

**Alma Mater Studiorum
Università di Bologna**

Facoltà di Ingegneria

Master in Ingegneria dell'Innovazione

Titolo Tesi:

***“Il Progetto Telegestore: il primo
passo verso la Smart Grid”***

Tesi di:

Gustavo Barbera

Tutor: *Prof. Dott. Bruno Riccò*

Anno Accademico 2012

INDICE

1.	Cos'è una Smart Grid?	1
1.1.	Architettura di una rete tradizionale	1
1.2.	Concetto di una Smart Grid	2
1.3.	Il Progetto Telegestore e il suo vincolo con le Smart Grids	3
2.	<i>Smart Grids e Smart Metering</i> a livello mondiale	4
2.1.	Situazione in altri paesi	4
2.1.1.	ALL'INTERNO DELL'EUROPA	4
2.1.2.	ALL'ESTERNO DELL'EUROPA	4
2.2.	Progetti Internazionali per lo sviluppo delle Smart Grids	5
2.2.1.	IL PROGETTO ADDRESS	5
2.2.2.	IL PROGETTO EDSO FOR SMART GRIDS	6
2.2.3.	L'ASSOCIAZIONE METERS AND MORE	6
3.	Il Mercato Elettrico italiano	7
3.1.	Introduzione	7
3.2.	Il decreto Bersani	7
3.3.	Il servizio di maggior tutela	7
3.4.	Il mercato libero	9
3.5.	Vendita di energia elettrica al sistema	11
3.6.	Le differenze con Argentina	12
4.	Il Gruppo Enel	14
4.1.	Profilo dell'azienda	14
4.2.	La presenza di Enel nel Mondo	14
4.3.	Le aziende che fanno parte del Gruppo Enel	14
4.4.	Le aziende Municipalizzate	15
5.	Il Progetto Telegestore	16
5.1.	Introduzione al Progetto	16
5.2.	I vantaggi che il Progetto offre	16
5.2.1.	VANTAGGI PER L'OPERATORE	16
5.2.2.	VANTAGGI PER IL SISTEMA	17
5.2.3.	VANTAGGI PER GLI UTENTI	17
5.3.	Il Progetto da un punto di vista tecnico	17
5.3.1.	ARCHITETTURA DEL SISTEMA	17
5.3.2.	SISTEMI DI COMUNICAZIONI UTILIZZATI SULLE DIVERSE TAPPE DEL SISTEMA	18
5.4.	Analisi dei Contatori Elettronici	22
5.4.1.	DESCRIZIONE GENERALE	22
5.4.2.	IL CONTATORE MONOFASE	23
5.4.3.	IL CONTATORE TRIFASE	25
5.4.4.	PROCEDURA DI SOSTITUZIONE DEI CONTATORI	26
5.5.	Il Concentratore	26
5.6.	Il Sistema Centrale	28

5.7.	Il Progetto ed il cambio di paradigma nella gestione dell'energia.....	28
5.7.1.	VANTAGGI SUL PROCESSO TRADIZIONALE DI MISURA DELL'ENERGIA.....	28
5.7.2.	RISPARMIO ECONOMICO DELL'IMPIEGO DEL SISTEMA DI TELEGESTIONE.....	30
5.7.3.	UN CASO DI <i>BUSINESS PROCESS REENGINEERING</i>	31
5.7.4.	GESTIONE DELL'INNOVAZIONE	32
5.7.5.	ALLEANZE STRATEGICHE CON ALTRE AZIENDE.....	36
5.8.	La Smart Grid a casa. Il ruolo del Consumatore	36
5.8.1.	IL PROGETTO "ENEL SMART INFO"	37
5.8.2.	IL PROGETTO "ENERGY@HOME".....	39
5.9.	Altri vantaggi che il Progetto Telegestore offre.....	41
5.9.1.	OTTIMIZZAZIONE DELLE RETI BASATE SUL PROGETTO.	41
5.9.2.	PROCEDURA PER IL CONTROLLO DI PERDITE TECNICHE E FURTO DI ENERGIA.	43
5.9.3.	INFRASTRUTTURA PER GESTIRE LA RICARICA DELL'AUTO ELETTRICA.	44
5.9.4.	VALUTAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO OFFERTO AI CONSUMATORI.....	47
6.	Benefici dell'implementazione del Progetto in Argentina	48
6.1.	I servizi elettrici a Buenos Aires	48
6.2.	Benefici diretti.....	48
6.3.	Benefici indiretti.....	48
6.3.1.	SFRUTTAMENTO DEL PROGETTO SUL CONTROLLO DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO....	48
6.3.2.	SFRUTTAMENTO DEL PROGETTO SULL'OTTENZIONE DEI PROFILI DI CARICA.	50
6.4.	Le barriere da abbattere.....	51
6.4.1.	BARRIERE DA UN PUNTO DI VISTA DELLA REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO.	51
6.4.2.	BARRIERE ECONOMICHE.	51
6.4.3.	BARRIERE TECNICHE.....	51
6.4.4.	BARRIERE SOCIALI.....	52
	Conclusioni	53
	Ringraziamenti	54
	Bibliografia e Referenze.....	55

SINTESI E OBIETTIVI

“Il Progetto Telegestore: il primo passo verso la Smart Grid”

L'obiettivo della tesi è quello di studiare uno dei progetti più innovativi nell'ambito elettrotecnico degli ultimi dieci anni. Si tratta del “Progetto Telegestore”, il cui è stato realizzato dall'azienda elettrica Enel e oggi è considerato un modello da seguire in tutto il mondo.

Lo scopo di tale progetto è stato quello di implementare un sistema che consenta all'impresa distributrice di eseguire non solo la lettura a distanza dei consumi di ogni utente, ma anche la gestione da remoto delle corrispondenti operazioni contrattuali.

Lo sviluppo del progetto ha richiesto la sostituzione dei 32 milioni di vecchi contatori elettromeccanici con nuovi contatori elettronici ed intelligenti in grado di stabilire una comunicazione bidirezionale con i concentratori, installati in cabina secondaria, attraverso la stessa rete di bassa tensione.

I contatori elettronici, conosciuti anche come “intelligenti”, rappresentano il tassello fondamentale del progetto. Tali dispositivi permettono agli utenti di conoscere in tempo reale i loro consumi e pertanto di usare l'energia in modo più razionale e consapevole.

Dall'altra parte, attualmente in tutto il mondo si parla dello sviluppo delle Smart Grids, cioè reti elettriche con flussi di energia multidirezionali, elevata efficienza, elevato livello di affidabilità e qualità del servizio, basso impatto ambientale, e non da ultimo con consumatori coinvolti nel sistema. Per rendere questa sfida possibile, anzitutto bisogna realizzare un sistema in grado di gestire in maniera affidabile e integrata, tutti gli attori coinvolti. Tale sistema si chiama Smart Metering. Italia, tramite l'avvio e l'implementazione del Progetto Telegestore, ha costituito il primo passo verso “la rete del futuro”.

Di conseguenza, nella prima parte della tesi si presenta uno schema concettuale di tali reti e la situazione a livello mondiale riguardo alle Smart Grids e lo Smart Metering. Dopo si analizza l'innovatore mercato elettrico italiano, il che è stato liberalizzato verso la fine degli anni novanta.

