze sono più mutate nel corso della sperimentazione, per effetto di alcune disposizioni normative e regolatorie, come

l'Allegato A70 (approvato dalla Del. AEEGSI 84/12/R/eel) o, appunto, l'Allegato A72 al Codice di Rete.

A regime, l'interfaccia consentirà di ottemperare pienamente ai disposti dell'Allegato A70 e A72 del Codice di Rete.

2.4 Il sistema di comunicazione per il controllo di rete

2.4.1 Architettura generale del sistema di comunicazione

La soluzione proposta consiste nell'attivazione presso la sede della CP di Gavardo e presso ogni utente attivo di un collegamento primario basato su tecnologia hyperlink.

2.4.1.1 Cabina Primaria (Gavardo)

Per l'erogazione del servizio di telecomunicazione, per la cabina primaria di Gavardo, si stà provvedendo:

- alla attivazione di un link radio, che costituirà il collegamento primario verso le cabine degli utenti attivi. Il ponte radio avrà capacità di 4Mbps simmetrico (download=upload);
- alla attivazione di un link radio che costituirà il collegamento principale tra CP e Centro di telecontrollo;
- all'installazione presso la cabina di un apparato industriale di routing CISCO CGR2010 dotato di idonea interfaccia per la gestione dei link rame (per gestione ponte radio).

Sarà sviluppato un sistema di monitoraggio sulla qualità dell'infrastruttura di comunicazione e renderà disponibili statistiche, misure, grafici.

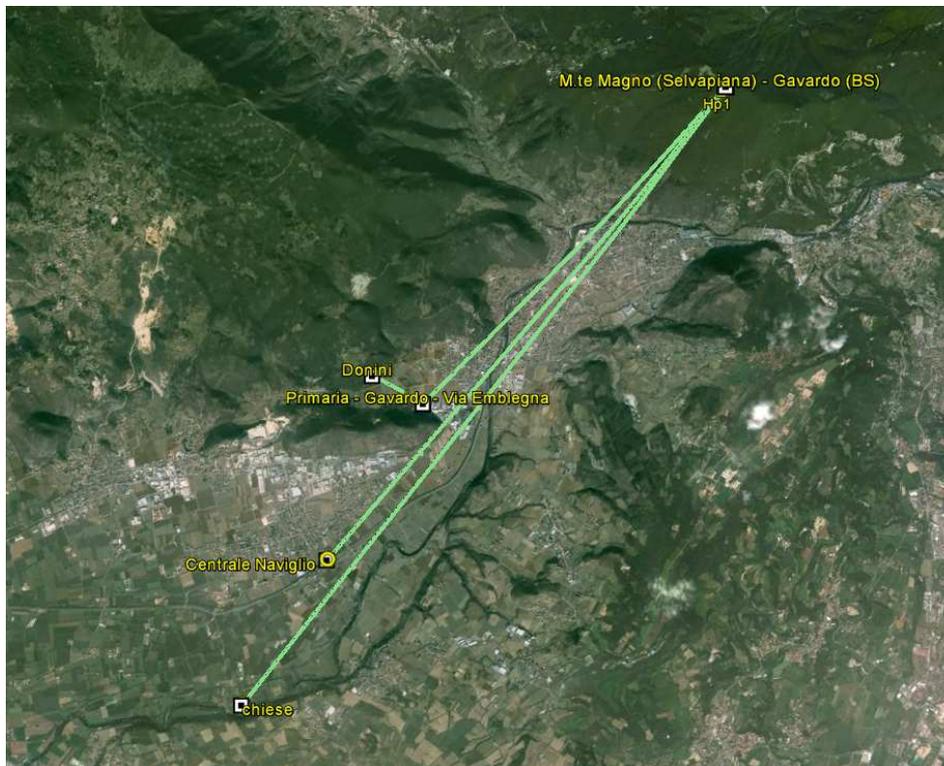
2.4.1.2 Cabine secondarie e utenti attivi

Per l'erogazione del servizio di telecomunicazione, per ognuna delle cabine indicate, si stà provvedendo:

- alla attivazione di un link radio, che costituirà il collegamento primario verso le cabine degli utenti attivi. Il ponte radio avrà capacità di 4Mbps simmetrico (download=upload);
- all'installazione presso le cabine di un apparato industriale Cisco CGR-1120, per la realizzazione dell'infrastruttura "Layer2", con gestione dei pacchetti goose.

2.4.1.3 *Punto radio di rilancio*

Per consentire la connessione radio della Cabina Primaria di Gavardo con Centrale Naviglio e Chiese, si attizzerà un punto intermedio di rilancio del segnale, presso Monte Magno – Selvapiana, provvedendo a noleggio dei tralicci e ad installazione degli apparati radio necessari.



2.4.2 *Protocolli di comunicazione utilizzati, profilazione e interoperabilità*

Lo scambio bidirezionale di dati e messaggi tra i RUA e il RCP avverrà per mezzo di un Sistema di TeleComunicazione (STC). Sarà implementata una infrastruttura di comunicazione Wi-Fi che connette la CP con gli UA. La comunicazione tra CP e Centro di controllo è già realizzata con protocollo IEC 60870-5-104 e non verrà modificata.

La soluzione proposta prevede l'utilizzo del protocollo IEC 61850 per la comunicazione tra tutti i dispositivi appena elencati ad esclusione della comunicazione verso Terna. Tale scelta è giustificata dal fatto che l'impiego del protocollo IEC 61850 permette di garantire il raggiungimento dell'interoperabilità tra i diversi dispositivi del sistema. Infatti, qualora i dispositivi presenti non fossero interoperabili, non sarebbe possibile implementare tutte le funzioni innovative proposte, le quali sono appunto basate sulla condivisione delle informazioni tra i diversi dispositivi.

Anche la rete di comunicazione dovrà quindi essere conforme alle specifiche previste dallo standard IEC 61850; pertanto sarà necessario realizzare una VPN in modo da consentire lo scambio di messaggi MMS e GOOSE tra la CP e la GD.

La soluzione proposta prevede la realizzazione di due diverse tipologie di rete con gruppi di indirizzi IP differenti. In particolare, sarà realizzata una rete di comunicazione locale, per ciascun utente attivo, che garantisca lo scambio di messaggi fra il RUA e gli altri dispositivi presenti nell'impianto utente (SPG, SPI, GEN, CGU, CDP e SCC), e una rete di comunicazione del distributore che permetta lo scambio di messaggi fra il RCP/RCLL¹⁰ e i RUA dei diversi utenti attivi.

In questo modo, il RUA di ciascun utente attivo diventa l'interfaccia tra le due diverse reti di comunicazione¹¹; esso infatti riceve i messaggi dalla rete a monte e li smista nella relativa rete a valle. Ciascun RUA dovrà quindi essere dotato di due schede di rete, una che gli permetta di comunicare con la rete a monte, e una che gli consenta di comunicare con la rete a valle.

¹⁰ Ognuno con un suo indirizzo IP.

¹¹ È importante sottolineare che il punto di interfaccia è diverso a seconda del sistema considerato: l'interfaccia fra il sistema di comunicazione del distributore e quello dell'utente è il Router dell'Utente Attivo (RUA) mentre l'interfaccia fra i relativi sistemi di potenza è costituita dal Dispositivo Generale (DG).

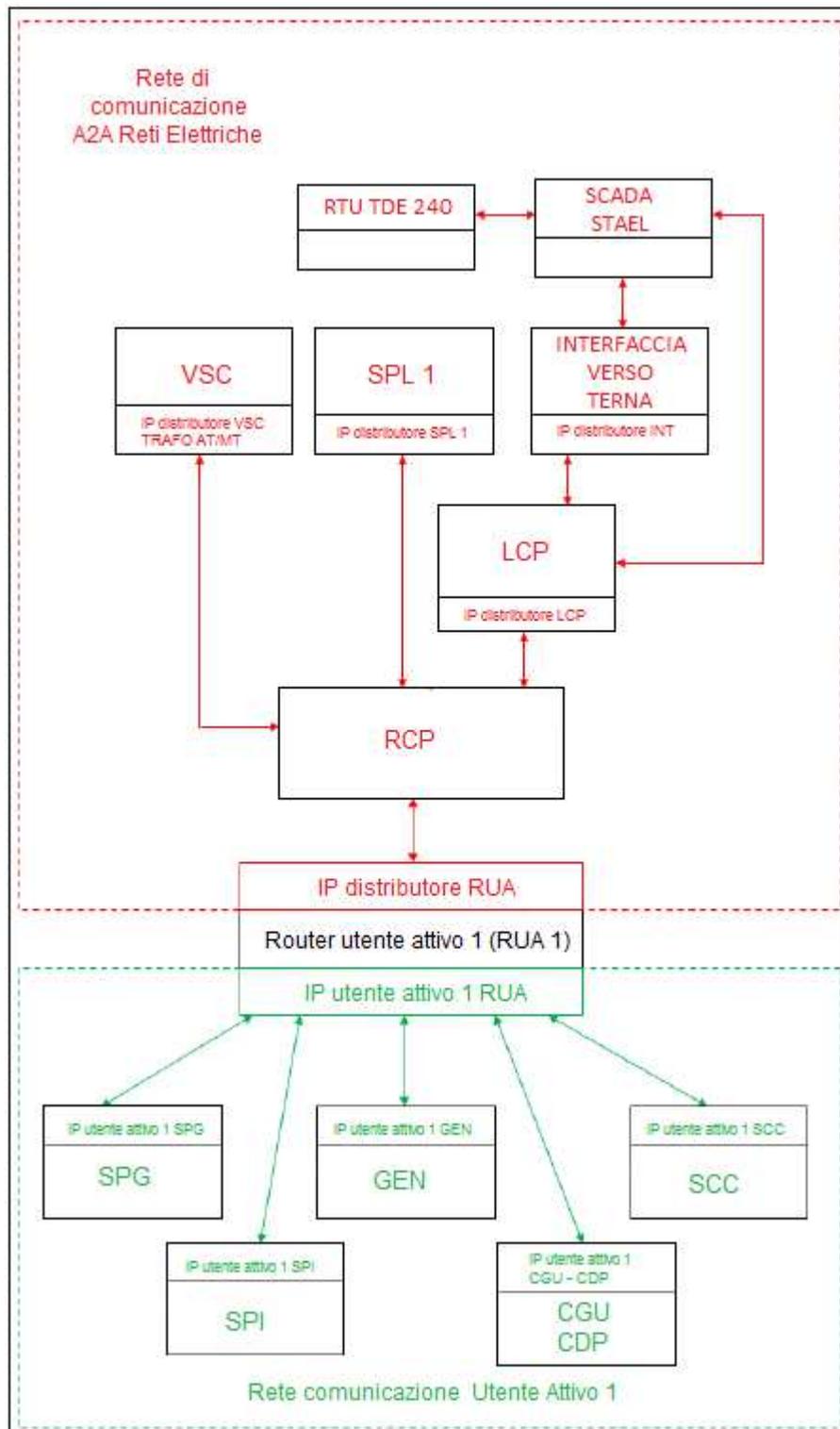


Figura 5. Reti di comunicazione e indirizzi IP.

La rete di comunicazione a monte sarà quindi di proprietà e di responsabilità del distributore il quale dovrà occuparsi della relativa gestione e manutenzione, nonché sostenerne i costi. La rete di comunicazione a valle sarà invece di proprietà e di responsabilità dell'utente.

Il RUA di ogni utente identifica i dispositivi interni all'impianto grazie ad un sistema di "indirizzi IP utente attivo" (Figura 5), che sono utilizzati per la comunicazione a livello locale e non sono visibili all'esterno dell'impianto. A sua volta il RUA risulta invece identificato, rispetto alla rete di comunicazione a monte, grazie ad un sistema di "indirizzi IP distributore" (Figura 5) che sono noti al RCP.

Le due reti risultano, quindi, completamente indipendenti, sia dal punto di vista della gestione sia dal punto di vista della programmazione. La rete locale dell'utente viene infatti configurata dall'utente attivo che assegna gli indirizzi IP ai vari dispositivi dell'impianto. La rete di comunicazione a monte è invece completamente gestita dal distributore che assegna un indirizzo IP di tipo statico ad ogni RUA. L'utilizzo di IP statici è necessario in quanto, al fine di rendere sicuro ed inattaccabile il canale di comunicazione tra il RCP e i RUA installati presso gli utenti attivi, sarà realizzata una VPN (Virtual Private Network), che permette di implementare percorsi informativi sicuri. Mentre la sicurezza della rete di comunicazione a monte è gestita completamente dal distributore, tramite la realizzazione di una VPN, per la rete dell'utente non è necessario prevedere degli strumenti di sicurezza dedicati. Infatti l'unico punto dal quale si può accedere alla rete dell'utente è il RUA; tale dispositivo garantisce la sicurezza della rete dell'utente in quanto la rende completamente indipendente da quella del distributore¹².

A valle delle indagini condotte sul territorio, si decide di impiegare le infrastrutture di comunicazione con collegamenti dedicati Wi-Fi per raggiungere le UGD sul territorio. La soluzione adottata nel Progetto, costituita dal sistema Wi-Fi dedicato, promette dunque di ottenere una copertura efficace ed economica del territorio e una elevata sicurezza e affidabilità nella comunicazione grazie ai meccanismi di protezione adottabili e alla ridondanza del canale di comunicazione stesso.

L'installazione del sistema Wi-Fi ha anche lo scopo, nella fase di sperimentazione dell'infrastruttura proposta, di realizzare un confronto, in termini di prestazioni ed affidabilità, tra le tecnologie Wi-Fi e DSL.

2.4.3 Modello di business adottato (proprietà/gestione infrastruttura e dati)

Per l'acquisto/gestione delle infrastrutture dati si sono adottati i seguenti modelli di business.

- Rete Wi-Fi: servizio in corso di contrattualizzazione con un operatore di telecomunicazioni; l'hardware necessario (es. modem/router) è di proprietà A2A, installato da Selene.

¹² La realizzazione di due tipologie di rete separate comporta il fatto che, in occasione della richiesta di un qualsiasi tipo di messaggio report da parte della LCP ad un dispositivo dell'impianto utente, il router dovrà fungere sia da server (per la rete del distributore) che da client (per la rete utente).

2.4.4 *Affidabilità e sicurezza in relazione ai servizi abilitati*

La scelta del protocollo di comunicazione riveste un'importanza fondamentale ai fini dell'interconnessione dei diversi componenti della Smart Grid, essendo questi nella titolarità di molteplici soggetti con competenze e finalità assai diverse tra loro. Per favorire la massima replicabilità delle soluzioni sperimentali sviluppate, nel progetto Gavardo si è scelto di comunicare tra le apparecchiature del Distributore e quelle di terzi con protocollo IEC 61850, protocollo già contemplato dalla normativa nazionale (CEI 0-16) e che sta trovando ampia diffusione in applicazioni elettriche a livello europeo. Anche in questo caso, lo sviluppo della normativa risulta propedeutico alla diffusione massiccia delle Smart Grid: senza la profilazione protocollare condivisa e comune, ci si attende un incremento dei costi connessi alle possibili complicazioni tecniche e ritardi nelle applicazioni. Nel frattempo, A2A Reti Elettriche ha predisposto in questo progetto un profilo protocollare dei segnali da scambiare con gli utenti attivi e collabora alle attività del CEI per la definizione dello standard anche sulla base delle eventuali risultanze del progetto stesso.

Con riferimento al sistema di comunicazione Wi-Fi, le indagini sperimentali effettuate (es., prove di comunicazione tese ad accertare la visibilità fra le antenne) hanno, da un lato, evidenziato l'efficacia di tale vettore di comunicazione anche su distanze elevate (2-3 km), dall'altro, hanno mostrato come il requisito di visibilità diretta tra le antenne di fatto limiti in modo sostanziale l'applicabilità di questa tecnologia ai fini pratici.

