

PARERE TECNICO

**relativo al progetto pilota presentato dalla società Azienda Energetica Prato
Soc. Cooperativa, come risultante a seguito delle modifiche proposte ai sensi
della deliberazione ARG/elt 12/11**

NUCLEO DELLA COMMISSIONE DI ESPERTI
*di cui all'articolo 5 della deliberazione dell'Autorità ARG/elt 39/10
nominati con determinazione del Direttore Tariffe n. 4/2010*

prof. Paolo Pelacchi (Università di Pisa)

prof. Fabrizio Pilo (Università di Cagliari)

prof. Roberto Turri (Università di Padova)

Pisa, Cagliari, Padova
9 maggio 2011

1 Giudizio sintetico

Con riferimento alla Delibera ARG/elt 12/11 riguardante la graduatoria di merito dei progetti pilota, comprendenti sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT (*smart grids*), sulla base dei pesi dei benefici attesi e del relativo indicatore di priorità, coerentemente a quanto disposto dal comma 6.1. della delibera ARG/elt 39/10 e alla determinazione 27 ottobre 2010, n. 7/10 ed a seguito delle osservazioni contenute in tale delibera e relative al progetto presentato dalla società Azienda energetica Prato soc. Cooperativa, il Nucleo ha proceduto ad una ulteriore valutazione dell'istanza presentata dalla società stessa alla luce delle modifiche proposte con comunicazione del 9 marzo 2011.

Si evidenzia innanzitutto una drastica riduzione sia dei tempi che dei costi di realizzazione del progetto. Tale contrazione dei costi¹ è ottenuta dalla eliminazione dell'impianto di pompaggio inizialmente proposto, impianto che costituiva un elemento caratterizzante del progetto stesso. La semplice dichiarazione di intenzione di integrare nel futuro l'impianto di pompaggio-turbinaggio non può qui essere presa ad elemento di valutazione, non facendo parte del progetto pilota così come presentato a seguito delle modifiche.

Pur nelle singolari caratteristiche che collocano il progetto presentato all'interno di una microrete di distribuzione proprietaria che si interfaccia in un unico punto e con una unica linea (condivisa da altra società) alla RTN, si ritiene comunque che i requisiti tecnici minimi previsti dal comma 6.1 della Delibera ARG/elt 39/10 possono ancora essere considerati soddisfatti.

Con riferimento all'ambito A1 (dimensione del progetto dimostrativo), la rete presenta un variegato e considerevole mix di produzione con elevato numero di utenze attive e indubbe criticità di gestione a causa di un indiscriminato aumento di generazione da fonti rinnovabili non programmabili. Per contro, il progetto non coinvolge propriamente, in un'ottica di *smart grids*, le utenze attive e la CP ricevitrice; inoltre, l'aumento di energia immettibile a seguito dei nuovi interventi proposti è scarso. Si evidenzia, in particolare, che l'eliminazione del sistema di accumulo costituito dalla stazione di pompaggio va nella direzione di ridurre i benefici B1, B2 e B3, in quanto tale sistema di accumulo, in grado di evitare la saturazione della linea di connessione con la cabina primaria, avrebbe permesso la connessione di impianti fotovoltaici la cui produzione eccedentaria rispetto alla capacità delle infrastrutture avrebbe potuto essere accumulata nelle ore diurne per essere riutilizzata nelle ore notturne. Tuttavia, a favore dell'Azienda proponente, in assenza di un nuovo calcolo approfondito dell'aumento di energia immessa e di incremento di energia immessa in rapporto al carico, si è accettata l'approssimazione per eccesso in base alla quale i benefici B1, B2 e B3 restano immutati anche a seguito dell'eliminazione dell'impianto di pompaggio.