Si presenta, poi, uno studio del Progetto Telegestore da un punto di vista puramente tecnico. Si descrivono le architetture utilizzate, i dispositivi che fanno parte del sistema, quali contatori e concentratori. Inoltre, si analizzano le diverse tecnologie di comunicazione che sono utilizzate.

Si effettua anche un'analisi riguardo all'effetto che il progetto ha avuto sui processi aziendali e alla gestione dell'innovazione all'interno dell'impresa. Inoltre, si studiano i vantaggi aggiuntivi che il progetto offre, oltre alla misura e gestione dei consumi, quali ottimizzazione delle reti, il controllo delle perdite, la valutazione della qualità del servizio offerto, la futura ricarica delle auto elettriche, eccetera. Dall'altra parte, si esamina il ruolo che i consumatori giocano all'interno del Progetto.

Finalmente si presentano le barriere da abbattere per implementare in Argentina un sistema come quello italiano e i diversi vantaggi che questo porterebbe.

1. Cos'è una Smart Grid?

1.1. ARCHITETTURA DI UNA RETE TRADIZIONALE

Una rete elettrica tradizionale ha una struttura come quella in **Figura 1**. Dunque, dalla sinistra alla destra l'energia si genera (attraverso diverse fonti, come per esempio nucleare, idroelettrica, eolica, solare, ecc.) dopo si trasmette tramite la rete di alta tensione, si distribuisce attraverso la rete di bassa tensione e finalmente si fornisce agli utenti siano industriali, commerciali o residenziali. Naturalmente, si osserva che il flusso di energia avviene in un'unica direzione, cioè dalla generazione agli utenti.

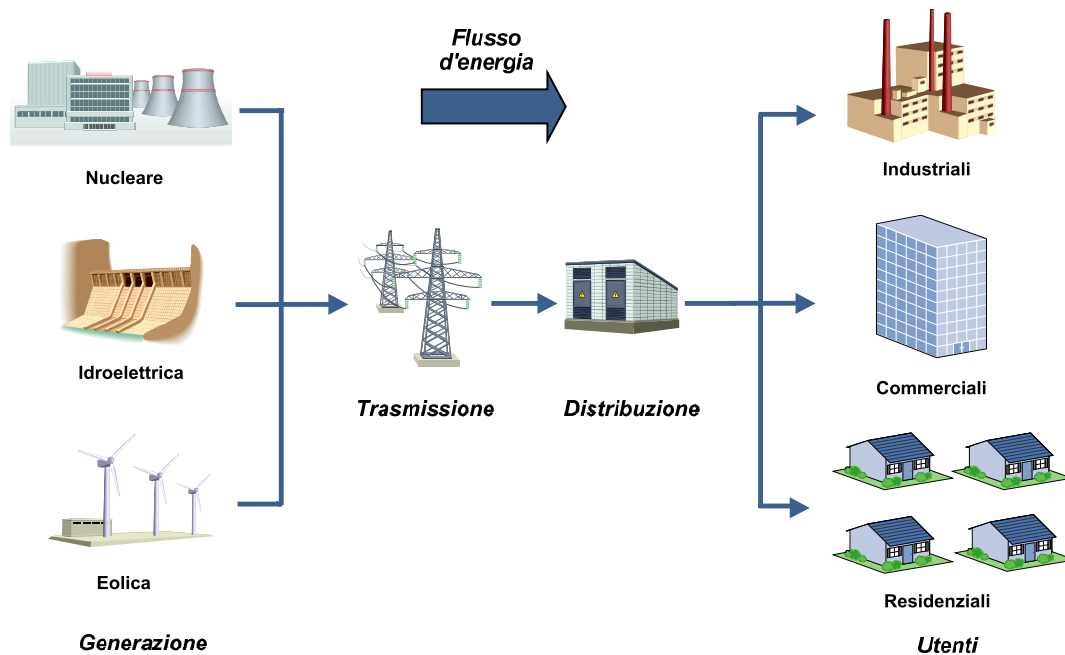


Figura 1. Rete elettrica tradizionale.

Questo sistema è stato utilizzato in tutto il mondo dal secolo XX con notevole successo. Anche se è stato considerato una delle invenzioni più importanti del secolo, è possibile trovare dei punti deboli nel suo andamento:

- È un sistema abbastanza inefficiente, dato che presenta una notevole differenza tra il valore medio e il massimo di domanda.
- Non si tratta di un sistema sicuro.
- È una rete troppo rigida, poiché non è sufficientemente flessibile per soddisfare nuovi tipi di consumatori (per esempio l'auto elettrica). Occorre incorporare generazione distribuita.
- La qualità del servizio deve essere migliorata. Pertanto, bisogna ridurre i guasti nei diversi elementi del sistema.
- È un sistema troppo inquinante, a causa delle emissioni di CO₂ che avvengono durante la generazione di energia. In altre parole, bisogna incorporare fonti di energia rinnovabili.
- Il consumatore deve diventare un tassello più importante all'interno del sistema elettrico. Essi devono essere più consapevoli del risparmio di energia.

Insomma, il progresso raggiunto nell'ambito tecnologico renderà possibile avere un sistema elettrico più affidabile, più flessibile, meno inquinante e soprattutto con clienti più coinvolti e quindi consapevoli di un utilizzo più razionale dell'energia. [1]

1.2. CONCETTO DI UNA SMART GRID

Non esiste un'unica definizione di *Smart Grid*, ma in semplici parole si potrebbe affermare che essa è una rete che in futuro migliorerà tutte le debolezze che presentano le reti attuali.

Di conseguenza, le caratteristiche che avranno le “reti del futuro” sono [2] [3]:

- **Elevata efficienza:** Cercando di ridurre le perdite che avvengono in tutti gli elementi che fanno parte del sistema.
- **Elevato livello di affidabilità.** L'utilizzo di sensori intelligenti, installati in diversi punti dalla rete, permetterà di localizzare i guasti che avvengono all'interno del sistema elettrico in modo veloce. Perciò, la rete diventerà più affidabile.
- **Sicurezza ed accettabile qualità del servizio.** Le reti del futuro dovranno garantire agli utenti una qualità migliore di quella fornita oggi.
- **Basso impatto ambientale.** Attraverso l'integrazione di fonti di energia rinnovabili nel sistema di distribuzione.
- **Flessibilità per soddisfare la mobilità elettrica.** Tramite l'istallazione di centri di ricarica nei luoghi pubblici e privati che consentiranno agli automobilisti di effettuare la ricarica delle loro macchine.
- **Flussi di energia multidirezionale.** Per mezzo dell'integrazione di fonti di generazione distribuita, per esempio turbine eoliche ed impianti fotovoltaici, il flusso dell'energia non sarà più solo in una direzione.
- **Consumatori coinvolti nel sistema.** Con un mercato in grado di fornire segnali di prezzo e consentendo agli utenti di immettere energia in rete, essi diventeranno “parte attiva” del sistema. Inoltre, i consumatori saranno in grado di scegliere il loro fornitore di energia.