Come già introdotto, rispetto alle attese iniziali, in futuro l'utilizzo delle reti di comunicazione pubbliche per applicazioni Smart Grid basate su protocollo IEC 61850 potrebbe essere limitato dagli extra costi connessi alla realizzazione di VPN di Livello 2 tra i siti del Distributore e degli UA: i costi applicati dagli operatori (connessione e canone annuo) risultano, infatti, di gran lunga maggiori rispetto ai costi normalmente applicati per l'uso di reti di telecomunicazione già ben diffuse e sviluppate, come la tecnologia GSM.

3. VERIFICHE E MISURE IN CAMPO

Date le difficoltà relative all'installazione e alla messa in esercizio dei diversi componenti di rete, come illustrato al paragrafo 1.4, non è stato possibile effettuare verifiche e misure in campo.

3.1 Definizione del protocollo di comunicazione

I test tra le apparecchiature di CP e le apparecchiature degli utenti attivi hanno portato alla definizione di un protocollo comune di scambio dati in 61850 capace di garantire l'interoperabilità tra le diverse apparecchiature. Il protocollo definito è riportato nell'Allegato 3.

Nel seguito, si riportano gli esiti di alcuni test di comunicazione effettuati sulle apparecchiature.

1. **Condizioni iniziali.** È stato predisposto un sistema di test composto dai dispositivi riportati in tabella.

Dispositivo	Indirizzo IP
LCP – PC portatile con Copadata Zenon	10.22.91.1
SPL – Alstom C264	10.22.91.11
SPG – Thytronic NA60	10.22.91.105
SPI – Thytronic NV10P	10.22.91.106
GEN/SCC – Selta STCE-KD	10.22.91.101
RUA – Selta SNN	10.22.91.103
<i>PC configurazione Alstom</i>	<i>10.22.91.100</i>
<i>PC configurazione Selta</i>	<i>10.22.91.99</i>

2. **Controllo comunicazione.** Si è testata la comunicazione sulla rete dei dispositivi tramite ping:

- a) SPG:

```
C:\Users\216712>ping 10.22.91.105
Esecuzione di Ping 10.22.91.105 con 32 byte di dati:
Risposta da 10.22.91.105: byte=32 durata=3ms TTL=255
Risposta da 10.22.91.105: byte=32 durata=1ms TTL=255
Risposta da 10.22.91.105: byte=32 durata=5ms TTL=255
Risposta da 10.22.91.105: byte=32 durata=2ms TTL=255

Statistiche Ping per 10.22.91.105:
    Pacchetti: Trasmessi = 4, Ricevuti = 4,
    Persi = 0 (0% persi),
    Tempo approssimativo percorsi andata/ritorno in millisecondi:
    Minimo = 1ms, Massimo = 5ms, Medio = 2ms
```

- b) SPI:

```

C:\Users\216712>ping 10.22.91.106

Esecuzione di Ping 10.22.91.106 con 32 byte di dati:
Risposta da 10.22.91.106: byte=32 durata=9ms TTL=255
Risposta da 10.22.91.106: byte=32 durata=2ms TTL=255
Risposta da 10.22.91.106: byte=32 durata=4ms TTL=255
Risposta da 10.22.91.106: byte=32 durata=2ms TTL=255

Statistiche Ping per 10.22.91.106:
    Pacchetti: Trasmessi = 4, Ricevuti = 4,
    Persi = 0 (0% persi),
Tempo approssimativo percorsi andata/ritorno in millisecondi:
    Minimo = 2ms, Massimo = 9ms, Medio = 4ms

```

c) STCE-K/D

```

C:\Users\216712>ping 10.22.91.101

Esecuzione di Ping 10.22.91.101 con 32 byte di dati:
Risposta da 10.22.91.101: byte=32 durata<1ms TTL=64

Statistiche Ping per 10.22.91.101:
    Pacchetti: Trasmessi = 4, Ricevuti = 4,
    Persi = 0 (0% persi),
Tempo approssimativo percorsi andata/ritorno in millisecondi:
    Minimo = 0ms, Massimo = 0ms, Medio = 0ms

```

d) LCP

```

C:\Users\216712>ping 10.22.91.1

Esecuzione di Ping 10.22.91.1 con 32 byte di dati:
Risposta da 10.22.91.1: byte=32 durata=1ms TTL=128
Risposta da 10.22.91.1: byte=32 durata<1ms TTL=128
Risposta da 10.22.91.1: byte=32 durata<1ms TTL=128
Risposta da 10.22.91.1: byte=32 durata<1ms TTL=128

Statistiche Ping per 10.22.91.1:
    Pacchetti: Trasmessi = 4, Ricevuti = 4,
    Persi = 0 (0% persi),
Tempo approssimativo percorsi andata/ritorno in millisecondi:
    Minimo = 0ms, Massimo = 1ms, Medio = 0ms

```

e) RUA

```

C:\Users\216712>ping 10.22.91.103

Esecuzione di Ping 10.22.91.103 con 32 byte di dati:
Risposta da 10.22.91.103: byte=32 durata=1ms TTL=64
Risposta da 10.22.91.103: byte=32 durata<1ms TTL=64
Risposta da 10.22.91.103: byte=32 durata<1ms TTL=64
Risposta da 10.22.91.103: byte=32 durata<1ms TTL=64

Statistiche Ping per 10.22.91.103:
    Pacchetti: Trasmessi = 4, Ricevuti = 4,
    Persi = 0 (0% persi),
Tempo approssimativo percorsi andata/ritorno in millisecondi:
    Minimo = 0ms, Massimo = 1ms, Medio = 0ms

```

3. **Test invio messaggi GOOSE.** In seguito a diverse prove, si è collaudato con esito positivo lo scambio di GOOSE in entrambe le direzioni tra il SPL Alstom e il SPG Thytronic. Le condizioni alle quali la comunicazione funziona correttamente sono le seguenti:

a) configurazione SPL:

Attributes of : cbGooseST	
General	
short name	cbGooseST
spare	No
Goose Application ID	
Automatic AppID (GoID)	Yes
Numerical AppID (ETYPE_APPID)	3000
SCL definitions	
Goose configuration revision	1
MAC Address	01-0C-CD-00-00-01
VLAN-ID	5
VLAN-PRIORITY	4
IEC61850	
Path to the Goose	SYSTEM/LLNO
Goose's dataset name	

b) configurazione SPG:

Attributes of : INIB [DS_INIB]	
General	
short name	INIB
spare	No
Goose Application ID	
Automatic AppID (GoID)	No
AppID (GoID)	App1
Numerical AppID (ETYPE_APPID)	3000
SCL definitions	
Goose configuration revision	1
MAC Address	01-0C-CD-00-00-01
VLAN-ID	005
VLAN-PRIORITY	4
IEC61850	
Path to the Goose	CTRL/LLNO
Goose's dataset name	DS_INIB

c) il SPG deve essere configurato in modo tale da non inserire il campo “timestamp” nei messaggi GOOSE.

4. **Test invio report.** E' stata testata positivamente la comunicazione via report tra LCP e SPG, SPI e GEN/SCC. Per ogni dispositivo è stato provato, dove possibile, un segnale per tipo:

- una segnalazione singola,
- una segnalazione doppia,
- una misura,
- un comando singolo,
- un comando doppio,
- un setpoint.

4. ANALISI CRITICA RELATIVA AI COSTI DEL PROGETTO

Scopo di questa sezione è di fornire un quadro dei costi del Progetto e una valutazione circa la sostenibilità dei medesimi in caso di estensione su larga scala dell'architettura sperimentale.

4.1 Peculiarità del Progetto e problematiche di economicità della soluzione adottata

Il progetto Smart Grid Gavardo presenta una serie di specificità, dovute sia alle particolari condizioni, sia alle soluzioni tecnologiche adottate, studiate allo scopo di accrescere la valenza della sperimentazione.

Una particolarità del Progetto che ha avuto impatto sui costi è relativa alla disomogeneità degli impianti di generazione coinvolti nella sperimentazione: impianti fotovoltaici MT, e impianti di cogenerazione sia ad uso industriale, sia ad uso civile. Tale disuniformità ha contribuito ad ampliare il range di soluzioni da investigare, consentendo di sfruttare possibili sinergie tra le differenti tipologie di GD. Ad esempio, una criticità in tal senso è rappresentata dal fatto che l'impianto fotovoltaico è equipaggiato con inverter di un diverso Fornitore, e ha richiesto quindi una configurazione impiantistica e sviluppi ad hoc.

Un ulteriore aspetto che ha impattato sull'economicità della soluzione adottata, peculiare del progetto Smart Grid Gavardo, riguarda il sistema di comunicazione impiegato, basato su rete Wi-Fi. nell'attività sperimentale si sono incontrate criticità al reperimento sul mercato soluzioni idonee ai requisiti tecnici richiesti. In particolare, la necessità di realizzare, anche su infrastruttura di comunicazione pubblica (es., rete mobile), una Virtual Private Network (VPN) di Livello 2 (richiesta per l'invio di segnali di GOOSE in protocollo IEC 61850) ha introdotto complicazioni realizzative e costi non previsti in fase di istanza all'Autorità. In questo ambito, diverse difficoltà si evidenziano anche nell'ottenimento, da parte dei fornitori dei servizi di comunicazione, di garanzie minime sulle prestazioni offerte (ad es., tempi di latenza, banda di comunicazione, ecc.).

Infine, la richiesta di protocollo completamente interoperabile e condiviso dai diversi fornitori ha aumentato i tempi e i costi del progetto. Ad ordini assegnati, sempre a causa del forte carattere innovativo delle funzioni richieste, le ditte appaltatrici hanno, infatti, riscontrato notevoli difficoltà nello sviluppare ed implementare le funzioni innovative previste dalle specifiche tecniche di progetto (anche da parte di aziende che hanno lavorato su altri progetti della stessa piattaforma), ritardando di fatto le fasi di collaudo, installazione e messa in servizio.

Per quanto concerne le altre soluzioni tecnologiche adottate, non si rilevano invece particolari criticità legate ai costi, specie, come si è già avuto modo di citare, in caso di realizzazione di impianti nuovi e/o rifacimento completo dal punto di vista dell'automazione di impianti esistenti.

4.2 Investimenti ammessi all'incentivazione

La gara n. 006/2013 “fornitura in opera di apparecchiature per la realizzazione reti di distribuzione MT attiva (Smart Grids)” si è conclusa a giugno del 2014 con l’assegnazione dei 4 lotti. Per la parte relativa alla CP di Gavardo, la Tabella 8 riporta i valori finali.

La gara ha portato ad una diminuzione dei costi (inclusendo i soli CAPEX relativi al sistema di comunicazione) pari a circa il 60% rispetto al budget previsto in fase iniziale; ciò significa che i lunghi tempi di attesa per il corretto svolgimento della gara sono stati compensati da una sensibile diminuzione dei costi anche nel caso di forniture che includono apparecchiature sperimentali.

Per garantire la completa e corretta interoperabilità dei sistemi, sia all’interno del progetto sperimentale, sia rispetto ad un eventuale deployment esteso, si è deciso di effettuare due diverse gare d’appalto:

- una relativa alla parte di cabina primaria e cabine lungo linea;
- una relativa alla parte utenti attivi.

In tale modo, e ponendo l’ulteriore vincolo della diversità dell’operatore aggiudicatario di ciascun appalto, si è voluta garantire la reale separazione tra i sistemi, sperimentando una effettiva interoperabilità a un livello molto più esteso di quanto attualmente praticato in altre sperimentazioni in corso (sia in Italia, sia in Europa) che prevedono l’installazione di soluzioni integrate (costituite da un insieme di apparecchiature) fornite da un unico costruttore che sono per definizione tra loro compatibili.

In futuro, qualsiasi utente attivo potrà collegarsi alla SSE del distributore progettando e gestendo in completa autonomia il proprio impianto e le proprie apparecchiature.

RIEPILOGO COSTI - GAVARDO	FORNITORE	Valore finale totale dell'appalto [€]	Valore previsto in fase di presentazione della proposta [€]
Fornitura in opera e messa in servizio di apparecchiature presso la CP	Alstom Grid S.p.A..	162.500,00	
Fornitura in opera e messa in servizio di apparecchiature presso gli UA	Selta S.p.A.	133.700,00	
	Thytronic S.p.A.		
Sistema di comunicazione (CAPEX)*	Selene S.p.A.	22.000,00	
Sistema di comunicazione (OPEX per un anno)*	Selene S.p.A.	8.016,00	
Totale Progetto (CAPEX) [k€]		318.200	755.825
Totale Progetto (CAPEX+OPEX) [k€]		326.216	
* I costi qui rappresentati fanno riferimento ai soli CAPEX. Sono da aggiungere i canoni mensili del servizio di connettività (OPEX) pari a 84,00 €/mese/punto + IVA per gli UA con ponte radio (3 punti) e 416,00 €/mese/punto + IVA per la CP Gavardo (1 punto) con ponte radio per un totale di 8.016,00 €/anno + IVA			

Tabella 8. Sintesi consistenza e costi.

Si precisa, inoltre, che né il Progetto né il sito sono interessati da contributi percepiti da A2A Reti Elettriche ad alcun titolo.

4.3 Costi di gestione del nuovo sistema (opex) legati alle nuove applicazioni/servizi, con evidenza separata relativa al sistema di telecomunicazione.

In uno scenario di regime, l'architettura Smart Grid presenterebbe costi di gestione essenzialmente legati a:

- costo di gestione di una piattaforma per il dispacciamento delle unità di GD che partecipano al mercato offrendo servizi di dispacciamento (quantificabile, indicativamente, in 15 k€/anno);
- costo di gestione della piattaforma per lo scambio dati con gli UA relativi alle previsioni al giorno prima e alle misure in tempo reale (quantificabile, indicativamente, in 15 k€/anno);
- canone per servizi di telecomunicazione su vettori condivisi, quali la rete Wi-Fi, comprensivi di manutenzione apparati (quantificabile, indicativamente, in 8 k€/anno per tutti i punti connessi nel progetto – UA);

- costi di manutenzione nuovi apparati oggetto di installazione presso gli Utenti Attivi (difficilmente quantificabili a priori, ma comunque di entità contenuta, anche in considerazione del fatto che a regime la manutenzione delle apparecchiature presso i siti degli UA sarà a carico degli Utenti medesimi e non, come in ambito sperimentale, di A2A).

4.4 Possibili azioni per migliorare la sostenibilità

4.4.1 Economie di scala

La società A2A Reti Elettriche è particolarmente attiva in ambito di sperimentazioni e progetti pilota. Le soluzioni sperimentate sulla CP di Gavardo potranno essere estese all'intera rete A2A; in particolare, alle reti di Brescia che presentano un numero elevato di impianti di generazione, soprattutto da fonte idroelettrica, che hanno un elevato impatto sulla rete.

Per favorire la massima replicabilità delle soluzioni sperimentali sviluppate, nel progetto Gavardo si è scelto di comunicare tra le apparecchiature del Distributore e quelle di terzi con protocollo IEC 61850, protocollo già contemplato dalla normativa nazionale (CEI 0-16) e che sta trovando ampia diffusione in applicazioni elettriche a livello europeo. Anche in questo caso, lo sviluppo della normativa risulta propedeutico alla diffusione massiccia delle Smart Grid: senza la profilazione protocollare condivisa e comune, ci si attende un incremento dei costi connessi alle possibili complicazioni tecniche e ritardi nelle applicazioni. Nel frattempo, A2A Reti Elettriche ha predisposto in questo progetto un profilo protocollare dei segnali da scambiare con gli utenti attivi e collabora alle attività del CEI per la definizione dello standard anche sulla base delle eventuali risultanze del progetto stesso.

Inoltre, con riferimento al sistema di comunicazione Wi-Fi, le indagini sperimentali effettuate (es., prove di comunicazione tese ad accertare la visibilità fra le antenne) hanno, da un lato, evidenziato l'efficacia di tale vettore di comunicazione anche su distanze elevate (2-3 km), dall'altro, hanno mostrato come il requisito di visibilità diretta tra le antenne sia fondamentale per l'applicabilità di questa tecnologia ai fini pratici.

4.4.2 Considerazioni sul livello di smartizzazione raggiunto/raggiungibile

Nella prospettiva di una implementazione a regime dell'architettura Smart Grid, si possono svolgere le seguenti considerazioni in merito al livello di prestazioni in relazione ai costi delle soluzioni tecnologiche adottate.