Per quanto attiene l'ambito A2 (grado di innovazione del progetto dimostrativo) il progetto sviluppa un'idea che, indipendentemente dalla situazione concreta, viene proposta come pilota anche per altre situazioni simili e che tende a risolvere "localmente" i problemi aumentando "l'intelligenza interna" al sistema senza gravami su collegamenti e impianti "terzi". La relativa novità dell'istanza originaria stava nell'utilizzo di un *mix* di tecnologie, alcune delle quali molto avanzate, per cercare di ottimizzare localmente i quattro tipi di produzione (idroelettrica, da fonte solare e biomassa e da cogenerazione), due dei quali del tutto casuali e imprevedibili, con il diagramma di carico, mantenendo il controllo e i vincoli sulla potenza trasferita "per" o "da" la RTN. Purtroppo, nella

¹ L'istanza originaria presentava costi pari a 6,1 milioni di euro. L'istanza è stata rimodulata con comunicazione inviata in data 25 gennaio 2011, portando riducendo i costi a 2,9 milioni di euro. L'istanza come risultante a seguito delle modifiche proposte ai sensi della deliberazione ARG/elt 12/11 presenta costi pari a 245.000 euro, con una riduzione di costo quindi superiore al 90%.

necessità di ridurre i costi per raggiungere un valore di *IP* accettabile, il sistema di pompaggio (e relativo accumulo di energia potenziale idraulica) originariamente previsto è stato soppresso prevedendo, come unico elemento di accumulo, lo stoccaggio di biogas che alimenta un cogeneratore, potenziato rispetto alla taglia necessaria per un funzionamento a potenza costante. A tal proposito, non è chiara quale sia la logica di gestione di tale accumulo; se tale logica fosse quella utilizzata per l'impianto di pompaggio non sono chiari i vantaggi che si otterrebbero per la rete, in particolare in termini di maggiore potenza installata e/o energia prodotta da fonti rinnovabili (al par. 7.2. si propone di trasferire energia dalle ore vuote a quelle di punta mentre nel par. 9.7.2. si propone, sempre per il periodo estivo, di trasferire energia dalle ore di punta a quelle vuote). Inoltre, non è chiaro come il cogeneratore, adibito a teleriscaldamento come dichiarato nella istanza originaria, possa essere utilizzato in ore notturne estive. In ogni caso, l'esclusione dell'impianto di pompaggio dal progetto pilota, oltre a rendere confuso l'apporto dei restanti investimenti in termini di miglior gestione della rete, elimina il possibile apporto alla regolazione della tensione dell'impianto di pompaggio e dei sistemi di accumulo dinamico ad azione pressoché istantanea (volani) inizialmente previsti nel progetto, e limita fortemente la capacità di gestione attiva della porzione di rete interessata. Il progetto nella nuova versione proposta non appare in grado di limitare le interruzioni del servizio causate sia dalle problematiche inerenti le sovratensioni sia dal superamento della capacità di trasporto della linea sulla quale si riversa la notevole capacità produttiva degli impianti fotovoltaici installati nell'area.

Con riferimento all'ambito A3 (fattibilità del progetto dimostrativo), si rileva che i costi ed i tempi di realizzazione sono adesso compatibili con la realizzazione del progetto. Tuttavia, si osserva come l'approccio utilizzato privilegi la produzione più che essere orientato ad introdurre effettivi benefici ottenibili dalla rete di distribuzione e sia quindi più adatto ad una società verticalmente integrata.

Per quanto riguarda infine l'ambito A4 (congruità costi e replicabilità su larga scala del progetto dimostrativo) il progetto presenta limitate caratteristiche di replicabilità.

In ultima istanza, rimangono perplessità sia sulla possibilità di migliorare effettivamente la gestione della rete di distribuzione che sui reali benefici per gli utenti finali. Si sottolinea nuovamente che una soluzione alternativa allo sviluppo del progetto proposto potrebbe ricercarsi in un ovvio potenziamento della linea di trasporto e della potenza installata nella cabina primaria di riferimento, che risulta tuttavia non di proprietà della Coop. Tale soluzione è comunque auspicabile indipendentemente dall'implementazione o meno del progetto dimostrativo.