Tutte queste caratteristiche si rappresentano in **Figura 2**, in cui si osservano le città, le abitazioni, la generazione distribuita da fonti rinnovabili, i sistemi di accumulo di energia, e anche le risorse per soddisfare la ricarica delle auto elettriche. [4] [5]

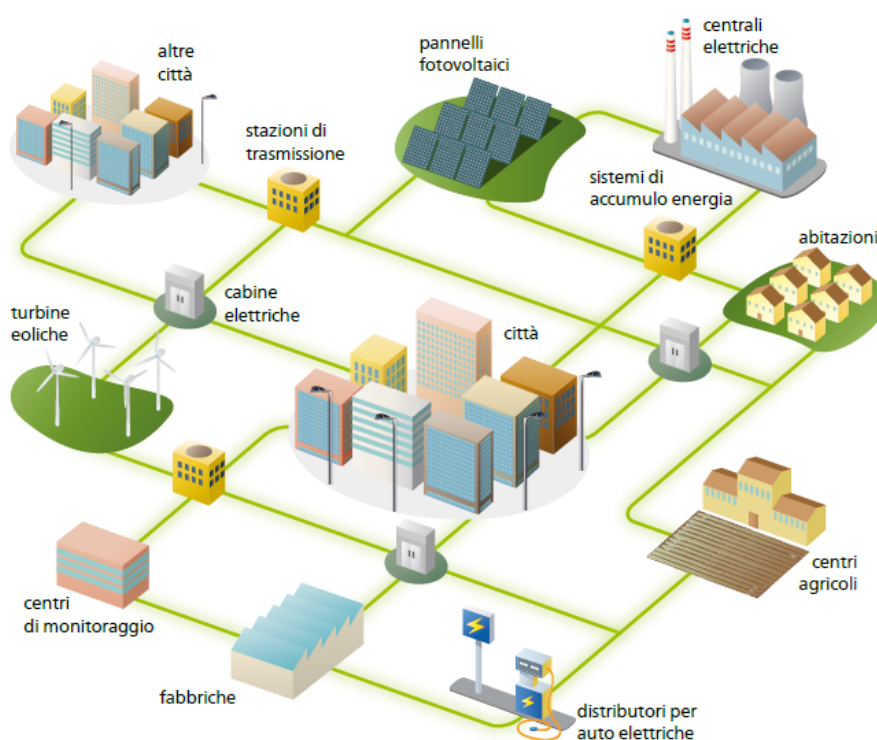


Figura 2. Architettura di una *Smart Grid*.

1.3. IL PROGETTO TELEGESTORE E IL SUO VINCOLO CON LE SMART GRIDS

Per far funzionare questo complesso sistema elettrico in maniera adeguata, bisogna sviluppare un sistema intelligente ed affidabile che riesca non solo a misurare ma anche a gestire l'energia messa in gioco. [6] a [10]

I compiti che questo sistema di misura e gestione intelligente dovrebbe eseguire sono:

- Misurare non solo l'energia prelevata ma quell'immessa in rete dallo stesso utente. Pertanto deve essere in grado di misurare il flusso di energia in entrambe le direzioni.
- Valutare il prezzo dell'energia secondo l'ora in cui essa viene consumata (“tariffe biorarie”).
- Misurare l'energia utilizzata per caricare le auto elettriche in luoghi pubblici e privati, e aggiungere questa quantità di energia alla bolletta dello stesso utente.
- Consentire al consumatore di controllare l'energia consumata attraverso la gestione intelligente delle sue cariche, e quindi permettere un risparmio energetico.
- Consentire agli utenti di gestire il contratto con i loro fornitori sul Mercato Libero.
- Trasmettere informazione in entrambe le direzioni, ossia verso il consumatore e verso il produttore di energia.
- Permettere agli operatori di conoscere in “tempo reale” la totalità dei consumi che avvengono durante le 24 ore del giorno, il che renderà possibile gestire la rete in un modo più efficace e conveniente.
- Consentire agli operatori di utilizzare lo stesso sistema per svolgere una procedura che permetta di valutare le perdite sia nella trasmissione, che nella distribuzione di energia.
- Permettere un cambio di paradigma nel rapporto tra l'operatore e il cliente.

Questo sistema di misura e gestione intelligente dell'energia è stato già disegnato e implementato per prima volta in Italia, dalla impresa Enel, ed è conosciuto come “Il Progetto Telegestore”. Oggi è un modello da seguire nei mercati elettrici di tutti i paesi del mondo. A livello mondiale, questo tipo di sistema si chiama *Smart Metering*.

Insomma, per riuscire ad avere una *Smart Grid*, occorre anzitutto implementare un sistema come quello italiano. Per questa ragione, il *Progetto Telegestore* è considerato il primo passo verso lo sviluppo delle *Smart Grid*.

Lo scopo di questa ricerca sarà proprio lo studio di questo progetto, a causa della sua importanza e innovazione nell'ambito dell'energia elettrica.

2. Smart Grids e Smart Metering a livello mondiale.

2.1. SITUAZIONE IN ALTRI PAESI

Oltre ad Enel, vi sono altre imprese elettriche nel mondo che hanno già avviato progetti che riguardano l'installazione di misuratori di energia intelligenti sulle reti di distribuzione. Si prevede che entro il 2016, 600 milioni di contatori intelligenti saranno stati installati in tutto il mondo, dei quali 130 milioni in Europa.

Di seguito, si descrivono alcuni progetti all'esterno dell'Italia.

2.1.1. ALL'INTERNO DELL'EUROPA

- **Spagna.** Il paese di maggiore sviluppo in termini di *Smart Metering* all'interno dell'Europa sarà la Spagna, a partire dall'acquisto dell'*Utility* Endesa da parte di Enel. Il Gruppo sta progettando l'installazione di 13 milioni di contatori elettronici, i quali saranno telegestiti.

In questo progetto il Gruppo Enel sfrutterà l'esperienza acquisita durante lo sviluppo del *Progetto Telegestore*. [11] [12]

- **Svezia.** La Svezia è stato il secondo paese nel mondo, cioè dopo l'Italia, ad installare contatori intelligenti nella totalità degli utenti. Questo significa avere sostituito oltre 1 milione di contatori in tutto il paese. [9]

Gli altri paesi nordici, come Norvegia e Finlandia, stanno anche lavorando seriamente sulla sostituzione dei contatori.

2.1.2. ALL'ESTERNO DELL'EUROPA

- **America del Nord – Gli Stati Uniti.** Per quanto riguarda allo *Smart Metering*, loro hanno avviato progetti in diversi stati. Lo stato di avanzamento dei progetti dipende dalla regione, dato che in alcune contee come *Marin County* lo *Smart Metering* è stato vietato non solo per affettare la salute degli utenti ma anche per invadere la loro privacy. [13]

Secondo [14] entro il 2016, ci saranno oltre 80 milioni di contatori intelligenti installati nell'America del nord.