1. I maggiori costi della soluzione sperimentale rispetto allo scenario attuale sono legati alla realizzazione e gestione della rete di comunicazione (WAN: Wide Area Network) e allo sviluppo di un protocollo condiviso IEC 61850.

2. In prospettiva, la “smartizzazione” di una CP, ad esempio mediante l’installazione di apparati operanti in protocollo IEC 61850 consentirebbe, senza particolari maggiori oneri rispetto alla condizione attuale, di conseguire benefici significativi in termini di:
 - minore complessità realizzativa e maggiore flessibilità dell’architettura della stazione AT/MT (minor numero di cablaggi per Digital I/O o comunicazioni dedicate, e connessioni standardizzate, grazie al fatto che le informazioni viaggiano su LAN Ethernet);
 - funzionalità di controllo e monitoraggio avanzate da remoto da parte dell’operatore;
 - possibilità di adottare strategie avanzate di protezione, selettività, interblocco, ecc. tra gli apparati di CP mediante lo scambio di messaggi GOOSE IEC 61850.
3. L’integrazione degli Utenti Attivi all’interno della Smart Grid risulterebbe possibile, a costi ragionevoli, per le applicazioni che prevedono l’impiego di un sistema di comunicazione condiviso con caratteristiche commerciali (senza vincoli specifici sui tempi di latenza dei messaggi e senza tunneling di livello 2), quali la rete 2G/3G comunemente utilizzata per il monitoraggio/controllo da remoto delle sottostazioni e delle unità periferiche. In questo scenario, risulterebbero possibili tutte le applicazioni che prevedono il monitoraggio e controllo in tempo reale degli apparati in campo, senza requisiti stringenti (es. <500 ms) sulla latenza del vettore di comunicazione. Sarebbe dunque possibile:
 - il monitoraggio degli impianti di generazione (produzione attiva e reattiva, tensione nel punto di scambio, diagnostica, ecc.);
 - il controllo degli impianti di generazione, ad esempio ai fini della realizzazione di strategie di dispacciamento e/o limitazione in emergenza della produzione.

Queste funzioni rappresentano il primo livello di smartness della rete e richiedono, oltre a nuovi investimenti per il distributore e l’utente, anche un aggiornamento dell’attuale disciplina di mercato in modo da consentire anche alla GD di fornire servizi locali o di sistema per migliorare la gestione e l’affidabilità della rete di distribuzione e della rete di trasmissione. Tale nuova regolazione, oltre a consentire la partecipazione di macchine più piccole al MSD, dovrebbe anche modificare alcuni degli aspetti dell’attuale regolazione per i clienti finali, come ad esempio, quelli relativi alla regolazione del fattore di potenza. Dovrebbe infatti essere definita una disciplina specifica per gli utenti misti (ad oggi assimilati ad un utente passivo) e dovrebbe essere prevista la possibilità di variare il proprio fattore di potenza in tempo reale sulla base di un opportuno comando del distributore, invece di prevedere il solo mantenimento di un cosfi medio mensile.

4. La possibilità di sviluppare un sistema di previsione del carico e della generazione consente di:
- fornire informazioni sul valore della potenza prodotta dalla generazione distribuita, aggregata per ciascun TR AT/MT e suddivisa per tipologia d'impianto di produzione;
 - fornire agli operatori del Centro Operativo (CO) e della Control Room le stesse informazioni sia in formato aggregato (MAT, DTR, Zona, CP, TR, linea,..) che disaggregato per singolo impianto;
 - fornire agli operatori del CO una previsione della potenza attiva generata secondo algoritmi di forecast basati sui dati di targa degli impianti, sulle previsioni meteo e sui dati storici di produzione;
 - permettere l'adozione di nuove modalità di esercizio e conduzione delle reti "attive" che consentano il dispacciamento della produzione distribuita, modulando la potenza attiva e reattiva scambiata a livello di CP con RTN e modulando o distaccando i produttori.
5. L'implementazione di strategie di protezione avanzate, quali selettività logica e telescato, basate sul coordinamento remoto delle protezioni attraverso lo scambio di messaggi GOOSE, necessita la predisposizione di un mezzo di comunicazione veloce, su cui realizzare una VPN di Livello 2. Ciò richiede la predisposizione di vettori di comunicazione dedicati (es. fibra ottica, Wi-Fi) o, in alternativa, la stipula di contratti ad hoc con operatori di comunicazione mobile (ADSL,LTE), entrambe soluzioni con costi generalmente di difficile sostenibilità da parte del Distributore. Una eccezione in questo senso è, almeno parzialmente, rappresentata dalla posa di fibra ottica contestualmente al rifacimento di linee elettriche aeree/interrate: i costi di investimento in questi casi potrebbero essere giustificabili, specie in presenza di situazioni di criticità a livello di rete di distribuzione (ad es., presenza di generatori rotanti di potenza elevata, con contestuale rischio di isola indesiderata/richiusure in controfase). Tale livello di smartness è quello più evoluto per la rete di distribuzione che però non è spinto dall'integrazione della GD ma dal conseguimento di un miglioramento nella qualità del servizio offerto alle utenze finali. I maggiori investimenti derivanti da queste funzionalità sono quindi da correlarsi direttamente anche alla regolazione della qualità del servizio.

4.4.3 *Tempistica e gradualità di implementazione delle soluzioni*

In prospettiva, si auspica che l'implementazione dell'architettura Smart Grid venga attuata, in termini di gradualità e tempistiche, in accordo alla scansione delineata al precedente par. 4.4.2.

Nel dettaglio, un primo step potrebbe prevedere la realizzazione dell'architettura protocollare presso la CP, in modo da beneficiare dei vantaggi forniti dallo scambio di informazioni tra gli apparati di protezione, controllo e monitoraggio via LAN in protocollo IEC 61850.

In seguito, con livello di smartness e costi crescenti, potrebbero essere raggiunti i siti remoti (UA) mediante un vettore di comunicazione condiviso con prestazioni standard (ad es., 3G): si abiliterebbe così il monitoraggio in tempo reale degli apparati/organi di manovra in campo e l'invio alle unità di GD di comandi di modulazione/regolazione della potenza attiva/reattiva (con ritardi accettabili anche nell'ordine di qualche secondo), abilitando gli impianti stessi a partecipare al MSD.

Infine, in presenza di esigenze particolari in relazione alla continuità del servizio della rete di distribuzione e/o alla selettività tra protezioni del DSO e UA, o anche in uno scenario di rete evoluto, gli apparati in campo potrebbero essere raggiunti mediante un sistema di comunicazione più prestante (ad es., con tempi di latenza <100 ms) che supporti l'invio di messaggi GOOSE mediante tunneling di Livello 2 (ad es., Wi-Fi, fibra ottica, o rete 3G/LTE in presenza di accordi specifici con l'operatore di telecomunicazioni).

5. VALUTAZIONI CONCLUSIVE

Scopo di questa sezione è quello di fornire le valutazioni conclusive della impresa A2A Reti Elettriche sui risultati del Progetto rispetto alle iniziali prospettive.

5.1 Livello di raggiungimento degli obiettivi del Progetto

Ad oggi l'architettura del Progetto è stata sviluppata solo in laboratorio, non sono ancora cominciate le installazioni in campo. A regime, l'architettura sarà pienamente ultimata in accordo a quanto dichiarato in fase di istanza incentivante; non si intravedono dunque scostamenti significativi in relazione agli obiettivi della sperimentazione rispetto a quanto preventivato inizialmente.

La valutazione del livello di raggiungimento delle prestazioni dell'architettura di controllo/automazione rispetto alle aspettative iniziale, in questa fase, è possibile per una parte circoscritta delle funzionalità previste per l'architettura Smart Grid, quelle che sono già soggette a test. In particolare, con riferimento allo scambio dati su protocollo IEC 61850, si è testata in laboratorio la compatibilità dei diversi dispositivi definendo una lista di segnali comuni supportata dalle apparecchiature in campo, gli obiettivi prospettati in fase di istanza incentivante sono stati parimenti conseguiti.

5.2 Valutazione qualitativa dei benefici (attesi vs effettivi)

I test effettuati in laboratorio hanno mostrato l'effettivo raggiungimento di alcuni degli obiettivi del progetto, mostrando il conseguimento di alcuni dei benefici attesi, come di seguito specificato.

Le funzioni da implementare nel Progetto permettono di sviluppare innovative modalità di gestione della rete con un forte impatto sia sul distributore stesso che sugli utenti attivi e passivi direttamente coinvolti.

Un primo significativo sviluppo legato al Progetto è il superamento degli attuali vincoli di hosting capacity conseguendo:

- un aumento della generazione installabile sulle reti di distribuzione soprattutto da FER;
- la possibilità di ridurre / differire gli investimenti nel potenziamento della rete, grazie alla migliore sincronizzazione dei prelievi e delle immissioni di energia su un'estensione spaziale predeterminata, ad alleviare il carico sulla rete elettrica.

Il nuovo sistema di protezione di linea conduce al superamento dei limiti delle attuali protezioni di interfaccia, rendendo possibile la rimozione (o meglio, il rilassamento) delle soglie di sopra e sotto frequenza del relè, conseguendo:

- maggiore affidabilità a livello locale (lo scatto del SPI in caso di perdita di rete avviene in maniera sicura, con minori rischi di islanding, di scatti intempestivi o di chiusure in controfase);
- migliore gestione e controllo della rete MT sottesa alla CP.

La possibilità di far comunicare CP e GD conduce, inoltre, ad una migliore utilizzazione degli impianti esistenti, mediante un opportuno coordinamento delle risorse diffuse, che permette la regolazione della GD stessa.

Ad oggi, infatti, nonostante le recenti evoluzioni normative, lo scenario diffuso è che la GD non fornisce servizi di rete e ha priorità di dispacciamento (Del. 111/06 e Codice di Rete) immettendo nel sistema tutta la potenza attiva disponibile. Inoltre, la produzione della GD avviene generalmente a fattore di potenza unitario, causando in alcune situazioni (particolarmente critiche in presenza di inversione di flusso) l'infrazione dei limiti di tensione superiori, in corrispondenza di quei nodi, a potenziale maggiore delle sbarre MT, dove è installata GD. Le nuove modalità di gestione sviluppate nel Progetto permetteranno di superare queste forti limitazioni, migliorando la qualità della tensione, prevedendo:

- la fornitura di potenza reattiva (partecipazione delle UGD alla regolazione di tensione);
- la regolazione della potenza attiva erogata dai generatori medesimi (aumento/riduzione temporanea in caso di particolari condizioni del sistema, migliore possibilità di partecipazione al mercato elettrico).

5.3 Standardizzazione delle soluzioni sperimentate

La reperibilità degli apparati innovativi richiesti nella sperimentazione è un aspetto che più ha impattato sullo svolgimento delle attività rispetto al diagramma temporale inizialmente previsto. Ciò ha riguardato sia le apparecchiature relative ai siti del Distributore (ad es., per il controllo e protezione della rete), che afferenti agli UA (ad es., inverter innovativi).

In alcuni casi, infatti, i Costruttori di simili apparecchiature hanno mostrato una scarsa propensione a personalizzare i loro prodotti rispetto a quanto già disponibile a scaffale. Talvolta, i prodotti presentati allo scopo dall'Impresa consistevano in parziali modifiche di apparecchiature già disponibili nei cataloghi dei Costruttori stessi. Questo approccio si spiega facilmente con la natura multinazionale e in alcuni casi globale dei Fornitori, che tendono ad evitare personalizzazioni ad hoc dei prodotti per applicazioni specifiche, ancorché di tipo sperimentale.

Si ritiene dunque che la standardizzazione delle soluzioni costruttive sia essenziale, specie lato impianto UA, al fine di consentire la futura replicabilità della soluzione sperimentale, a costi

accessibili. Ciò richiede in prospettiva una evoluzione della normativa, nel verso di normare anche gli apparati oggi richiesti per la realizzazione dell'architettura Smart Grid.

In questo contesto, A2A Reti Elettriche ha sviluppato una propria profilazione protocollare capace di garantire la reale interoperabilità tra le apparecchiature di diversi costruttori e capace di adattare in futuro ulteriori nuovi utenti attivi alla propria rete di Gavardo. La partecipazione di A2A al CT 316 e alla TF4 relativa alla predisposizione dell'Allegato T sullo scambio informativo in 61850 garantisce la completa standardizzazione e il totale aggiornamento rispetto alla normativa vigente.

5.4 Diffusione su più ampia scala e replicabilità: sinergie e criticità

Nella prospettiva di una diffusione su più scala delle soluzioni tecniche sviluppate nel Progetto, si possono svolgere le considerazioni di cui nel seguito.

5.4.1 Evoluzione del quadro tecnico-normativo

Nel breve termine, come anticipato, sarà necessario definire gli aspetti ad oggi ancora non previsti dal quadro normativo nazionale.

Per quanto concerne gli apparati degli Utenti Attivi, il coinvolgimento degli Utenti nell'infrastruttura Smart Grid richiederà di definire opportuni standard di scambio dei dati (in protocollo aperto, ad es. IEC 61850) e completare, dove necessario, la normazione delle funzionalità a livello di apparati dell'Utente. In questo ambito, opportune prescrizioni tecniche saranno richieste in particolare per il Sistema di Protezione di Interfaccia, i misuratori (Contatore Generale, Contatore di Produzione), gli inverter fotovoltaici (eventualmente interfacciati con concentratori) e il Controllore Centrale di Impianto.

L'architettura Smart Grid Gavardo contempla i recenti aggiornamenti alla disciplina del dispacciamento e alle norme tecniche di connessione in merito al distacco della GD in condizioni di emergenza (Allegati A70 e A72 al Codice di rete e CEI 0-16). In particolare, il Progetto ne soddisfa i requisiti prevedendo, oltre alla soluzione sperimentale, il backup con comunicazione su vettore GPRS con protocollo IEC 60870-5-104. Stessa architettura è prevista anche per la selettività logica, consentendo di realizzare un telecontrollo completamente automatizzata tramite il primo vettore, oppure un'automazione manuale, utilizzando il secondo (nel caso di assenza del primo, o di volontà dell'operatore nel centro di controllo).

Per le funzioni di limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa in rete dalla Generazione Diffusa si evidenzia la necessità di definire, in sede di regolazione nazionale, eventuali

modalità di partecipazione della GD al MSD, in modo da poter offrire la relativa flessibilità a seguito di un guasto locale o di sistema sulla base di una partecipazione volontaria al mercato. Ciò è in accordo con la revisione della disciplina del dispacciamento; il DCO 557/2013 evidenzia la possibilità di ridurre la soglia di abilitazione a offrire servizi su MSD, prevedendo “per esempio nella fase iniziale l’abilitazione di impianti di taglia compresa fra 1 e 10 MVA su base volontaria, sarebbero le manifestazioni di interesse dei piccoli impianti a evidenziare il potenziale incremento di competitività e a offrire a Terna un primo riscontro su cui valutare se e quali investimenti siano effettivamente necessari per l’integrazione di tali impianti nei suoi sistemi”.

Alcune scelte realizzative potranno comportare, in prospettiva, una differente ripartizione dei costi dell’architettura Smart Grid tra Distributore e Utente e potenziali vantaggi/svantaggi di natura gestionale. Dalle indagini preliminari svolte ad oggi, la soluzione con apparati di rete (router) installati a livello di Cabina Secondaria del Distributore, quando possibile, sembra essere la più efficiente (si evita di replicare costi/apparati). In uno scenario di implementazione estensiva, tuttavia, questa soluzione potrebbe determinare possibili sovrapposizioni di competenze/costi tra il Distributore e l’Utente (ad es., costi di comunicazione). In questo contesto, potrebbero svilupparsi due diverse soluzioni; il sistema di comunicazione verso il cliente finale può essere realizzato dal cliente stesso o aggregatore (qualora partecipi direttamente al MSD) o dal distributore.