2 Valutazione dei benefici attesi e calcolo dell'indice *IP*

Di seguito si riporta la valutazione dei benefici attesi e dell'indice *IP* del progetto pilota presentato dalla società Azienda Energetica Prato Soc. Cooperativa, come risultante a seguito delle modifiche proposte ai sensi della deliberazione ARG/elt 12/11, calcolati in coerenza con quanto indicato nella Determina 7/10 e con le valutazioni precedentemente effettuate in relazione agli altri progetti presentati nell'ambito della procedura di cui alla deliberazione ARG/elt 39/10.

Per completezza si riportano, a fianco, anche i valori dei benefici assegnati al progetto con deliberazione ARG/elt 12/11, precedenti alle modifiche.

		Istanza originaria	Istanza modificata ex delibera ARG/elt 12/11
B1	Numero di punti di connessione di utenze attive coinvolti nel progetto	5	5
B2	Aumento dell'energia immettabile in rete da GD, rispetto alla rete gestita nelle condizioni precedenti gli interventi per cui si richiede il trattamento incentivante	4	4
B3	Aumento, rispetto alle condizioni precedenti gli interventi per cui si richiede il trattamento incentivante, della percentuale di energia elettrica immettabile in rete da GD, calcolata in rapporto ai consumi delle utenze passive connesse alla medesima rete	4	4
B4	Numero di cabine primarie	1	1
Ambito A1	Dimensione del progetto dimostrativo	14	14
B5	Coinvolgimento degli utenti attivi con eventuali modifiche impiantistiche: previsione del coinvolgimento degli utenti attivi della rete considerata al fine della modifica degli impianti di tali utenti ove necessaria ai fini del funzionamento dei sistemi di comunicazione e controllo; inclusione della modifica delle protezioni di rete e l'automazione degli attuatori alle interfacce con le utenze attive	3	3
B6	Previsione di un sistema di acquisizione e controllo (SCADA) per la valutazione dinamica dei flussi energetici sulla rete	2	2
B7	Previsione di un sistema di comunicazione anche bidirezionale con i clienti finali per la sperimentazione di modalità di <i>demand response</i> attraverso segnali di prezzo ai clienti finali	0	0
B8	Previsione di un sistema di storage in particolare in combinazione con fonti rinnovabili intermittenti o con installazioni di ricarica, anche bidirezionale, di veicoli elettrici, o un sistema di controllo congiunto di produzione da fonti rinnovabili e di produzione tradizionale o di carichi tale da assicurare un profilo netto di immissione regolare e prevedibile	12	4
B9	Partecipazione degli impianti di generazione diffusa alla regolazione della tensione	8	4
Ambito A2	Grado di innovazione del progetto dimostrativo	25	13

Allegato A

		Istanza originaria	Istanza modificata ex delibera ARG/elt 12/11
B10	Tempi di attuazione del progetto	2	4
B11	Miglioramento degli indicatori di qualità del servizio (continuità, tensione) rispetto ai valori dei medesimi indicatori registrati nelle condizioni precedenti gli interventi per cui si richiede il trattamento incentivante	4	2
Ambito A3	Fattibilità del progetto dimostrativo	6	6
B12	Grado di coinvolgimento diretto di utenti attivi (soggetti titolari di unità di generazione attiva), tenendo conto anche di opportuni meccanismi economici atti a consentire detto coinvolgimento senza costi aggiuntivi o con costi molto limitati per gli stessi utenti attivi	0	0
B13	Impiego di sistemi di comunicazione finalizzati allo scambio di informazioni tra il gestore della rete di distribuzione e gli utenti della rete che adottino tecniche e protocolli di comunicazione standard, consolidate e trasparenti	4	4
B14	Congruità tra costi di investimento e obiettivi/benefici attesi del progetto con particolare riferimento alla replicabilità su larga scala	5	5
Ambito A4	Replicabilità su larga scala del progetto dimostrativo	9	9
Punteggio assegnato A		54	42
Coefficiente di normalizzazione α		1,381	1,381
Costo [Euro]		2.900.000	245.000
IP		26	237