- **Asia – Corea del Sud.** In questo paese nell'anno 2010, hanno avviato un importante progetto riguardo alle *Smart Grids*. Hanno deciso di svolgere delle prove sperimentali nell'isola di *Jeju*, situata verso il sud del paese. Tali prove finiranno entro il 2013. [15]

Il progetto riguarda la ricerca e sviluppo su cinque aree diverse: Sistemi di Potenza intelligenti, efficienza energetica in edifici, le auto elettriche, utilizzo di fonti di energia rinnovabili e creazione di nuovi servizi di energia.

Per fare fronte alla sfida, gli investitori hanno creato un importante consorzio del quale fanno parte SK Telecom, SK Energy, Samsung, eccetera.

- **America del Sud – Brasile.** In questo continente, il Brasile è stato il primo paese ad investire nella ricerca e lo sviluppo nell'ambito dello *Smart Metering*. L'obiettivo principale del paese è quello di sostituire circa 63 milioni di contatori entro il 2021. Di fatto, il Brasile è considerato uno dei mercati più interessanti a livello mondiale in termini di *Smart Grids* e *Smart Metering*. [16]

Ad esempio, l'impresa *AES Electropaulo* ha investito in progetti nel campo delle reti intelligenti a San Pablo. Nello stesso senso, loro hanno avviato un progetto per la fornitura di contatori elettronici per la città di Rio de Janeiro.

Apparentemente uno degli scopi più importanti è quello di ridurre le perdite non tecniche legate al furto dell'energia.

2.2. PROGETTI INTERNAZIONALI PER LO SVILUPPO DELLE SMART GRIDS

A livello europeo esistono dei progetti che hanno l'obiettivo di promuovere lo sviluppo delle *Smart Grids*. Di tali progetti fanno parte tutti gli attori che sono coinvolti in questa sfida, come per esempio imprese distributrici di elettricità, centri di ricerca & sviluppo, università e anche fabbricanti di elettrodomestici e di dispositivi elettrici che verranno installati sulle reti intelligenti.

Naturalmente Enel, l'impresa italiana leader nell'ambito dello *Smart Metering*, gioca un ruolo essenziale nelle attività svolte in questi progetti.

Di seguito, si descrivono i progetti più rilevanti.

2.2.1. IL PROGETTO ADDRESS

ADDRESS viene dall'inglese "*Active Distribution network with full integration of Demand and distributed energy RESourceS*". Naturalmente lo scopo del progetto è quello di far partecipare al mercato elettrico gli utenti di bassa tensione e quindi che essi diventano un attore attivo della rete. Si tratta di un'idea abbastanza *rivoluzionaria* per un mercato elettrico del tipo conservativo.

Tale concetto si chiama proprio "*Domanda Attiva*". [17] a [20]

Le linee di ricerca sono:

- Cercare di rimuovere le barriere che esistono attualmente allo sviluppo di questo nuovo concetto della Domanda Attiva.
- Identificare un'architettura aperta per le comunicazioni in tempo reale che una rete intelligente richiede.
- Identificare chiaramente quali sono i benefici per i differenti attori del mercato elettrico.

Il progetto, il cui è nato nel 2008 e durerà 4 anni, è finanziato in parte dalla Comunità Europea, visto che del budget totale di 16 milioni di Euro la CE ha finanziato 9 milioni di Euro. Oltre a ciò, è coordinato da Enel e partecipano 25 *partners*, dei quali 4 sono imprese di trasmissione e distribuzione di energia, 10 università e centri di ricerca, 2 fornitori di energia, 6 industrie manifatturiere e 3 sono imprese fornitrici di servizi telecomunicazione. Questi *partners* appartengono a 11 paesi europei e sono:

- **Belgio.** VITO / Electrolux.
- **Finlandia.** VTT.
- **Francia.** EDF-SA / Landys and Gyr.
- **Germania.** Consentec.
- **Italia.** Enel Distribuzione / Enel Produzione / Alcatel Italia / Università di Cassino / Università di Siena.
- **Olanda.** KEMA / Philips.
- **Regno Unito.** University of Manchester / EDF En / RLtec.
- **Romania.** Dobrogea.
- **Spagna.** Iberdrola / Universidad Pontificia Comillas / Ericsson Esp. / Labein / ZIV.
- **Svezia.** Vattenfall.
- **Svizzera.** ABB / Current Technologies Int..

In **Figura 3** si mostra l'architettura concettuale del Progetto ADDRESS. In ogni casa con impianti di generazione di energia, ad esempio tramite l'installazione di pannelli fotovoltaici, esisterà la cosiddetta *Energy Box*. Questa lavorerà insieme al contatore intelligente e sarà in grado di gestire non solo i consumi degli utenti attraverso la connessione agli elettrodomestici, ma anche l'energia immessa in rete dallo stesso utente. L'*Energy Box* prenderà la decisione a seconda di quello richiesto dal sistema.

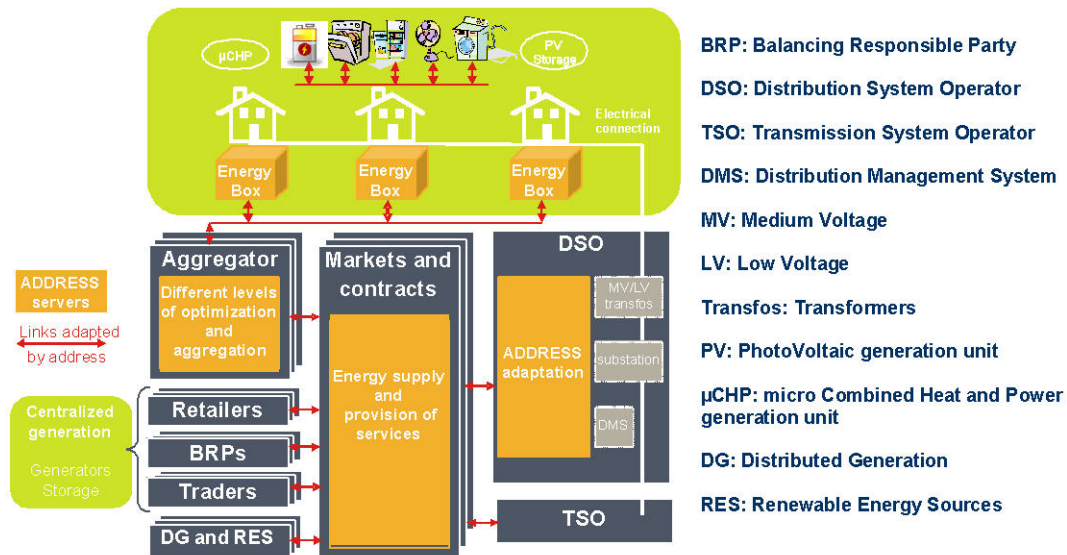


Figura 3. Architettura concettuale del progetto ADDRESS.

In questo concetto esiste una nuova figura chiamata *Aggregatore*, il quale rappresenta un mediatore tra l'utente e il sistema elettrico. Questo attore è in grado di offrire nuovi servizi al sistema elettrico e allo stesso tempo incentiva gli utenti a far parte del mercato.

Si tratta di nuove imprese private che offriranno questo servizio di collegare agli *utenti attivi* con il sistema, consentendo ad entrambi gli attori di ottenere particolari vantaggi sul mercato di energia elettrica.