La prima possibilità è che sia il distributore a sviluppare l’infrastruttura di comunicazione arrivando ai confini dell’impianto utente. In questo caso, la rete di comunicazione, pagata tramite la tariffa elettrica con lo scopo esplicito di incentivare lo sviluppo delle smart grid e del nuovo MSD, deve essere aperta e accessibile a tutti gli operatori. In questa situazione, il distributore potrebbe installare il solo sistema di comunicazione, o anche il sistema di controllo; in entrambi i casi tutte le infrastrutture installate devono poter essere utilizzate anche dal cliente/aggregatore.

La seconda soluzione (simile a quanto fatto ad oggi sulla RTN) è quella in cui è l’utente o l’aggregatore a sviluppare l’infrastruttura sulla spinta del mercato; nella prospettiva di ottenere guadagni nell’offrire servizi di dispacciamento, l’utente/aggregatore sviluppa la propria rete in modo da rendere possibile l’offerta di servizi. Ciò significa che l’utente che decide di partecipare a MSD, sviluppa i relativi sistemi di comunicazione e controllo, eventualmente anche per il tramite dell’aggregatore, mentre il DSO installa i sistemi di comunicazione e controllo in CP o in CS (i sistemi di controllo utente – distributore dovranno interfacciarsi tra loro attraverso la predisposizione di apparecchiature standard, ad esempio seguendo i requisiti dell’Allegato O e dell’Allegato T alla CEI 0-16).

5.4.2 Coinvolgimento degli Utenti Attivi

Il progetto Smart Grid ha evidenziato, oltre all'assoluta centralità dell'Utente Attivo nella sperimentazione, anche potenziali criticità in relazione al reale coinvolgimento: infatti, nonostante l'impegno del Distributore a farsi carico della totalità dei costi della sperimentazione, l'Utente, in mancanza di benefici diretti e/o per il timore di possibili problematiche/oneri a suo carico (ad es., aumento della complessità di gestione dell'impianto), può essere portato a rifiutare l'adesione alla sperimentazione. Si sono comunque riscontrate delle criticità nell'intervenire sugli impianti degli utenti quali, ad esempio, la poca collaborazione di alcuni, o la mancanza di schemi d'impianto aggiornati da parte di altri.

5.4.3 Sistema di comunicazione

Con riferimento al sistema di comunicazione Wi-Fi, le indagini sperimentali effettuate (es., prove di comunicazione tese ad accertare la visibilità fra le antenne) hanno, da un lato, evidenziato l'efficacia di tale vettore di comunicazione anche su distanze elevate (2-3 km), dall'altro, hanno mostrato come il requisito di visibilità diretta tra le antenne sia fondamentale per l'applicabilità di questa tecnologia ai fini pratici.

Come già introdotto, rispetto alle attese iniziali, in futuro l'utilizzo delle reti di comunicazione pubbliche per applicazioni Smart Grid basate su protocollo IEC 61850 potrebbe essere limitato dagli extra costi connessi alla realizzazione di VPN di Livello 2 tra i siti del Distributore e degli UA: i costi applicati dagli operatori (connessione e canone annuo) risultano, infatti, di gran lunga maggiori rispetto ai costi normalmente applicati per l'uso di reti di telecomunicazione già ben diffuse e sviluppate, come la tecnologia GSM.

5.5 Valutazione critica dei vettori/protocolli impiegati rispetto alle funzionalità da conseguire

Nella seguente tabella è riportata una valutazione critica circa l'adeguatezza dei vettori/protocolli impiegati rispetto alle diverse funzionalità Smart Grid previste nel Progetto. Tutte le funzionalità sono implementate in protocollo IEC 61850.

Funzionalità	Requisiti in fase progettuale	Adeguatezza verificata in campo
Teledistacco GD	Latenza: < 200÷300 ms Affidabilità: molto elevata	Wi-Fi: vettore adeguato
Regolazione tensione mediante modulazione delle immissioni reattive della GD	Latenza < 1÷2 s Affidabilità: elevata	Wi-Fi: vettore adeguato
Limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa dalla GD	Latenza < 1÷2 s Affidabilità: media	Wi-Fi: vettore adeguato
Monitoraggio delle iniezioni attive/reattive della GD	Latenza < 1÷2 s Affidabilità: medio/bassa	Wi-Fi: vettore adeguato

Tabella 9. Valutazione dell'adeguatezza dei vettori di comunicazione impiegati nella sperimentazione.

5.6 Impatto della sperimentazione sulle attività del Distributore

L'architettura sperimentale a regime avrà una serie di impatti sulle attività del Distributore.

- La necessità di prevedere nuove competenze/professionalità all'interno dell'organigramma A2A, specie in ambito ICT, per la gestione e manutenzione degli apparati di comunicazione, ma anche per la configurazione e integrazione nell'architettura protocollare degli apparati di controllo/monitoraggio intelligenti (IED: Intelligent Electronic Device).
- La necessità di mantenere un costante allineamento tra l'assetto reale della rete elettrica e le logiche implementate sugli apparati di gestione della stessa (manovre su organi di campo non monitorati, ad esempio per far fronte ad esigenze temporanee di esercizio, quali guasti, possono causare disallineamenti tali da rendere inefficaci, se non potenzialmente dannose, le azioni di regolazione attuate dall'architettura Smart Grid);
- Le pratiche di esercizio svolte dal Distributore saranno facilitate dalla disponibilità di misure in tempo reale e dall'opportunità di limitare/distaccare temporaneamente impianti di generazione a favore della continuità di esercizio degli utenti della complessiva rete;
- In sede di connessione dell'impianto di generazione alla rete, sarà necessario prescrivere all'Utente (ad es., Regolamento di Esercizio) l'adozione di un Sistema di Protezione di Interfaccia idoneo alla ricezione di segnali GOOSE in protocollo IEC 61850 inviati dalle Protezioni di Linea (conforme alla norma CEI 0-16 ed.III), e un Controllore Centrale di Impianto in grado di recepire messaggi di regolazione della potenza attiva/reattiva (come delineato dagli Allegati O e T della norma CEI 0-16). Requisiti simili si applicano anche ai misuratori (Contatore Generale e Contatore di Produzione), che dovranno essere idonei a scambiare segnali in protocollo IEC 61850 con gli apparati del Distributore e con caratteristiche tali da consentirne l'utilizzo anche per funzioni di controllo/regolazione, oltre

che di monitoraggio (acquisizione non solo di misure energetiche. Inoltre, se la rete di comunicazione presso l'impianto di utenza sarà realizzata per mezzo di un router di proprietà dell'Utente, le caratteristiche del router da installare dovranno essere quelle definite da A2A, in questa fase transitoria, o da opportune evoluzioni delle Regole Tecniche di Connessione (quali quelle già in corso nella Norma CEI 0-16).

5.7 Accordi in essere con gli Utenti Attivi

Ad oggi sono in essere accordi preliminari con gli Utenti Attivi, mentre è attualmente in fase di sottoscrizione fra le Parti un Regolamento di Esercizio (vedi Allegato 1).

La definizione del RdE è stata piuttosto complessa; questi utenti, infatti, sono stati connessi alla rete prima del 2012 e, quindi, non sono soggetti al rispetto dei requisiti previsti dalla CEI 0-16 Terza Edizione. Ciò significa che gli utenti non sono obbligati a fornire i servizi di rete definiti nel paragrafo 8.8.6 della CEI 0-16 e, nel loro normale esercizio, possono immettere con continuità, nel rispetto dei vincoli di rete, tutta la potenza attiva prodotta. Per evitare di creare situazioni diverse rispetto a quelle precedentemente vigenti (che avrebbero portato l'utente attivo a non sottoscrivere il RdE), tutte le funzioni innovative di modulazione della potenza attiva e reattiva sono state inserite in un nuovo paragrafo "ART. 6 – SERVIZI DI RETE PROGETTO SMART GRID" specificando che tali azioni saranno monitorate e registrate e saranno poi opportunamente rimborsate, qualora rappresentino un danno (una mancata produzione) per il cliente stesso. In tutte le altre condizioni di esercizio, cioè quando il DSO non invia alcun segnale, continuano a valere le regole già esistenti.

A questo scopo, si segnala l'opportunità di una necessaria revisione della regolazione del fattore di potenza. Ad oggi, infatti gli utenti passivi o attivi con carico proprio sono soggetti al mantenimento di un cos ϕ medio mensile non inferiore a 0,9 (calcolato sulle sole fasce F1 e F2 che dal 2016 diventerà 0,95). Questo vincolo non si adatta bene con la possibilità di regolare la tensione tramite variazione della potenza reattiva della macchina; tali azioni potrebbero infatti, se prolungate nel tempo, portare a non rispettare il vincolo mensile. In questo senso, per favorire un reale contributo delle macchine alla regolazione della tensione, la norma deve evolversi in modo da considerare un vincolo non più mensile ma orario, e diverso in caso di impianto misto.

Una bozza del regolamento di esercizio è allegata alla relazione; il RdE è ancora in fase di bozza in quanto è necessario verificare con attenzione le modalità contrattuali da stabilire tra ARL e utente attivo in merito alla proprietà e all'esercizio delle apparecchiature. La soluzione di più semplice applicazione prevede un comodato d'uso per tutta la durata del progetto e una completa cessione a fine del progetto qualora l'utente attivo decida di mantenere funzionanti le apparecchiature installate; tale modalità è in corso di verifica.

5.8 Conclusioni in merito alla sperimentazione

Il Progetto Gavardo prevede l'implementazione di un sistema di regolazione, protezione e controllo, completamente interoperabile. Essendo tale obiettivo non raggiungibile con l'installazione di apparecchiature standard fornite da un unico costruttore, poiché basate su logiche proprietarie (diverse pertanto da costruttore a costruttore), è stato necessario effettuare una gara d'appalto, suddivisa in 4 lotti, relativi, per ciascuno dei due progetti, alle attività in cabina primaria e cabine lungo linea, e alle attività presso gli utenti attivi. Ponendo inoltre l'ulteriore vincolo della diversità dell'operatore aggiudicatario di ciascun lotto appartenente allo stesso progetto, si è inteso garantire la reale interoperabilità tra i sistemi spingendosi a un livello molto più esteso di quanto attualmente praticato in altre sperimentazioni in corso.

Al fine di raggiungere la necessaria interoperabilità, è stato inoltre necessario definire, sin dalle fasi di specificazione tecnica di gara, una serie di messaggi da scambiare in protocollo IEC 61850 verificando con i costruttori la reale fattibilità. Prevedere l'interoperabilità ai livelli suddetti ha causato una notevole dilatazione delle tempistiche di aggiudicazione degli ordini.

A ordini assegnati, sempre a causa del forte carattere innovativo delle funzioni richieste, si sono riscontrate notevoli difficoltà nello sviluppare ed implementare le funzioni innovative previste dalle specifiche tecniche di progetto, ritardando di fatto le fasi di collaudo, installazione e messa in servizio.

Si sono, inoltre, aggiunte difficoltà nell'intervenire sugli impianti degli utenti.

Durante la progettazione del complessivo sistema si sono riscontrate alcune criticità legate nel reperire sul mercato soluzioni idonee ai requisiti tecnici, che hanno comportato la definizione di un'architettura non sperimentata in nessun contesto. In particolare, la necessità di realizzare, anche su infrastruttura di comunicazione pubblica (es., rete mobile), una Virtual Private Network (VPN) di Livello 2 (richiesta per l'invio di segnali di GOOSE in protocollo IEC 61850) ha introdotto complicazioni realizzative tra gli apparati necessari a creare la rete Layer 2 richiesta dal progetto e gli apparati installati in CP, CLL o presso gli utenti attivi. In questo ambito, diverse difficoltà si sono riscontrate anche nell'ottenimento, da parte dei fornitori dei servizi di comunicazione, di garanzie minime sulle prestazioni offerte (ad es., tempi di latenza, banda di comunicazione, ecc.).

6. ALLEGATI

6.1 Regolamento di esercizio con gli utenti attivi coinvolti nel progetto

Allegato 1

6.2 Eventuali pubblicazioni tecniche

- E. Fasciolo, S. Pugliese, M. Delfanti, V. Olivieri, M. Pozzi “Il progetto di Lambrate e Gavardo di A2A Reti elettriche”, Servizi a rete Novembre dicembre 2013.
- Il progetto di Lambrate e Gavardo. Focus AEIT Settembre 2011
- M. Delfanti, V. Olivieri, M. Pozzi, E. Fasciolo “A2A project: A practical implementation of smart grids in the urban area of Milan”, Electric Power Systems Research 120 (2015) 2–19

6.3 Scheda sintetica del progetto

Allegato 2

6.4 Protocollo di comunicazione

Allegato 3

REGOLAMENTO DI ESERCIZIO IN PARALLELO CON RETI MT DI A2A RETI ELETTRICHE S.p.A. DI GRUPPI GENERATORI DI PROPRIETÀ DEL PRODUTTORE

GENERALITA'

Il presente Regolamento di Esercizio si applica agli impianti di produzione previsti per il funzionamento in parallelo con la rete di A2A Reti Elettriche S.p.A. (di seguito ARL).

Il presente regolamento fra ARL e l'Utente Attivo _____ regola gli aspetti tecnici inerenti la realizzazione e le modalità di esercizio e manutenzione della connessione alla rete MT di ARL alla tensione di _____ kV dell'impianto di produzione di seguito descritto, oltre alle modalità di esercizio da applicare *durante il periodo di implementazione e sviluppo del progetto smart grid* _____, incentivato ai sensi della Delibera ARG/elt 39/10 e monitorato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in cui l'Utente Attivo è coinvolto.

Denominazione : _____

Indirizzo: _____

Località : _____

Comune: _____ Provincia _____

Codice POD del punto di connessione alla rete _____:

Codice nodo elettrico MT _____

Codice rintracciabilità pratica di connessione: _____

(ripetere per ogni CENSIMP ovvero per ogni impianto)

A. Codice CENSIMP rilasciato dalla procedura GAUDI : _____

Potenza nominale installata : _____ [kW/kVA]

Potenza disponibile in immissione: _____ [kW]

Potenza disponibile in prelievo: _____ [kW]

- Rotante Sincrono: termoelettrico
- Rotante Sincrono: idroelettrico
- Rotante Asincrono: termoelettrico
- Rotante Asincrono: idroelettrico
- Rotante: eolico Doubly Fed Induction Generator
- Rotante: eolico Full Power Converter
- Statico: Fotovoltaico
- Altro (*specificare*)

I termini tecnici riportati nel presente regolamento sono definiti in conformità con la normativa vigente e le norme CEI.

Le condizioni contenute negli articoli del regolamento diventano vincolanti tra le Parti sin dalla data di sottoscrizione dello stesso.

Pertanto fra ARL e Utente Attivo (titolare dei rapporti con ARL) si stabiliscono le condizioni di seguito elencate.

ART. 1 – REGOLE TECNICHE DI RIFERIMENTO

In ottemperanza alle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, in particolare Del. ARG/elt n. 99/08 e s.m.i. "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con l'obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione - TICA", le Parti prendono atto che le condizioni tecniche per la connessione alla rete MT e i requisiti di sistema sono contenuti nella norma CEI 0-16, che rappresenta la regola tecnica di riferimento, e

Allegato 1

nelle eventuali guide per la connessione di ARL (come da Allegati C e D)

Sulla base dell'evoluzione normativa dei requisiti richiesti ai generatori e delle caratteristiche dell'impianto di rete per la connessione, il presente regolamento potrà essere aggiornato su richiesta di una delle Parti e l'impianto di produzione dovrà, all'occorrenza, essere adeguato totalmente o parzialmente.

ART. 2 – CARATTERISTICHE DEL COLLEGAMENTO

In condizioni ordinarie di esercizio, l'Utente Attivo è connesso alla linea MT a ____ kV denominata _____ uscente dalla Cabina Primaria di _____.

Il punto di connessione è posto nella cabina di consegna denominata _____ n° _____, sita all'indirizzo (via/piazza) _____, Comune di _____ Provincia di _____.

Il punto di consegna coincide con il punto di prelievo/immissione, ed è fisicamente individuato sui capicorda dei terminali del cavo di collegamento proveniente dalla cabina dell' Utente Attivo, posti nello scomparto Misure ubicato all'interno della cabina di consegna di ARL, così come indicato nello schema elettrico unifilare di cui all'Allegato B.

Nel caso di connessioni già esistenti con cabine in elevazione o posti di trasformazione su palo e consegna agli amari, il punto di consegna è fissato in corrispondenza (*selezionare il caso che ricorre*):

- dei colli morti posti a monte dell'isolatore passamuro (quest'ultimo di proprietà e competenza dell'Utente Attivo) della linea aerea che alimenta il locale Utente Attivo ;
- dei morsetti del terminale del cavo di proprietà dell'Utente Attivo nel locale _____ in corrispondenza della cella misura (TA-TV).

ART. 3 – LIMITI PATRIMONIALI E DI COMPETENZA

Si precisa che:

- 3.1 gli elementi di impianto (carpenteria, conduttori, ecc.) e le apparecchiature a monte del punto di connessione presenti nei locali di cui ai punti 4) e 5) del presente elenco sono di proprietà di ARL, mentre sono di proprietà dell'Utente Attivo tutti gli elementi a valle;
- 3.2 le apparecchiature innovative relative al progetto smart grid _____ saranno fornite e installate a cura di ARL. Tali apparecchiature (la cui lista e descrizione completa è riportata nell'Allegato L) saranno consegnate da ARL per tutta la durata del progetto (due anni) in comodato d'uso gratuito all'Utente Attivo (secondo le modalità contrattuali definite nell'Allegato M). Durante la durata del progetto è garantita da ARL l'attività di manutenzione delle apparecchiature innovative. Al termine del progetto, sarà lasciata all'Utente Attivo la facoltà di decidere se continuare a mantenere tali apparecchiature (in questo caso, ARL cederà a titolo gratuito tutte le apparecchiature riportate nell'Allegato L) o dismetterle e restituirle ad ARL. Nel primo caso, tutti i costi di gestione, manutenzione e anche la dismissione al termine della vita utile delle apparecchiature, saranno posti in capo all'Utente Attivo che ne diventerà a tutti gli effetti proprietario (elenco apparecchiature riportato nell'Allegato L); nel secondo caso, la dismissione delle apparecchiature del progetto e la riattivazione di quelle precedentemente installate dall'Utente, sono a carico dell'Utente stesso;
- 3.3 la cabina di consegna e il terreno su cui essa insiste sono di proprietà dell'Utente Attivo;
- 3.4 il locale destinato alle apparecchiature di consegna è ceduto dall'Utente Attivo in uso esclusivo ad ARL mediante apposito atto di servitù o accordi presi tra le parti, esteso anche

ai rapporti accessori (servitù di elettrodotto, di passaggio e di accesso); in detto locale ARL potrà installare tutte le apparecchiature, da considerarsi asservite all'impianto di rete per la connessione, ritenute necessarie al corretto funzionamento del nodo di connessione anche in relazione alle evoluzioni tecnologiche future;

- 3.5 il locale destinato alle apparecchiature di misura deve essere accessibile ad ARL e all'Utente Attivo fino a quando resterà in essere il contratto commerciale di fornitura/vettoriamento di energia elettrica. In detto locale ARL potrà installare tutte le apparecchiature necessarie alla misurazione e registrazione della potenza e dell'energia elettrica transitante.

ART. 4 – SERVIZIO DI CONNESSIONE

Nel caso di nuove connessioni, ARL fornisce il servizio di connessione all'impianto dell'Utente Attivo a decorrere dall'ora e dalla data riportate in calce alla "Dichiarazione di conferma di allacciamento", redatta e firmata dall'Utente Attivo al termine della esecuzione dei lavori per la realizzazione dell'impianto per la connessione, prima della messa in parallelo dell'impianto della rete di ARL.

Da quel momento, gli impianti elettrici della cabina di consegna devono considerarsi a tutti gli effetti in tensione.

In caso di impianti di produzione installati presso forniture MT esistenti e già connesse alla rete (tramite una fornitura di energia elettrica diversa dai servizi ausiliari dell'impianto), ARL fornirà il servizio di connessione all'impianto di produzione a decorrere dalla data riportata in calce al presente regolamento firmato dall'Utente Attivo al termine dell'esecuzione dei lavori per la realizzazione dell'impianto.

A decorrere dall'ora e dalla data riportate in calce alla "Dichiarazione di conferma di allacciamento", gli impianti di produzione devono considerarsi a tutti gli effetti in parallelo alla rete di ARL, che risulta sollevata da qualsiasi responsabilità derivante dall'esercizio dell'impianto di produzione.

L'Utente Attivo inoltre si impegna a comunicare per iscritto a ARL ogni iniziativa o evento che possa comportare modifiche, anche parziali, al proprio impianto di generazione in funzione a quanto esposto nel presente Regolamento e ad evitarne l'attuazione prima del consenso scritto da parte della stessa ARL.

ART. 5 – CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DELL'UTENTE ATTIVO E DEL SISTEMA DI PROTEZIONE

Le caratteristiche dei gruppi di generazione sono riportate nell'Allegato A.

Lo schema unifilare elettrico dell'impianto di generazione è riportato nell'Allegato B, ove sono indicati i confini di proprietà e le apparecchiature di protezione e misura installate.

Le tarature delle protezioni, che non possono essere modificate senza un accordo scritto tra le parti, sono riportate nell'Allegato C.

L'impianto, lo schema elettrico di collegamento, le unità di generazione e le apparecchiature devono essere conformi alla norma CEI 0-16; in particolare, il sistema di protezione generale (SPG) e di interfaccia (SPI) devono avere caratteristiche conformi rispettivamente agli allegati D ed E della suddetta norma CEI, così come le taglie dei trasformatori installati nell'impianto

E' di competenza dell'Utente Attivo installare e regolare i sistemi di protezione. Le tarature del sistema di protezione generale e di interfaccia dovranno essere coerenti con i valori indicati da ARL nella Tabella di cui all'Allegato C.

Ogni eventuale modifica a quanto dichiarato e a quanto riportato nel presente regolamento, compresi gli allegati, richiesta a qualsiasi titolo all'impianto dell'Utente Attivo, deve essere sottoposta a preventiva autorizzazione di ARL e successivamente aggiornata nel presente

regolamento.

Eventuali disservizi provocati sulla rete imputabili ad alterazioni dei suddetti valori, qualora tali alterazioni non siano state richieste da ARL, ricadranno sotto la responsabilità del Utente Attivo.

L'Utente Attivo deve realizzare nelle aree in cui sono ubicati i propri impianti apposito impianto di terra costruito secondo le norme vigenti. Le verifiche degli impianti di terra sono regolate dal paragrafo 8.5.5.2 della Norma CEI 0-16.

Si precisa che solo i generatori ed i trasformatori di connessione indicati nell'addendum al presente regolamento possono funzionare in parallelo con la rete ARL: è vietato collegare altri generatori/trasformatori diversi da quelli comunicati e concordati fra le Parti.

Le unità di generazione devono interagire con la rete senza recare danno o degrado al funzionamento della stessa; pertanto devono essere comunque conformi alla norma CEI 0-16.

In particolare, l'Utente Attivo si impegna ad assicurare che le unità di generazione dell'impianto siano rispondenti alle prescrizioni specificatamente indicate nei seguenti paragrafi della Norma CEI 0-16, in riferimento alla tipologia di unità di generazione installata presso l'impianto dell'Utente Attivo:

- a) 8.8.4 Avviamento, sincronizzazione e presa di carico;
- b) 8.8.5 Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del Distributore;
- c) 8.8.7 Separazione dell'impianto di produzione dalla rete;
- d) 8.8.8 Sistemi di protezione.

ART. 6 – SERVIZI DI RETE PROGETTO SMART GRID

6.1 GENERALITÀ DEL PROGETTO SMART GRID

Durante i due anni di sviluppo del progetto smart grid, saranno sperimentate innovative funzioni di controllo, regolazione e protezione degli impianti di generazione che consentiranno di implementare modalità di gestione della rete elettrica e degli impianti dell'Utente Attivo ottimizzate per consentire la completa integrazione degli impianti stessi con la rete di ARL.

Le funzioni che saranno sviluppate sono:

1. automazione avanzata di rete e incremento dell'affidabilità del SPI mediante telescatto;
2. regolazione della potenza reattiva;
3. regolazione della potenza attiva;
4. monitoraggio in tempo reale di carico e GD ai fini del controllo del Sistema Elettrico Nazionale.

Tutte le funzioni saranno realizzate attraverso l'installazione delle apparecchiature innovative di cui all'Allegato L e di un sistema di comunicazione always on.

ARL si impegna a sostenere per la durata del progetto (due anni) i costi operativi relativi al sistema di comunicazione, e alle altre apparecchiature qualora presenti.

Tutte le apparecchiature innovative sono conformi alle norme tecniche vigenti.

Le funzioni innovative saranno realizzate in logica locale (in modo automatico) in funzione dei valori assunti dai parametri di rete, tensione e frequenza, o in logica centralizzata sulla base di segnali inviati da ARL. In questo caso, ARL invierà, tramite il sistema di comunicazione, opportuni valori di set-point delle unità di generazione dell'impianto dell'Utente Attivo ed eventualmente dei carichi, e tramite le apparecchiature innovative questi set-point saranno poi implementati in modo automatico sulle macchine. ARL potrà inviare anche, tramite il medesimo sistema di comunicazione, segnali di selettività logica o teledistacco dell'intero impianto o della/e sola/e unità di generazione (in conformità con quanto richiesto dall'Allegato A.72).

A2A non risponderà in alcun modo per i mancati ricavi derivanti dalla disconnessione dell'intero impianto o della/e sola/e unità di generazione.

6.2 FUNZIONI DI PROTEZIONE

Tutte le azioni di protezione (selettività logica con apertura del SPG in caso di guasto nell'impianto dell'Utente Attivo e telescatto del SPI in caso di guasto sulla linea MT a monte del punto di connessione del generatore) saranno effettuate senza comunicazione preventiva da parte di ARL in quanto conseguono a guasti e costituiscono un decisivo miglioramento della gestione degli impianti e aumentano la qualità e la continuità del servizio della rete di ARL e dell'Utente Attivo stesso.

6.3 FUNZIONI DI REGOLAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA E REATTIVA

Tutte le azioni di regolazione della potenza reattiva effettuate nei limiti indicati nell'[ART. 14 – SCAMBIO DI ENERGIA REATTIVA](#) saranno effettuate sia in logica locale, sia in logica centralizzata senza comunicazione preventiva da parte di ARL.

Tutte le azioni di regolazione della potenza attiva, come indicate nell'[ART. 7 – CONDIZIONI DI ESERCIZIO DEL COLLEGAMENTO DI PARALLELO FRA LA RETE ARL E L'IMPIANTO DELL'UTENTE ATTIVO](#) e nell'[ART. 13 – PIANO DI PRODUZIONE](#), saranno effettuate sia in logica locale, sia in logica centralizzata senza comunicazione preventiva da parte di ARL.

Tutte le azioni di regolazione della potenza attiva e reattiva al di fuori dei limiti sopraccitati, da realizzare in sola logica centralizzata, saranno invece preventivamente concordate con l'Utente Attivo. *Queste azioni di regolazione saranno comunque normalmente richieste per poche ore all'anno.*

6.4 FUNZIONI DI MONITORAGGIO DELLE PRINCIPALI GRANDEZZE ELETTRICHE

Per quanto riguarda le funzioni di monitoraggio, queste saranno effettuate senza comunicazione preventiva da parte di ARL in quanto non comportano alcuna variazione del funzionamento dell'impianto. In particolare, nel punto di connessione, l'Utente Attivo renderà disponibili ad ARL, secondo il formato previsto dal progetto e attraverso il sistema di comunicazione implementato, le grandezze relative alla potenza attiva, alla potenza reattiva e al valore di tensione (tale funzione è peraltro conforme con le prescrizioni del punto 8.10 della norma CEI 0-16).

6.5 MODALITÀ DI REALIZZAZIONE

Al fine di svolgere le predette attività, l'Utente Attivo si impegna a coadiuvare il personale di ARL nell'esecuzione dei lavori di installazione e nello sviluppo delle attività di monitoraggio e test per tutta la durata del progetto in modo da verificare il corretto funzionamento delle apparecchiature innovative, i benefici legati allo sviluppo di funzioni smart, le modalità per la trasmissione dei dati di funzionamento dell'impianto, le performance del sistema di comunicazione.

ARL si impegna a tenere un corso per l'utilizzo delle apparecchiature innovative installate per il progetto smart grid ed a tenere informato l'Utente Attivo dei risultati ottenuti

Le attività di cui sopra verranno svolte in reciproca autonomia, a titolo gratuito per entrambe le parti, ovvero senza lo scambio di alcun corrispettivo.

ARL e l'Utente Attivo si impegnano a mantenere la confidenzialità e riservatezza delle informazioni scambiate, e a non divulgare a terzi l'oggetto delle attività congiunte senza il consenso dell'altra parte.

L'Utente Attivo riconosce ed accetta che tutti i diritti di proprietà intellettuale/industriale relativi al progetto smart grid e a ciascuno degli elementi che lo compongono ivi inclusi, in via meramente esemplificativa e non esaustiva, i marchi, i brevetti per invenzioni e modelli di utilità, i disegni e i modelli, il know how, i segreti commerciali, i diritti d'autore, le personalizzazioni, sono di ARL e/o di fornitori/licenzianti della medesima.

ART. 7 – CONDIZIONI DI ESERCIZIO DEL COLLEGAMENTO DI PARALLELO FRA LA RETE ARL E L'IMPIANTO DELL'UTENTE ATTIVO

L'Utente Attivo dichiara che l'esercizio in parallelo dell'impianto di produzione avviene sotto la sua responsabilità e nel rispetto delle seguenti condizioni:

1. i gruppi generatori dell'Utente Attivo, indicati nel presente documento, possono funzionare in parallelo con la rete ARL ed è vietato il collegamento a tale rete di impianti generatori diversi da essi;
2. in caso di disponibilità di altre connessioni di rete (quali ad es. punti di alimentazione di emergenza, ecc.), l'Utente Attivo dovrà mantenerle elettricamente separate da quella oggetto del presente regolamento;
3. le unità di generazione dell'Utente Attivo sono in grado di rimanere in parallelo alla rete con i parametri elettrici, tensione e frequenza, entro i limiti stabiliti dalla norma CEI 0-16 nelle possibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico;
4. il collegamento e le unità di generazione non causano disturbi alla tensione di alimentazione e alla continuità del servizio sulla rete ARL; in caso contrario, la connessione sarà interrotta automaticamente e tempestivamente; qualora il sistema di protezione dell'Utente Attivo risultasse indisponibile o non rispondente a quanto richiesto, ARL potrà attuare o far attuare il distacco dalla rete MT a salvaguardia del funzionamento in sicurezza del sistema elettrico;
5. ARL può effettuare più rilanci di tensione per esigenze di esercizio della propria rete, sia automaticamente, che manualmente, in tempi che, al minimo, possono essere dell'ordine di 400 ms dal mancare della tensione sulla rete. Tali rilanci non sono condizionati alla verifica da parte di ARL della presenza dei generatori/convertitori in parallelo alla rete. L'Utente Attivo prende quindi atto che la protezione di interfaccia potrebbe non intervenire entro il tempo di attesa alla richiusura degli interruttori di ARL e ciò potrebbe causare una richiusura dell'interruttore con una tensione in discordanza di fase con quella della tensione di impianto, determinando una condizione di rischio per la salvaguardia delle apparecchiature. Pertanto l'Utente Attivo deve adottare tutti gli accorgimenti necessari alla salvaguardia dei propri impianti, generatori inclusi, in funzione delle caratteristiche degli stessi, per essere in grado di resistere alle sollecitazioni conseguenti alle richiusure degli organi di manovra della rete di proprietà di ARL. La durata delle sequenze dei rilanci ha tempi molto variabili. E' necessario quindi, in caso di dispositivi che ricolleghino automaticamente l'impianto di produzione, impostare un adeguato tempo di attesa almeno pari a 5 minuti, comunque superiore al più lungo ciclo automatico e/o manuale per l'eliminazione del guasto. In particolare la riconnessione è ammessa se il valore della frequenza permane per almeno 5 minuti nel range compreso tra 49,95 Hz e 50,05 Hz;
6. i valori di regolazione prescritti dalle norme vigenti, per i sistemi di protezione generale e di interfaccia e delle medesime funzioni protettive eventualmente implementate nei sistemi di controllo dei generatori e degli inverter, non possono essere modificati dall'Utente Attivo; viceversa l'Utente Attivo è tenuto, di volta in volta a sua cura e spese, ad adeguare le regolazioni in questione a fronte di una richiesta formale da parte di ARL o modifica di quanto prescritto dalle normative tecniche in vigore;
7. l'Utente Attivo si impegna a non manomettere o manovrare gli impianti e le apparecchiature di competenza di ARL e a mantenere efficienti il sistema di protezione, comando e controllo dell'impianto di produzione con la verifica almeno una volta ogni due anni e per l'impianto di terra ad eseguire le verifiche secondo la normativa vigente.