2.2.2. IL PROGETTO EDSO FOR SMART GRIDS

EDSO viene anche dall'inglese "*European Distribution System Operator*" ed è uno dei principali attori dell'EEGI (*European Electricity Grid Initiative*). Fanno parte del progetto le imprese distributrici di energia più importanti dell'Europa, tra le quale si trova l'italiana Enel. [21]

Lo scopo di questo progetto è quello di rinnovare le reti di distribuzione europee alla luce del nuovo concetto delle *Smart Grids*.

2.2.3. L'ASSOCIAZIONE METERS AND MORE

Questa *non-profit* associazione è stata creata da Enel ed Endesa, la quale appartiene al Gruppo Enel.

L'obiettivo di *Meters and More* è quello di rendere accessibile il protocollo di comunicazione utilizzato da Endesa nel sistema di telegestione che si sta implementando nella Spagna. Questo protocollo è diverso da quello utilizzato da Enel in Italia, dato che è stato migliorato secondo l'esperienza acquisita dall'impresa italiana durante lo svolgimento del *Progetto Telegestore*. [11]

Di conseguenza, le *Utilities* europee potranno usufruire dell'esperienza non solo italiana ma anche spagnola, e utilizzare il protocollo di comunicazione come uno standard di riferimento nell'architettura dello *Smart Metering*. [22]

Dal 2010 l'associazione ha avuto il supporto di imprese molto importanti per lo sviluppo delle *Smart Grids* come IBM, Siemens, ST Microelectronics, CESI, eccetera.

L'evoluzione e le nuove applicazioni di *Meters and More* saranno valutate e certificate da un corpo scelto dalla stessa associazione per eseguire tale compito.

3. Il Mercato Elettrico italiano

3.1. INTRODUZIONE

La liberalizzazione del Mercato Elettrico Italiano è stata avviata con il decreto legislativo 16 marzo 1999, noto come “*decreto Bersani*”. [23]

Tale liberalizzazione riguarda tutte le attività della filiera elettrica. Prima di tale cambiamento, il mercato era del tipo monopolistico, quindi qualsiasi attività era svolta da Enel.

Lo scopo di questo processo chiaramente è stato quello di favorire la concorrenza tra diversi operatori e quindi ottenere un prezzo più basso dell'energia ed una migliore qualità di servizio.

Oltre a ciò, il cambiamento prevede le tariffe biorarie, vale a dire tariffe nelle quali il prezzo dell'energia varia secondo l'ora. Di conseguenza, è possibile risparmiare soldi se si utilizzano gli elettrodomestici di notte, ossia quando il prezzo dell'energia è più basso.

Un altro concetto innovativo in termini di liberalizzazione del mercato elettrico è quello che i consumatori sono in grado di mettere energia alla rete della quale sono connessi. Vi sono degli utenti che possiedono dei generatori per fare operare le loro cariche, e mettono in rete quell'energia che non utilizzano. Questo concetto non è facilmente applicabile in mercati elettrici più conservativi.

3.2. IL DECRETO BERSANI

Il decreto Bersani è quello statuto che ha introdotto la liberalizzazione del mercato elettrico in Italia. Prima di questo decreto Enel era l'unica impresa che poteva produrre, trasportare, consegnare e vendere energia elettrica a tutti gli utenti italiani. Dopo che tale liberalizzazione è stata avviata, qualsiasi operatore è in grado di produrre e anche di vendere energia elettrica al mercato. [23]

Questo statuto riguarda anche la divisione della filiera elettrica in generazione, trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica. In fatti, Enel ha dovuto creare nuove imprese per potere operare nelle diverse attività.

Per quanto riguarda la generazione di energia, il decreto ha imposto che di tutta l'energia prodotta in Italia, solo una percentuale pari a 50% può essere generata da Enel. Il resto dell'energia deve essere prodotta da altri operatori.

In quanto alla trasmissione dell'energia, essa spetta a Terna la quale garantisce la trasmissione con altre 63.500 km di linee d'alta tensione.

Finalmente, la distribuzione vale a dire la consegna di energia elettrica agli utenti in media e bassa tensione, è stata conferita ad Enel Distribuzione e a diverse piccole imprese regionali.

Dal 1° luglio 2007 il decreto ha reso possibile che gli utenti di energia elettrica domestici possano scegliere tra acquistare l'energia come cliente vincolato, cioè dello stesso modo che lo facevano prima della liberalizzazione, oppure come cliente idoneo, ossia attraverso un contratto bilaterale con un fornitori scelto dallo stesso utente.

3.3. IL SERVIZIO DI MAGGIOR TUTELA

Come è stato detto sopra, i clienti vincolati sono quelli che non hanno scelto di entrare nel mercato libero, quindi le regole utilizzate sono quelli stabilite dall'autorità per l'energia. [24] a [27]

Per tutelare a quegli utenti che hanno deciso di rimanere in questo servizio, l'Autorità ha fissato il prezzo dell'energia. In questo modo, i clienti comprano l'energia in maniera più conservativa ad un Acquirente Unico.

Le Tariffe Biorarie. Quei clienti che rimano nel servizio di maggior tutela sono in grado di scegliere “le tariffe biorarie”. Esse sono tariffe nelle quali l’energia ha un prezzo diverso secondo l’ora in cui viene utilizzata. Pertanto, durante il giorno, quando la domanda è maggiore l’energia costa di più, mentre che durante la sera, la notte ed i giorni festivi dato che la domanda si riduce, il costo dell’energia è più basso.

Lo scopo di questa differenziazione è quello di “spostare” i consumi dei clienti domestici verso le ore in cui la domanda è minore. In questo modo, si avrà un sistema elettrico più efficiente. Ad esempio, in **Figura 4** si riporta un profilo di carico reale di utenti residenziali. Si osserva che il rapporto tra il picco di domanda ed il valore medio è pari a 50%. In altre parole, questo vuol dire che per soddisfare una certa domanda media occorre investire circa 50% di più.

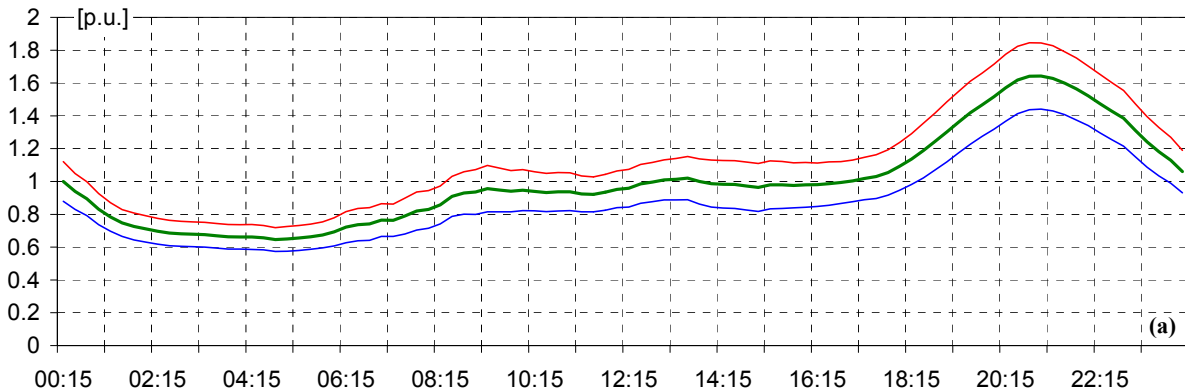


Figura 4. Profilo di carico di utenti residenziali.