Si precisa inoltre che valgono le seguenti condizioni per l'esercizio dell'impianto:

Allegato 1

- a. ARL si riserva il diritto di interrompere il servizio di connessione qualora vengano registrate immissioni di potenza attiva superiori ai valori di potenza disponibile indicati nelle "Generalità" del presente regolamento;
- b. in caso di mancanza di tensione sulla rete di ARL l'impianto dell'Utente Attivo non è autorizzato a immettere potenza, né mantenere in tensione parti della rete di ARL separate dalla rete di distribuzione pubblica, fatte salve indicazioni diverse fornite per iscritto da ARL;
- c. la soluzione tecnica di connessione, riportata nel preventivo accettato dall'Utente Attivo ed a seguito di cui è stato stipulato il precedente regolamento di esercizio, è stata elaborata a partire da verifiche preliminari basate sui criteri di ARL e previsti dalle norme CEI e su calcoli di rete di tipo statistico effettuati considerando un assetto di esercizio di rete standard. Pertanto, su richiesta di ARL, in caso di variazioni di assetto di esercizio della rete dovuti a guasti o lavori programmati, o richieste da parte di TERNA ad ARL per esigenze di sicurezza del sistema elettrico nazionale, l'Utente Attivo è tenuto a modulare la potenza immessa in rete MT nei valori comunicati formalmente da ARL compreso il valore pari a zero. Gli ordini di modulazione saranno inviati all'Utente Attivo secondo i termini di seguito elencati e riportati nella procedura di ARL relativa alla riduzione selettiva della generazione distribuita in condizioni di emergenza;
- d. di norma le richieste di modulazione sono motivate, oltre che per la procedura di emergenza, anche per i seguenti principali motivi (casi non esaustivi):
 - effettuare interventi di sviluppo e/o adeguamento della rete elettrica, da parte di ARL, in assolvimento degli obblighi derivanti a proprio carico dall'atto di concessione di cui è titolare;
 - espletamento delle attività di manutenzione ordinaria e straordinaria della rete elettrica di distribuzione e/o di trasmissione ovvero per guasti;
 - mancata alimentazione da punti di interconnessione con altri esercenti;
 - specifiche disposizioni impartite per ordine delle Autorità competenti, basate sulla normativa vigente, che comportino la mancanza di alimentazione totale o parziale della rete alla quale è connesso (direttamente o indirettamente) l'impianto di produzione.;

I sopracitati punti da 1 a 7 e da a) a d) sono vincolanti per l'ottenimento e il mantenimento del servizio di connessione.

ART. 8 – MANUTENZIONE E VERIFICA DELL'IMPIANTO E DELLE PROTEZIONI

Nel periodo di vigenza del regolamento l'Utente Attivo è tenuto a eseguire i controlli necessari ed una adeguata manutenzione dei propri impianti e delle proprie apparecchiature al fine di non arrecare disturbo alla qualità del servizio della rete.

Il controllo e la manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto e delle apparecchiature compete all' Utente Attivo relativamente agli elementi di sua proprietà, incluso l'impianto di terra della cabina di consegna (se di proprietà). Per tutta la durata del progetto, vale quanto riportato all' ART. 3 paragrafo 3.2.

L'Utente Attivo si impegna a mantenere efficiente il suddetto impianto di terra ai sensi della normativa vigente e il sistema di protezione generale e d'interfaccia verificando periodicamente le regolazioni delle soglie d'intervento con un controllo minimo ogni 2 anni come richiesto dalla CEI 0-16.

Inoltre, l'Utente Attivo si impegna ad informare tempestivamente ARL di qualsiasi intervento intende effettuare su tali apparecchiature nonché su altre apparecchiature (es. interblocchi, dispositivi di rinalzo, etc.) e impianti che abbiano ripercussione sull'esercizio della rete del Distributore e ad aggiornare, dopo aver ricevuto il benestare da parte di ARL, gli allegati al presente regolamento.

Allegato 1

L'Utente Attivo si impegna inoltre a rendersi disponibile per garantire l'effettuazione delle opportune verifiche su SPG e SPI, anche in seguito di:

- eventuali modifiche ai valori di regolazione delle protezioni generali e di interfaccia che si rendono necessarie per inderogabili esigenze di esercizio della rete (tali modifiche saranno contestualmente ufficializzate con l'aggiornamento dell'Allegato C, F e G);
- eventuali modifiche del regolamento che si rendano necessarie in conseguenza di nuove normative in materia o di innovazioni tecnologiche.

In caso di eventi straordinari, disservizi, anomalie nella qualità della tensione rilevata sulla rete e/o presunte anomalie nel funzionamento dei gruppi di misura, ARL ha la facoltà di richiedere che alcuni controlli siano ripetuti dall'Utente Attivo in presenza del proprio personale, ovvero si riserva di effettuare, in qualsiasi momento, la verifica di funzionamento dei sistemi di protezione generale e di interfaccia. Qualora si rilevino irregolarità nelle regolazioni delle protezioni, ARL potrà addebitare all'Utente Attivo le spese sostenute per le proprie attività di verifica all'Utente Attivo, il quale dovrà effettuare tutti gli interventi necessari per ripristinare la regolarità del proprio impianto. Parimenti potranno essere addebitati all' Utente Attivo i danni ad impianti di ARL e/o di Terzi imputabili a regolazioni diverse da quanto prescritto e riportato nel presente regolamento (Allegato C) o a modifiche relative alla configurazione dell'impianto stesso.

I controlli occasionali e periodici dell'impianto di terra della cabina e dei sistemi di protezione saranno eseguiti comunque sotto la responsabilità dell'Utente Attivo.

ARL, ogniqualvolta lo ritenga opportuno ed in seguito ad anomalie rilevate sulla rete, potrà richiedere all'Utente Attivo una dichiarazione inerente il controllo delle regolazioni impostate e sullo stato di installazione e manutenzione delle apparecchiature e degli impianti (incluso l'impianto di terra della cabina), riservandosi di verificare quanto da questi dichiarato.

L'Utente Attivo, pertanto, produrrà adeguata documentazione che certifichi la verifica di quanto originariamente prescritto da ARL.

ARL si riserva di verificare quanto da questi dichiarato; a tal fine, l'Utente Attivo si impegna a coadiuvare il personale di ARL nell'esecuzione di dette verifiche e a garantire l'accesso agli impianti da verificare.

ART. 9 – DISPOSIZIONI OPERATIVE

9.1 RIFERIMENTI PER L'ESERCIZIO DELL'IMPIANTO

L'elenco del personale dell' Utente Attivo, con i relativi recapiti, autorizzato a mantenere i rapporti che riguardano l'esercizio del collegamento fra ARL e Utente Attivo è riportato nell'Allegato H.

Ciò premesso, l'Utente Attivo si impegna a segnalare tempestivamente ogni variazione in merito.

Nell'elenco di cui sopra devono essere comunque specificati i nominativi ed i recapiti delle seguenti figure:

- a) Titolare impianto (Utente Attivo)
- b) Delegato ai rapporti di esercizio con ARL (RIF)
- c) Responsabile Impianto (RI)

Qualora le suddette figure non diano riscontro ripetutamente a richieste operative da parte di ARL, quest'ultima si riserva la possibilità di interrompere la connessione.

9.2 DISSERVIZI

In caso di disservizi sulla rete e/o guasti nell'impianto del Utente Attivo, sia il personale di ARL che quello dell'Utente Attivo devono tempestivamente scambiarsi qualunque informazione utile ad un veloce ripristino del servizio elettrico (vedere Allegato H).

Allegato 1

Il personale autorizzato dall'Utente Attivo deve eseguire sollecitamente tutte le manovre e gli adempimenti richiesti da ARL per necessità di servizio.

In caso di mancanza dell'alimentazione in tutto l'impianto dell'Utente Attivo od in una parte di esso, a seguito di disservizi sulla rete di ARL, il personale di ARL può ripristinare, anche temporaneamente, il servizio senza preavviso.

Resta peraltro inteso che l'eventuale conferma dell'assenza di tensione non autorizza alcuna persona ad accedere agli impianti, essendo tale autorizzazione vincolata agli adempimenti di sicurezza di cui al successivo paragrafo. Il personale di ARL può eseguire tutte le manovre necessarie al servizio della propria rete anche senza preavviso.

Le sospensioni con preavviso di energia elettrica non costituiscono in ogni caso inadempienza ai termini del regolamento imputabile a ARL.

ARL si riserva la facoltà di installare, se ritenuto necessario, apparecchiature di registrazione e controllo per la verifica del funzionamento dei dispositivi di protezione e misura, anche al fine della ricostruzione della dinamica degli eventuali disservizi.

ARL si riserva, infine, la facoltà di interrompere la connessione qualora l'esercizio dei propri impianti sia compromesso da perturbazioni provocate dall'impianto dell'Utente Attivo o da inefficienza delle sue apparecchiature.

9.3 MODALITÀ PER LA MESSA IN SICUREZZA DEL COLLEGAMENTO IN CASO DI LAVORI

Ai fini della sicurezza del personale di entrambe le Parti, per le attività lavorative e di manutenzione su o in prossimità di impianti elettrici, devono essere adottate e rigorosamente rispettate le normative di legge e tecniche in vigore. In particolare devono essere applicate le norme CEI EN 50110-1 e 2 "Esercizio degli impianti elettrici", la norma CEI 11-27, nonché quanto previsto dal Decreto Legislativo n. 81/2008 ed eventuali successive modifiche o integrazioni.

Per gli interventi che interessano parti confinanti o che comunque richiedono l'esclusione congiunta di impianti o loro parti, afferenti sia alle installazioni di ARL che a quelle dell'Utente Attivo, quest'ultimo deve prendere accordi con il personale autorizzato di ARL, per la messa in sicurezza degli impianti ed applicare la presente regolamentazione.

Tutti i conduttori, gli elementi di impianto e le apparecchiature, se non collegati efficacemente e visivamente a terra, secondo quanto riportato nella norma CEI 99-3 e sue modifiche e integrazioni, devono sempre considerarsi sotto tensione pericolosa, indipendentemente da qualsiasi indicazione.

Pertanto, nessuna persona potrà accedere ai medesimi o alle loro immediate vicinanze, senza che siano state precedentemente adottate le misure di sicurezza indicate qui di seguito.

Si fa presente che, in occasione di lavori sulla sezione ricevitrice, si possono avere due casi:

- a) lavori che richiedono la messa fuori tensione del cavo di collegamento;
- b) lavori che non richiedono la messa fuori tensione del cavo di collegamento.

Quindi si procederà come di seguito indicato:

Caso a):

1. L'Utente Attivo provvederà a sezionare il cavo all'estremità della sezione ricevitrice e ad attuare provvedimenti contro la richiusura accidentale dell'organo di sezionamento.
2. ARL provvederà a sezionare e mettere a terra il cavo a monte del punto di consegna, ad assicurarsi contro la richiusura e ad apporre il cartello "LAVORI IN CORSO NON EFFETTUARE MANOVRE".
3. L'Utente Attivo provvederà a mettere a terra il cavo all'estremità della sezione ricevitrice con un dispositivo mobile o fisso, quest'ultimo se esistente; all'avvenuta messa a terra del cavo eseguita a cura dell'Utente Attivo, ARL provvederà, qualora necessario, a

Allegato 1

disconnettere metallicamente dal proprio impianto i terminali, le guaine metalliche e gli schermi del cavo stesso, per poi consegnarlo formalmente all' Utente Attivo mediante rilascio (a chi ha richiesto l'intervento per la messa in sicurezza degli impianti) della attestazione scritta secondo le PRE (Prescrizioni contro i Rischi da Elettrocuzione) di ARL di avvenuta esecuzione delle operazioni di cui sopra e al punto 2.

4. L'Utente Attivo provvederà all'esecuzione dei lavori; di norma, questi lavori dovranno essere fatti al di fuori del locale riservato a ARL.
5. A lavori ultimati, sarà a cura dell' Utente Attivo, con supporto di documentazione scritta (restituzione della suddetta attestazione firmata), riconsegnare a ARL il cavo integro, dopo averlo collegato al dispositivo generale del suo impianto, sezionato e previa rimozione dei dispositivi di messa a terra, se di tipo mobile, tenendo presente che la manovra dei dispositivi fissi di messa a terra è equivalente alla rimozione dei dispositivi di tipo mobile, ciò costituisce di per sé autorizzazione a rimettere in tensione per gli impianti interessati.

ARL rilascerà all'Utente Attivo apposita attestazione scritta dell'avvenuta messa in sicurezza, in assenza della quale il collegamento si considera a tutti gli effetti in tensione e quindi con responsabilità diretta dell' Utente Attivo in merito alle modalità di accesso in sicurezza ai propri impianti.

Il personale dell'Utente Attivo, avente il ruolo di Responsabile Impianto (RI) autorizzato ad effettuare la messa fuori servizio prima dei lavori o la rimessa in servizio dopo gli stessi, dovrà essere comunicato ogni volta per iscritto a ARL e deve essere Persona Esperta ai sensi della norma CEI EN 50110.

A tale scopo, l'Utente Attivo riporta, nell'Allegato H, i nominativi con i relativi recapiti delle persone autorizzate a mantenere i rapporti che riguardano l'esercizio del collegamento fra ARL e Utente Attivo e per gli eventuali interventi di messa in sicurezza dell'impianto preliminari allo svolgimento delle suddette attività.

Ciò premesso, l'Utente Attivo si impegna a segnalare tempestivamente ogni variazione in merito, utilizzando l'apposito modello "elenco e recapiti del personale autorizzato" fornito da ARL (Allegato H).

Caso b):

- 1) ARL non effettuerà alcuna manovra e l'Utente Attivo deve applicare quanto previsto dalle norme CEI relative.

Qualora, da parte di ARL o dell'Utente Attivo, si prospetti la necessità di accedere agli impianti per lavori, dovranno preliminarmente essere presi accordi tra le persone autorizzate di entrambe le parti.

In caso di cessazione del contratto, l'Utente Attivo si impegna, inoltre, a contattare ARL al fine di distaccare la fornitura e mettere in sicurezza il collegamento elettrico al proprio impianto.

ART.10 – CONDIZIONI PARTICOLARI

L'Utente Attivo prende atto che innovazioni tecnologiche o normative potranno in futuro indurre ARL a richiedere varianti o integrazioni al regolamento di esercizio e si impegna a dare seguito a tali richieste per quanto di sua competenza.

L'Utente Attivo, inoltre, si impegna a comunicare tempestivamente a ARL qualsiasi iniziativa od evento che, per qualsiasi motivo, comporti modifica o variazione, anche parziale, di quanto esposto nel regolamento e/o nei relativi allegati (incluso lo schema elettrico dell'impianto) e a subordinare tali modifiche al consenso di ARL, attenendosi comunque alle eventuali condizioni che eventualmente vincolassero tale consenso.

Dopo aver ricevuto il benestare da parte di ARL, l'Utente Attivo si impegna a rinnovare il regolamento e/o i relativi allegati secondo le disposizioni di ARL vigenti.

Allegato 1

Qualora in seguito alla sottoscrizione del regolamento e alla messa in parallelo alla rete dell'impianto di produzione, quest'ultimo sia oggetto di modifiche impiantistiche o variazioni dei componenti, rispetto a quanto riportato nello schema elettrico allegato o a quanto dichiarato al precedente [ART. 6 – SERVIZI DI RETE PROGETTO SMART GRID](#), per effetto di interventi di modifica o di sviluppo, le Parti dovranno aggiornare o rifare il regolamento, previa sospensione della connessione.

ART. 11 – FUORI SERVIZIO DELLA CONNESSIONE

In relazione agli interventi di manutenzione ordinaria e/o straordinaria che ARL dovrà eseguire sui propri impianti di distribuzione dell'energia elettrica, la connessione dell'impianto di produzione alla rete MT di ARL potrebbe non essere disponibile per un periodo stimato in circa 2 settimane ogni 2 anni.

ART. 12 – DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE

L'Utente Attivo gestirà i seguenti gruppi generatori:

n° _____ gruppi di generazione, aventi le seguenti caratteristiche

n.	Marca	Tipo	Fonte di alimentazione	Potenza nominale (precisare se kW o kVA)	Tensione nominale (kV)	Corrente di corto circuito (% nominale)
Vedere Allegato A						

ART. 13 – PIANO DI PRODUZIONE

Il valore massimo di potenza di produzione elettrica che può essere immessa sulla rete ARL è pari a _____ kW/kVA. Tale valore non può essere superato in nessun caso e per nessuna durata temporale, pena la sospensione della connessione.

In ogni caso, l'Utente Attivo risponde di tutti gli eventuali danni arrecati ad ARL o a terzi in conseguenza di una immissione in rete di una potenza eccedente il valore limite stabilito.

Eventuali necessità di immissioni di potenza in rete superiori a quelle sopra definite dovranno essere oggetto di nuova richiesta di connessione.

In occasione di disservizi, di lavori o di modifiche all'assetto della rete alimentante l'impianto, ARL potrà richiedere di limitare (temporaneamente) la potenza predetta ad un valore che sarà indicato da ARL per ogni specifico caso.

ART. 14 – SCAMBIO DI ENERGIA REATTIVA

Per lo scambio di energia reattiva con la rete di ARL, l'Utente Attivo deve rispettare quanto prescritto dalla legislazione e normativa vigente, nonché quelli stabiliti nei contratti di cessione e/o prelievo.

Il regime di scambio della potenza reattiva deve consentire di mantenere la tensione su tutta la rete MT e su tutte le reti BT sottese, entro il campo prescritto dalle norme; pertanto, in determinate condizioni di rete, per motivate esigenze di esercizio e di regolazione della tensione della rete elettrica, o qualora la connessione dell'impianto dell'Utente Attivo comporti variazioni di tensione inaccettabili per i clienti MT connessi alla medesima rete e per i clienti BT ad essa sottesi, ARL potrà concordare con l'Utente Attivo un diverso regime di scambio di energia reattiva, purché compatibile con i vincoli di tensione e con le caratteristiche dei generatori presenti nell'impianto.

L'Utente Attivo deve quindi adottare idonei accorgimenti al fine di rispettare le predette condizioni; inoltre, deve limitare l'assorbimento di corrente all'avviamento dei gruppi e le conseguenti eventuali variazioni rapide di tensione sulla rete.

Allegato 1

Nei periodi in cui l'impianto di generazione non è collegato, per lo scambio di energia reattiva con la rete si applicano le regole generali dei clienti passivi.

Nei periodi in cui è attivo il progetto smart grid, per lo scambio di energia reattiva con la rete si applicano le regole contenute nel paragrafo "servizi di rete – progetto smart grid".

Il fattore di potenza dell'energia consegnata dovrà assumerne i valori riportati nella seguente tabella, se non diversamente specificato.

Per le connessioni di cui ai Casi A e B delle seguenti tabelle, su richiesta di ARL, in situazioni particolari e temporanee, per motivate esigenze tecniche, l'Utente Attivo sarà chiamato a fornire energia reattiva con un fattore di potenza diverso da quello indicato nelle stesse tabelle, compatibilmente con le caratteristiche dei generatori presenti nell'impianto.

Generatori sincroni – valori consentiti del fattore di potenza medio mensile per impianti di produzione

Fonte	Caso A	cos φ	
Idroelettrica	$P \leq 1$ MW	1	
Termoelettrica	$P \leq 3$ MW		
Fonte	Caso B	Fasce orarie F1, F2	Fascia oraria F3
Idroelettrica	$1 < P \leq 10$ MW	< 1 (generatore in sovraeccitazione)	1
Termoelettrica	$3 < P \leq 10$ MW		

Generatori asincroni – valori consentiti del fattore di potenza medio mensile per impianti di produzione

Fasce orarie F1, F2	cos φ (medio mensile) $\leq 0,9$
----------------------------	--

Generatori collegati alla rete pubblica tramite dispositivi di conversione statica – valori consentiti del fattore di potenza medio mensile per impianti di produzione.

		Limite
Condizione 1	$20\% \leq P \leq 100\%$	cos $\varphi \geq 0,8$ potenza reattiva assorbita
Condizione 2	P	cos $\varphi = 1$
Condizione 3	P	In anticipo, quando erogano una potenza reattiva complessiva non superiore al minor valore tra 1 kVAr e $(0,05 + P/20)$ kVAr, dove P è la potenza complessivamente installata espressa in kW

ART. 15 – DURATA DEL REGOLAMENTO

Il presente regolamento, che annulla e sostituisce a tutti gli effetti i precedenti, decorre dalla data indicata nel presente documento ed assume i termini di validità del Contratto di connessione, ad eccezione delle clausole 9.2 e 9.3 che restano valide anche in caso di cessione del contratto fino alla (eventuale) rimozione delle apparecchiature di misura dell'energia ed al distacco della fornitura.

La validità del presente documento cesserà al verificarsi di almeno una delle seguenti evenienze:

Allegato 1

- modifica delle caratteristiche dell'impianto dell'Utente Attivo descritte ai precedenti articoli e/o negli allegati;
- inadempienza da parte dell'Utente Attivo rispetto a uno o più articoli del contratto di connessione e del regolamento di esercizio;
- cessazione del contratto per la connessione.

ARL si riserva la facoltà di risolvere unilateralmente il regolamento anche nel caso in cui una innovazione normativa o tecnologica apportata alla rete MT renda inadeguato in tutto o in parte l'impianto dell'Utente Attivo; in questo caso sarà comunque concesso all'Utente Attivo un termine per apportare le modifiche ritenute necessarie da ARL, di norma sei mesi salvo indicazioni diverse, trascorso inutilmente il quale il regolamento si intenderà risolto e la connessione cessata.

In caso di qualunque variazione rispetto a quanto indicato nel presente documento, l'Utente Attivo si impegna a contattare ARL per rinnovare il regolamento ed i relativi allegati in conformità alle norme CEI 0-16 e alle disposizioni di legge vigenti. In caso di cessazione del contratto di fornitura, l'Utente Attivo si impegna, inoltre, a contattare ARL al fine di distaccare la fornitura e mettere in sicurezza il collegamento elettrico dei propri impianti. ARL rilascerà all'Utente Attivo apposita attestazione scritta dell'avvenuta messa in sicurezza, in assenza della quale il collegamento si considera a tutti gli effetti in tensione e quindi con responsabilità diretta dell'Utente Attivo in merito a modalità di accesso in sicurezza ai propri impianti. La cessazione di validità o la risoluzione del presente regolamento comporta il distacco della rete dell'impianto di produzione.

ART. 16 – MISURA DELL'ENERGIA

L' Utente Attivo si impegna a consentire l'accesso del personale di ARL ai gruppi di misura dell'energia, nei termini previsti nei documenti contrattuali, per le attività di installazione, manutenzione, verifica, lettura ed eventuale sigillatura; quest'ultima attività non sarà svolta da ARL qualora essa sia svolta a cura dell'Agenzia delle Dogane per effetto delle disposizioni normative vigenti in materia di antifrode.

Inoltre, l'Utente Attivo si impegna a garantire il mantenimento nel tempo delle condizioni di sicurezza previste dalla normativa di legge vigente e dalla norma CEI 0-16 per il locale ove è/sono collocato/i il/i sistema/i di misura (prodotta e/o scambiata con la rete).

In caso di richiesta di spostamento dei gruppi di misura dell'energia effettuata dall'Utente Attivo, l' Utente Attivo stesso prende atto di dover condividere con ARL il posizionamento dei gruppi di misura, qualora il relativo servizio di misura sia affidato a ARL, ai sensi delle delibere AEEG vigenti. Inoltre, nel caso abbia richiesto il servizio di misura, l'Utente Attivo si impegna a comunicare tempestivamente a ARL i guasti e le anomalie di funzionamento dei gruppi di misura e a concordare le date degli interventi programmati (per manutenzione, sostituzione componenti, verifica, rimozione sigilli, ecc..).

Le verifiche periodiche dei gruppi di misura sono eseguite a cura del responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura, in conformità alla norma CEI 13-4.

Gli oneri relativi alle attività di verifica periodica sono a carico del responsabile dell'installazione e manutenzione dei sistemi di misura.

ART. 17 – ALLEGATI

I seguenti documenti, a cura dell'Utente Attivo, fanno parte integrante del presente Regolamento:

- **Allegato A:** Caratteristiche del generatore
- **Allegato B:** Schema unifilare dell'impianto
- **Allegato C:** Tabella di regolazione della Protezione Generale e della Protezione di Interfaccia e abilitazione soglie restrittive da segnale esterno

Allegato 1

- **Allegato D:** Caratteristiche del dispositivo generale (DG) e/o del Sistema di Protezione Generale (SPG)
- **Allegato E:** Dichiarazione di conformità del sistema di protezione generale, qualora si tratti di nuova connessione, rilasciata dal costruttore dell'apparato ai sensi dell'Allegato D alla norma CEI 0-16, e dei relativi riduttori di corrente e tensione (TA, TO, TV) associati
- **Allegato F:** Scheda Informazioni circa la funzionalità e le regolazioni del sistema di protezione, ai sensi dell'Allegato G alla norma CEI 0-16, firmata da un professionista iscritto all'albo o dal responsabile tecnico di una impresa abilitata ai sensi della legge vigente (D.M. 22/01/08, n. 37)
- **Allegato G:** Dichiarazione di conformità del sistema di protezione di interfaccia, rilasciata dal costruttore dell'apparato ai sensi dell'Allegato E alla norma CEI 0-16 e dei relativi riduttori di tensione (TV) associati
- **Allegato H:** Elenco recapiti personale autorizzato
- **Allegato I:** vari
(es. Dichiarazione di conformità (DICO) o dichiarazione di rispondenza (DIRI) dell'impianto elettrico, ai sensi della legislazione vigente (D.M. 22/01/08, n. 37)
- **Allegato L:** Lista e descrizione delle apparecchiature innovative del progetto smart grid
- **Allegato M:** Contratto di comodato uso gratuito tra ARL e l'Utente Attivo

TIMBRO e FIRMA
del **Gestore** della rete

TIMBRO e FIRMA
dell'**Utente Attivo**
(*titolare o legale rappresentante*)

Località _____, Data __ / __ / ____

Progetto Gavardo

IMPRESA DI DISTRIBUZIONE

A2A Reti Elettriche Spa nasce dalla fusione delle due società del Gruppo A2A, AEM Distribuzione Energia Elettrica S.p.A. ed ASM Distribuzione Elettricità S.r.l. E' presente nelle province di Milano e Brescia e in altri 59 comuni, distribuiti nell'hinterland milanese e nelle zone del Lago di Garda e della Valsabbia.

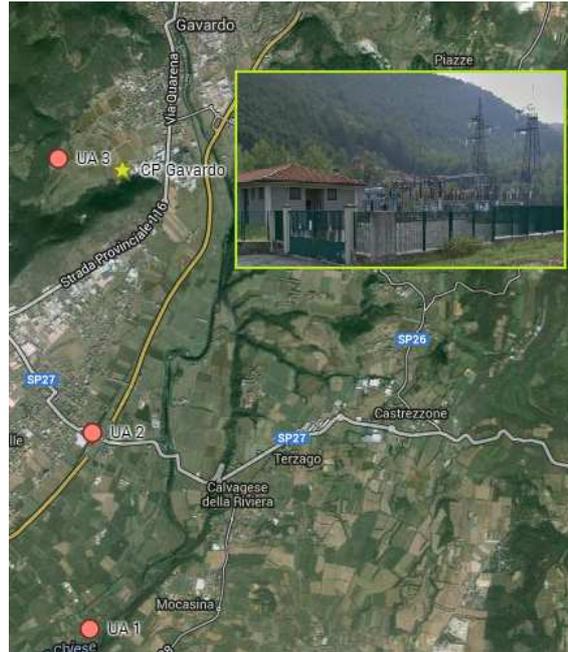
DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il Progetto Gavardo, presentato da A2A Reti Elettriche il 10 novembre 2010 nell'ambito dei progetti pilota smart grid Delibera ARG/elt 39/10 e ammesso al trattamento incentivante l'8 febbraio 2011 con Delibera ARG/elt 12/11, rappresenta una dimostrazione in campo di smart grid ed è finalizzato alla ristrutturazione della rete elettrica attraverso tecnologie innovative che consentano, una volta implementate, una gestione attiva della rete, con particolare attenzione alle esigenze di standardizzazione e unificazione nonché alla minimizzazione dei costi.

Il Progetto, che si inserisce nel contesto di altre iniziative smart sviluppate da A2A, prevede investimenti da realizzare sulla Cabina Primaria (CP) di Gavardo (BS) e sulla rete da essa alimentata, nonché sullo SCADA cui fa capo la CP in questione, coinvolgendo alcune Cabine Secondarie e gli utenti attivi ad essa collegati, nell'ottica di sviluppare un prototipo di smart grid capace di favorire la diffusione della produzione da FER e l'uso efficiente delle risorse presenti sulla rete sia rispetto alle esigenze locali, sia rispetto alle esigenze di sistema. A tal fine, il Progetto prevede di passare a una gestione attiva della rete di distribuzione impiegando sistemi di comunicazione e controllo, in grado di scambiare opportune informazioni con i singoli generatori (GD), così da consentirne una reale integrazione nella rete di distribuzione e, più ampiamente, nel sistema.

Il progetto Gavardo ha per obiettivo l'installazione di un sistema di monitoraggio, controllo, regolazione e protezione nella CP di Gavardo, e presso gli utenti attivi, al fine di incrementare la capacità di accogliere nuova GD, nonché l'affidabilità tecnica, in termini di disponibilità e continuità del servizio fornito, la stabilità dell'alimentazione, e l'efficienza nel servizio di distribuzione. Un opportuno scambio di segnali con Terna consentirà anche di prevedere la futura

implementazione di funzioni di controllabilità della GD da remoto. La soluzione proposta, oltre all'introduzione della rete di comunicazione, prevede anche l'installazione di componenti innovativi dotati di un canale di comunicazione e porte logiche per inviare/ricevere informazioni o segnali.



FUNZIONI PREVISTE

Le funzionalità che saranno sviluppate nel corso del Progetto sono:

- teledistacco degli impianti di Generazione Diffusa (apertura del Sistema di Protezione di Interfaccia) mediante segnale inviato dal DSO;
- telecomando delle Cabine Secondarie per la ricerca automatica del guasto;
- regolazione della tensione mediante modulazione della potenza reattiva immessa in rete da ciascuna unità di GD;
- limitazione/modulazione della potenza attiva (in caso di emergenza o a seguito di un ordine di dispacciamento);
- monitoraggio delle iniezioni da GD e trasmissione a Terna dei dati necessari ai fini del controllo del Sistema Elettrico Nazionale;
- dispacciamento locale: ottimizzazione della gestione delle unità di GD attraverso previsioni di produzione e controllo in tempo reale, in accordo con i modelli 2 e 3 del DCO 354/2013/R/eel.