Il consumo ottimo in termini di efficienza sarebbe quello in cui il profilo di carica abbia un comportamento “piano”. Sebbene questo sia solo un’ipotesi, è vero che tramite l’applicazione di prezzi più bassi durante le ore di minor domanda, i consumi si sposteranno e in questo modo il picco del profilo diventerà più basso.

Al fine di raggiungere quest’obiettivo è stata creata la tariffa bioraria. Essa consiste in offrire un prezzo più basso dell’energia dalle 19:00 alle 08:00, da lunedì a venerdì e durante tutto il giorno il sabato, la domenica ed i giorni festivi. In **Figura 5** e in **Figura 6** si rappresentano in rosso i periodi di tempo in cui l’energia costa di più.

Per ottenere un importante vantaggio nella tariffa bioraria e risparmiare bisogna utilizzare gli elettrodomestici, quando il prezzo dell’energia è basso. Cioè, gli utenti debbono svolgere qualche attività, come per esempio il lavaggio dei tessuti in lavatrice, durante la notte oppure durante il fine di settimana.

Secondo gli esperti nel mercato elettrico italiano la spesa rimane uguale a quella di tipo monorario se due terzi dei consumi avvengono durante i periodi nei quali l’energia costa di meno. Se si riesce a spostare più di due terzi dei consumi, si raggiunge un risparmio.

Ovviamente, per rendere possibile quest’innovativa idea di tariffe biorarie occorre avere dei contatori che siano in grado di misurare i consumi elettrici distinguendo la fascia oraria in cui questi avvengono. I contatori che fanno parte del *Progetto Telegestore* riescono a fare questa distinzione.

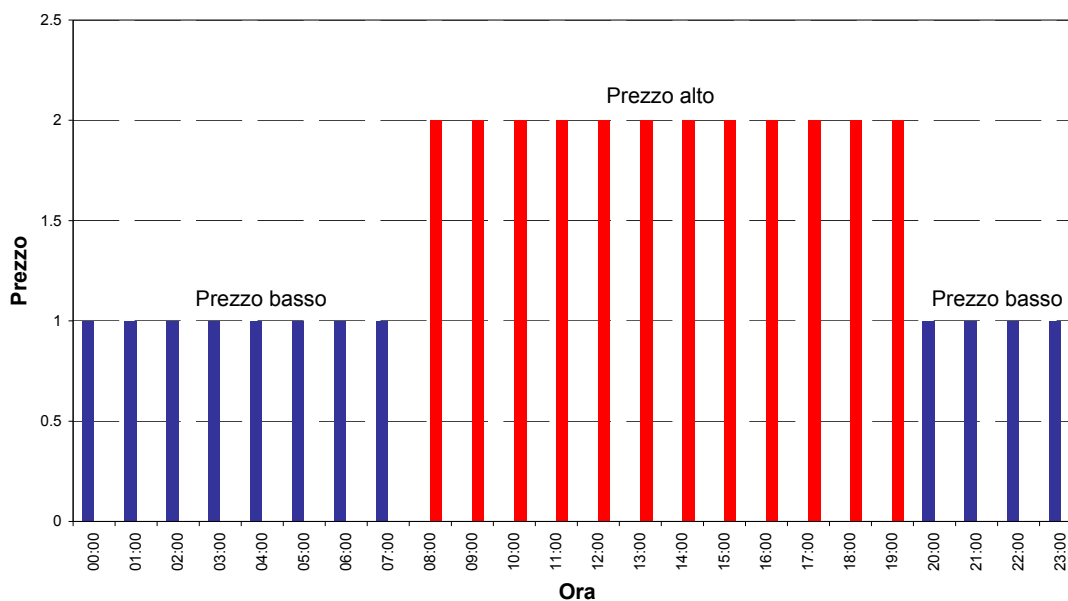


Figura 5. Prezzo dell'energia a tariffe biorarie. Lunedì a venerdì.

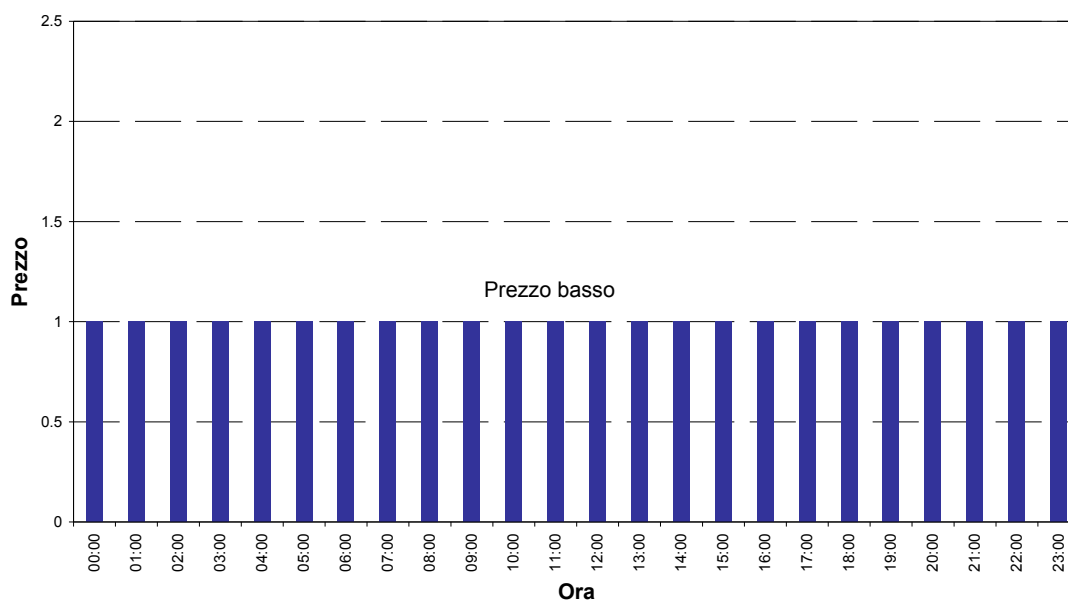


Figura 6. Prezzo dell'energia a tariffe biorarie. Sabato, domenica e giorni festivi.

3.4. IL MERCATO LIBERO

Anzitutto, bisogna notare che il passaggio al mercato libero è una scelta volontaria, non obbligata. Questa scelta permette a qualsiasi cliente domestico di scegliere il suo fornitore di energia elettrica selezionando l'offerta più conveniente in termini di prezzi. Nel mercato libero è anche possibile aderire alle tariffe biorarie stabilite dagli stessi fornitori. [24] a [27]

Le società di vendita di energia elettrica possono contattare i diversi utenti per offrirgli le loro proposte. Le offerte sono fatte per posta, al telefono, via internet e anche negli uffici del venditore.

In tutti i casi, prima di stipulare il contratto, i venditori devono consegnare ai loro futuri clienti una scheda di confronto prezzi. Le schede devono contenere almeno un confronto tra la stima della spesa annua secondo la loro offerta, e la stima della spesa secondo le condizioni del servizio di maggior tutela. La scheda deve essere compilata per almeno cinque fasce di consumo annuo.

In **Tabella I** si mostra un modello della scheda che deve essere consegnata ai clienti prima di stipulare il contratto, mentre che in **Tabella II** si riporta una scheda reale scaricata dal sito di Enel

nella quale si confrontano due offerte biorarie diverse con quelle corrispondenti al servizio di maggior tutela. Secondo tale confronto, entrambe le offerte fatte dal venditore sarebbero vantaggiose per i clienti, dato che se essi accettano la proposta pagherebbero di meno.

Tabella I. Modello di scheda da consegnare dal venditore.

**Calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte
Cliente con potenza impegnata 3kW-contratto per abitazione di residenza**

Consumo annuo (kWh)	Stima della spesa annua escluse le imposte in base alla presente offerta (in euro) (A)	Stima della spesa annua escluse le imposte in base alle tariffe o condizioni economiche di riferimento dell'Autorità (in euro) (B)	Stima del risparmio annuo in base alla presente offerta (in euro) (B-A)	Stima del risparmio annuo in base alla presente offerta in %
1.200				
2.700				
3.500				
4.500				
7.500				

Tabella II. Scheda reale scaricata dal sito di Enel.

Consumo annuo (kWh)	Profilo tipo (F1: 33,4%, F2 F3: 66,6%)		Profilo spostato sulla fascia non di punta (F1: 10%, F2 F3: 90%)		
	(A) Offerta	(B) Servizio di maggior tutela (prezzo monorario)	(A) Offerta	(B) Servizio di maggior tutela (prezzi biorari transitori)	(B) Servizio di maggior tutela (prezzi biorari a richiesta)
1.200	156,54	165,61	132,89	163,14	162,06
2.700	362,00	382,40	308,79	376,84	374,41
3.500	529,39	555,84	460,42	548,63	545,49
4.500	741,37	775,37	652,70	766,11	762,07

Per aderire al mercato libero vi sono importanti regole per difendere i piccoli clienti, che i venditori devono rispettare. Oltre alla scheda confronto prezzi, i venditori devono fornire una proposta di contratto il cui contiene tutte le condizioni di fornitura, incluso il prezzo dell'energia. Una volta firmata, il cliente ha il diritto di ripensamento, cioè un periodo di dieci giorni durante il cui il cliente può rescindere il contratto senza dover pagare nulla.

Oltre a ciò, se il cliente riscontra che il prezzo dell'energia è troppo alto, oppure che il servizio offerto dal fornitore attuale è di cattiva qualità, egli può cambiare il fornitore. Dello stesso modo, gli utenti possono anche decidere di tornare al servizio di maggior tutela.

Per fare questo, bisogna stipulare il contratto con il nuovo fornitore e spetta a lui fare la procedura per gestire il cambiamento, incluso la rescissione del contratto con il vecchio fornitore. Il tempo richiesto per passare da un fornitore ad un altro è di circa un mese.

Anche se si cambia di fornitore, l'impresa distributrice di energia rimane la stessa. Di fatto, spetta a questa non solo l'allacciamento ma anche la lettura del contatore. Inoltre, in caso di avere guasti sul contatore o problemi nella qualità del servizio i clienti devono rivolgersi all'impresa di distribuzione, piuttosto che alla società di vendita.

Il cambio di fornitore, così come il ritorno al servizio di maggior tutela, riguarda solo una procedura amministrativa e non implica nessun intervento sull'impianto del cliente. In effetti, tutte queste operazioni contrattuali possono essere svolte attraverso il proprio contatore installato a casa. Per questa ragione, il *Progetto Telegestore* non è considerato un semplice sistema di telelettura, ma anche un complesso sistema di telegestione tramite il quale i clienti sono in grado di gestire il contratto con i loro fornitori di energia elettrica.

Per svolgere questo compito occorre avere un sistema capace di gestire le comunicazioni in entrambe le direzioni come quello implementato da Enel. Ancora, il contatore intelligente che fa parte del *Progetto Telegestore*, gioca un ruolo fondamentale nel rapporto tra il cliente e il suo fornitore. Questo rappresenta un notevole miglioramento in termini di gestione e di qualità che il cliente oggi può godere. Naturalmente, senza l'implementazione del nuovo sistema di telelettura/gestione quest'importante vantaggio non sarebbe possibile.

3.5. VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA AL SISTEMA

Un'altra rilevante innovazione del mercato elettrico italiano è quella che consente ai consumatori domestici e delle piccole imprese in bassa tensione di immettere in rete energia da loro prodotta. Questo può avvenire fondamentalmente attraverso l'istallazione di impianti di energia rinnovabile come quella fotovoltaica. [28] a [30]

Di conseguenza, gli utenti domestici sono diventati "attori attivi" del mercato elettrico dato che essi non sono più un elemento passivo della rete. Questo tipo di utente è chiamato "*prosumer*" parola che viene dall'inglese e significa che allo stesso tempo egli sia produttore (*producer*) e consumatore (*consumer*) di energia elettrica. In **Figura 7** si mostrano l'utente tradizionale, il tipico generatore e il *prosumer*, con i rispettivi flussi di energia per ogni caso.

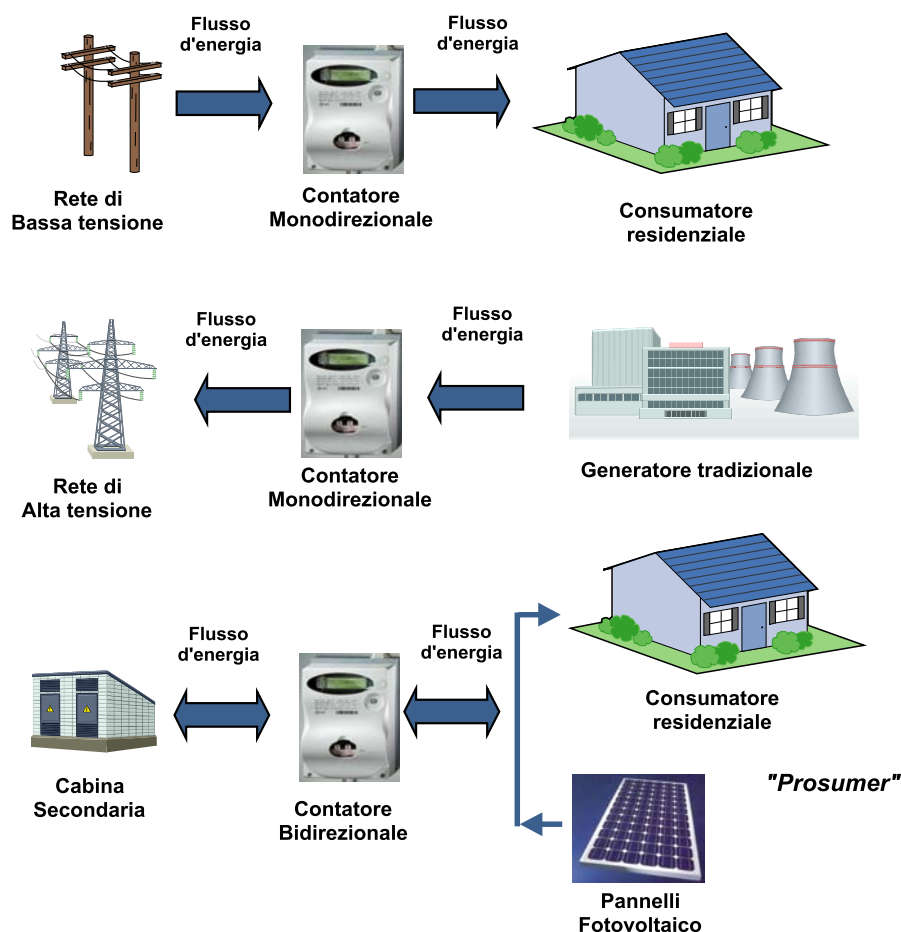


Figura 7. Consumatori di energia, generatori e *prosumer*. Flusso dell'energia.