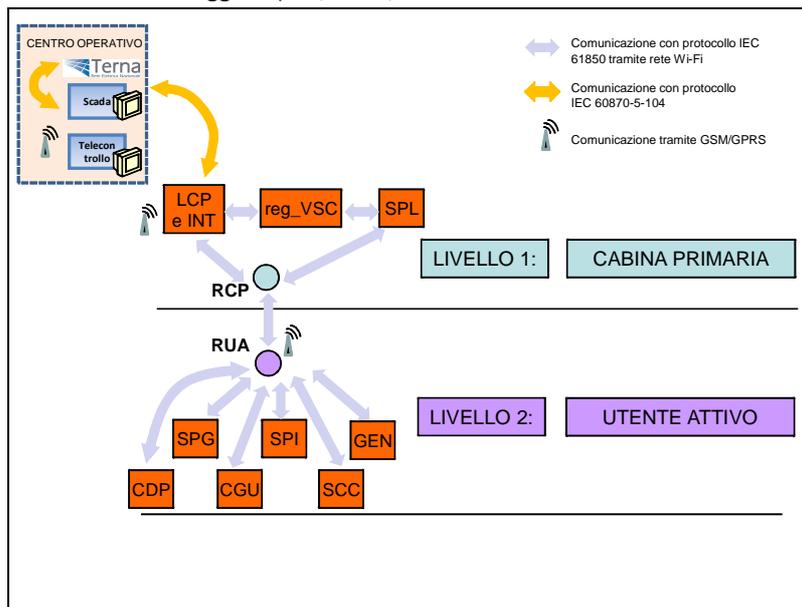
ARCHITETTURA DEL SISTEMA: LA SOTTOSTAZIONE ESTESA

Il sistema si sviluppa secondo due differenti livelli rispetto ai quali saranno introdotti i componenti della sottostazione estesa: il Livello 1 o Livello di Cabina Primaria e il Livello 2 o Livello Utente Attivo.

Il sistema proposto è di tipo centralizzato, in CP saranno presenti componenti distinti per realizzare le funzioni di protezione, regolazione e monitoraggio (SPL, LCP,

reg_VSC, INT), nonché per assolvere alle funzioni di comunicazione (RCP). Presso ciascuno dei siti di GD (Utenti Attivi) oltre a un Router (RUA) saranno presenti ulteriori componenti che consentono di realizzare le varie funzioni (SPG, SPI, GEN, CGU, CDP, SCC).

In questo modo sarà possibile realizzare il concetto di sottostazione estesa, ovvero una estensione della visione del sistema di supervisione e protezione della CP alle utenze lungo linea e alle utenze attive remote.



UTENTI ATTIVI

Gli impianti GD coinvolti nella sperimentazione, le relative caratteristiche, e il mezzo di comunicazione utilizzato per la relativa integrazione nell'architettura Smart Grid sono riportati in tabella.

Impianto	Tensione	Potenza [kVA]	Fonte di energia	Mezzo di comunicazione
UA 1	MT	3150	Idro	Wi-fi
UA 2	MT	1578	Idro	Wi-fi
UA 3	MT	200 186	Biogas FV	Wi-fi

SISTEMA DI COMUNICAZIONE

Sarà implementata una infrastruttura di comunicazione Wi-Fi che connette la CP e gli UA. La soluzione proposta prevede l'utilizzo del protocollo IEC 61850, garantendo completa interoperabilità tra i diversi dispositivi del sistema.

A valle delle indagini condotte sul territorio, si è deciso di predisporre l'installazione e l'utilizzo di collegamenti

dedicati Wi-Fi per raggiungere la GD; in questo modo sarà possibile ottenere una copertura efficace ed economica e una elevata sicurezza e affidabilità nella comunicazione.

Le soluzioni che si prevede di implementare sono:

- utenti attivi, connessione di tipo hyperlan 5.4 GHz con capacità del collegamento: 1mbps simmetrico (banda minima garantita download = upload = 1mbps)
- cabina primaria, connessione di tipo hyperlan 5.4 GHz con capacità del collegamento: 1mbps simmetrico (banda minima garantita download = upload = 1mbps).

Allegato 3

IED sorgente	Tipo punto	Origine	Nome segnale	Destinazione (Provenienza per i comandi)	Indirizzo IEC 61850				Parametri IEC 61850				T104					
					Network name	Logical device	Logical node	Data Object	Data attribute	Tipo segnale	Dataset	Report Control Block	Integrity period	GOOSE rank	Trigger Options (dcchg-dupst, periodic.g)	Goose MAC Address 01-0C-CD-00-XX-XX	VLAN (dec)	Common Address
STC- KO	GEN-SCC	Double Command	I/O	IMSD1 - CMD AP/CH	LCP	STCEKD	01CTRL	IMS_CSW1	Pos	ctVal	MMS	-	-	-	-	-	-	
		Double Command	I/O	IMSD2 - CMD AP/CH	LCP	STCEKD	01CTRL	IMS_CSW2	Pos	ctVal	MMS	-	-	-	-	-	-	
		Double Command	I/O	IMSD3 - CMD AP/CH	LCP	STCEKD	01CTRL	IMS_CSW3	Pos	ctVal	MMS	-	-	-	-	-	-	
		Double Command	I/O	IMSD4 - CMD AP/CH	LCP	STCEKD	01CTRL	IMS_CSW4	Pos	ctVal	MMS	-	-	-	-	-	-	
		Double TS	I/O	IMSD1 - CH/AP	LCP	STCEKD	01CTRL	IMS_CSW1	Pos	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	
		Double TS	I/O	IMSD2 - CH/AP	LCP	STCEKD	01CTRL	IMS_CSW2	Pos	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	
		Double TS	I/O	IMSD3 - CH/AP	LCP	STCEKD	01CTRL	IMS_CSW3	Pos	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	
		Double TS	I/O	IMSD4 - CH/AP	LCP	STCEKD	01CTRL	IMS_CSW4	Pos	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	
		Output Signal	I/O	RG01 - CMD INVERSIONE FISICO	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Output Signal	I/O	RG02 - CMD INVERSIONE FISICO	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Output Signal	I/O	RG03 - CMD INVERSIONE FISICO	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Output Signal	I/O	RG04 - CMD INVERSIONE FISICO	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Single Command	To Automation	IMSD1 - COMANDO INVERSIONE RG	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG01	SPCSO1	ctVal	MMS	-	-	-	-	-	-	-
		Single Command	To Automation	IMSD2 - COMANDO INVERSIONE RG	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG01	SPCSO2	ctVal	MMS	-	-	-	-	-	-	-
		Single Command	To Automation	IMSD3 - COMANDO INVERSIONE RG	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG01	SPCSO3	ctVal	MMS	-	-	-	-	-	-	-
		Single Command	To Automation	IMSD4 - COMANDO INVERSIONE RG	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG01	SPCSO4	ctVal	MMS	-	-	-	-	-	-	-
		Single TS	I/O	ALLARME PORTA APERTA	LCP	STCEKD	01CTRL	GENLN01	Loc	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	I/O	IMS TRASFORMATORE CABINA APERTO	LCP	STCEKD	01CTRL	POIHP01	Proy	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	I/O	RG01 - PRESENZA TENSIONE	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG01	SPCSO1	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	I/O	RG02 - PRESENZA TENSIONE	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG01	SPCSO2	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	I/O	RG03 - PRESENZA TENSIONE	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG01	SPCSO3	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	I/O	RG04 - PRESENZA TENSIONE	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG01	SPCSO4	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	I/O	RG01 - GUASTO OMOPOLARE 67	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG02	SPCSO1	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	I/O	RG02 - GUASTO OMOPOLARE 67	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG02	SPCSO2	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	I/O	RG03 - GUASTO OMOPOLARE 67	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG02	SPCSO3	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	I/O	RG04 - GUASTO OMOPOLARE 67	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG02	SPCSO4	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	I/O	RG01 - MAX CORRENTE 51	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG02	SPCSO5	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	I/O	RG02 - MAX CORRENTE 51	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG02	SPCSO6	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	I/O	RG03 - MAX CORRENTE 51	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG02	SPCSO7	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	I/O	RG04 - MAX CORRENTE 51	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG02	SPCSO8	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS Diag	From Automation	INIT AUTOMAZIONE	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Single TS Diag	I/O	CABINA IN LOCALE	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Single TS Diag	I/O	CABINA IN REMOTO	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Single TS Diag	I/O	ALIMENTAZIONE UP	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Single TS Diag	I/O	AVARIA MOTORI	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Single TS Diag	I/O	AVARIA RADDRIZZATORI	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Single TS Diag	I/O	BASSA VCC	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Single TS Diag	I/O	GUASTO GENERICO	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Single TS	From Automation	DIAG - BASSA VCC	LCP	STCEKD	01CTRL	DIAG_GG01	Alm6	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	From Automation	DIAG - UP IN LOCALE	LCP	STCEKD	01CTRL	DIAG_GG01	Alm2	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	From Automation	DIAG - AVARIA MOTORI	LCP	STCEKD	01CTRL	DIAG_GG01	Alm3	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	From Automation	DIAG - AVARIA RADDRIZZATORE	LCP	STCEKD	01CTRL	DIAG_GG01	Alm4	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	From Automation	DIAG - GUASTO UNITA BASE	LCP	STCEKD	01CTRL	DIAG_GG01	Alm5	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	From Automation	DIAG - ALIMENTAZIONE UP	LCP	STCEKD	01CTRL	DIAG_GG01	Alm7	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	From Automation	RG01 - DIREZ. RG (1+58/D+LN)	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG01	SPCSO5	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	From Automation	RG02 - DIREZ. RG (1+58/D+LN)	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG01	SPCSO6	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	From Automation	RG03 - DIREZ. RG (1+58/D+LN)	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG01	SPCSO7	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	From Automation	RG04 - DIREZ. RG (1+58/D+LN)	LCP	STCEKD	01CTRL	RG_GG01	SPCSO8	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Address Alarm	Modbus RS485	ADDRESS ALARM	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Address Alarm	Modbus TCP	ADDRESS ALARM	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Single TS	From Automation	DIAG - ALL COM MODBUS ANR	LCP	STCEKD	01CTRL	DIAG_GG01	Alm8	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	From Automation	DIAG - ALL COM MODBUS PLC	LCP	STCEKD	01CTRL	DIAG_GG01	Alm1	stVal	MMS	SGN_KD	REP_SGN_KD	1.0.0.1	-	-	-	-
		Telemasurement	I/O	IMSD1 - CORRENTE RILEVATA	LCP	STCEKD	01CTRL	MEA_MMXN1	Amp	magSI	MMS	MIS_KD	REP_MIS_KD	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	I/O	IMSD2 - CORRENTE RILEVATA	LCP	STCEKD	01CTRL	MEA_MMXN2	Amp	magSI	MMS	MIS_KD	REP_MIS_KD	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	I/O	IMSD3 - CORRENTE RILEVATA	LCP	STCEKD	01CTRL	MEA_MMXN3	Amp	magSI	MMS	MIS_KD	REP_MIS_KD	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	I/O	IMSD4 - CORRENTE RILEVATA	LCP	STCEKD	01CTRL	MEA_MMXN4	Amp	magSI	MMS	MIS_KD	REP_MIS_KD	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus RS485	ANR - Voltage V1	LCP	STCEKD	01MEAS	ANR_MMXN1	Vol	magSI	MMS	MIS_ANR	REP_MIS_ANR	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus RS485	ANR - Current I1	LCP	STCEKD	01MEAS	ANR_MMXN1	Amp	magSI	MMS	MIS_ANR	REP_MIS_ANR	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus RS485	ANR - Total P	LCP	STCEKD	01MEAS	ANR_MMXN1	Watt	magSI	MMS	MIS_ANR	REP_MIS_ANR	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus RS485	ANR - Total Q	LCP	STCEKD	01MEAS	ANR_MMXN1	Var	magSI	MMS	MIS_ANR	REP_MIS_ANR	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus RS485	ANR - Total PF	LCP	STCEKD	01MEAS	ANR_MMXN1	PwrFact	magSI	MMS	MIS_ANR	REP_MIS_ANR	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus RS485	ANR - Frequency	LCP	STCEKD	01MEAS	ANR_MMXN1	Hz	magSI	MMS	MIS_ANR	REP_MIS_ANR	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus RS485	ANR - Voltage V2	LCP	STCEKD	01MEAS	ANR_MMXN2	Vol	magSI	MMS	MIS_ANR	REP_MIS_ANR	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus RS485	ANR - Voltage V3	LCP	STCEKD	01MEAS	ANR_MMXN3	Vol	magSI	MMS	MIS_ANR	REP_MIS_ANR	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus RS485	ANR - Current I2	LCP	STCEKD	01MEAS	ANR_MMXN2	Amp	magSI	MMS	MIS_ANR	REP_MIS_ANR	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus RS485	ANR - Current I3	LCP	STCEKD	01MEAS	ANR_MMXN3	Amp	magSI	MMS	MIS_ANR	REP_MIS_ANR	0.0.1.1	-	-	-	-
		Set Point	Modbus TCP	SET POINT POTENZA ATTIVA	LCP	STCEKD	01GEN	DOPR1	SetP	setMagSI	MMS	-	-	-	15 min	-	-	-
		Set Point	Modbus TCP	SET POINT COSFI	LCP	STCEKD	01GEN	DOPR1	SetQ	setMagSI	MMS	-	-	-	-	-	-	-
		Set Point	Modbus TCP	LIFE BIT + RICH. REGOLAZIONE	LCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Single Command	To Automation	LIFE BIT	LCP	STCEKD	01GEN	DOPR1	Oper	ctVal	MMS	-	-	-	-	-	-	-
		Single Command	To Automation	RICH. REGOLAZIONE	LCP	STCEKD	01GEN	DOPR1	Oper	ctVal	MMS	-	-	-	-	-	-	-
		Single TS	Modbus TCP	ENABLE TELEREGOLAZIONE	LCP	STCEKD	01GEN	DOPR1	ReqReg	stVal	MMS	SGN_KAL	REP_SGN_KAL	1.0.0.1	-	-	-	-
		Single TS	Modbus TCP	KEEP ALIVE	LCP	STCEKD	01GEN	DOPR1	Lbit	stVal	MMS	SGN_KAL	REP_SGN_KAL	1.0.0.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus TCP	PLC - POTENZA ATTIVA	LCP	STCEKD	01GEN	PLC_MMXU1	Watt	magSI	MMS	MIS_GEN	REP_MIS_GEN	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus TCP	PLC - POTENZA REATTIVA	LCP	STCEKD	01GEN	PLC_MMXU1	Var	magSI	MMS	MIS_GEN	REP_MIS_GEN	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus TCP	PLC - REGOLAZIONE P IN CORSO	LCP	STCEKD	01GEN	DOPR1	PRegRun	magSI	MMS	MIS_GEN	REP_MIS_GEN	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus TCP	PLC - REGOLAZIONE Q IN CORSO	LCP	STCEKD	01GEN	DOPR1	QRegRun	magSI	MMS	MIS_GEN	REP_MIS_GEN	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	From Automation	CONFERMA SET POINT POTENZA ATTIVA DA KD	LCP	STCEKD	01GEN	DOPR1	PAck	magSI	MMS	MIS_GEN	REP_MIS_GEN	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	From Automation	CONFERMA SET POINT COSFI DA KD	LCP	STCEKD	01GEN	DOPR1	PFack	magSI	MMS	MIS_GEN	REP_MIS_GEN	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus TCP	CONFERMA SET POINT POTENZA ATTIVA DA PLC	LCP	STCEKD	01GEN	DOPR1	PAckPlc	magSI	MMS	MIS_GEN	REP_MIS_GEN	0.0.1.1	-	-	-	-
		Telemasurement	Modbus TCP	CONFERMA SET POINT COSFI DA PLC	LCP	STCEKD	01GEN	DOPR1	PFackPlc	magSI	MMS	MIS_GEN	REP_MIS_GEN	0.0.1.1	-	-	-	-
		Single Command	To Automation	ABILITA PRODUZIONE LIBERA DI F	LCP	STCEKD	01GEN	DOPR1	PFree	ctVal	MMS	-	-	-	-	-	-	-
		Single Command	To Automation	ABILITA PRODUZIONE LIBERA														