Da un punto di vista tecnico, come è stato detto sopra, questo concetto si chiama "*Domanda Attiva*". Tale tipo di domanda, insieme alla generazione distribuita e ai sistemi di accumulo di energia, svolgerà un ruolo chiave nello sviluppo delle reti elettriche del futuro. Tale insieme di innovative idee consentirà di avere una rete elettrica più flessibile e affidabile, il che diventerà un vero vantaggio per tutti gli utenti di energia elettrica.

Per quanto riguarda gli aspetti regolatori, bisogna avere regole chiare sia per gli utenti che per le imprese coinvolte nel mercato elettrico.

Secondo [31] il numero di connessioni di impianti di generazione distribuita, sia in media che in bassa tensione, negli ultimi anni è cresciuto notevolmente. L'articolo riguarda proprio lo scenario del sistema elettrico italiano in termini dell'aumento della generazione di energia da fonti rinnovabili. In **Figura 8** si riporta il numero di impianti che si sono aggiunti al sistema dal 2005 al 2010 in media e in bassa tensione. In entrambi i livelli di tensione si osserva un considerevole aumento, soprattutto in bassa tensione, cioè da dove vengono alimentati i clienti domestici.



Figura 8. Numeri di connessioni di energia da fonti rinnovabili effettuate dal 2005 al 2010 in media tensione (sinistra) e in bassa tensione (destra).

Nello stesso senso, in **Figura 9** sono rappresentati i livelli di potenza che sono stati installati negli ultimi anni in media e in bassa tensione.

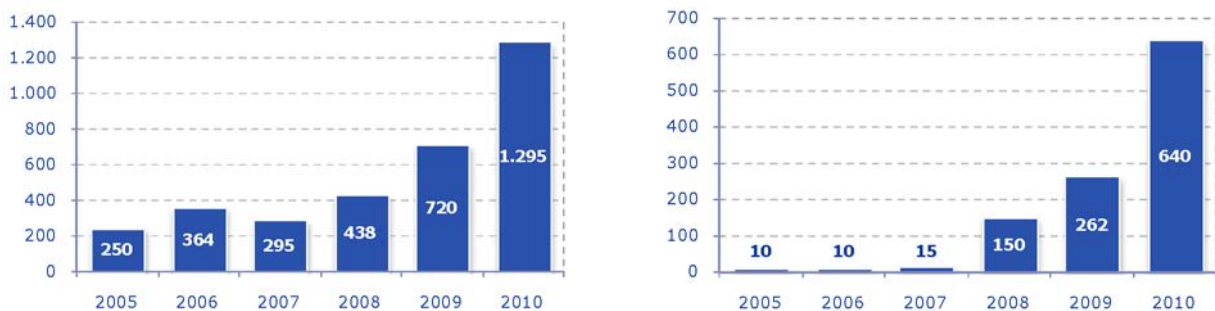


Figura 9. Potenza immessa in rete per anno [MW] dal 2005 al 2010, in media tensione (sinistra) e in bassa tensione (destra).

La ragione di tale crescita è stata l'incentivo che il governo italiano ha introdotto nel quadro regolatorio al fine di promuovere l'investimento in questo tipo di energia. [32]

Evidentemente, per riuscire a distinguere se in un impianto domestico l'energia elettrica è prelevata oppure immessa in rete dall'utente, occorre installare nell'allacciamento un contatore del tipo bidirezionale. Per fortuna, il *Progetto Telegestore* ha previsto l'inclusione di questo tipo di utente sulla rete di distribuzione, e quindi i contatori che fanno parte del progetto sono in grado di determinare il flusso dell'energia.

Ecco qui, un altro rimarchevole vantaggio del *Progetto Telegestore* che rende possibile in un modo affidabile sia il trattamento sia la gestione della cosiddetta *Domanda Attiva*.

3.6. LE DIFFERENZE CON ARGENTINA

Le regole del mercato elettrico italiano sono molto diverse da quelle stabilite dall'autorità in Argentina, dove il mercato non è ancora diventato liberalizzato. Dunque, i clienti non possono scegliere il loro fornitore di energia elettrica, ma devono comprarla alla impresa distributrice che opera nella città in cui essi abitano.

Nello stesso senso, in Argentina gli utenti residenziali non sono in grado di comprare l'energia elettrica con prezzi diversi secondo l'ora in cui i consumi sono avvenuti.

Oltre a ciò, il quadro regolatorio Argentino non permette a qualsiasi utente in bassa tensione di immettere energia nella rete. Purtroppo, secondo l'autorità per l'energia argentina questo non sarà possibile nel breve periodo.

4. Il Gruppo Enel

4.1. PROFILO DELL'AZIENDA

Enel (Ente Nazionale per l'energia ELettrica) è stata creata dal governo italiano nel 1962. Dal 1992 è una società per azioni, dato che è stata privatizzata. Di fatto, Enel è l'azienda italiana con il numero più alto di azionisti. I due principali azionisti sono il Ministero dell'Economia e delle Finanze (13,9%) e la Cassa Depositi e Prestiti (17,4%). [33]

Oggi è l'azienda italiana più grande (lavorano circa 80.000 dipendenti) e la seconda azienda elettrica di tutta l'Europa, in termini di capacità installata. Opera non solo nel settore dell'energia, ma anche in quello del gas. In effetti, Enel è la seconda azienda italiana nel campo della distribuzione di gas.

In **Figura 10** si mostra il logo di Enel, il quale è diventato un “*marchio registrato*” in tutto il mondo. Inoltre, lo slogan che loro utilizzano è “*L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA*”.



Figura 10. Logo di Enel.

Come è stato detto nel Capitolo 3, prima del lancio del Decreto Bersani Enel era l'unica impresa che produceva, trasportava, consegnava e vendeva energia a tutti i consumatori italiani. Sebbene lo scopo della liberalizzazione del mercato elettrico sia quello di abolire il regime di monopolio esistente, in questo momento Enel opera nella generazione, distribuzione e vendita dell'energia attraverso diverse società del Gruppo.

4.2. LA PRESENZA DI ENEL NEL MONDO

Attualmente, il Gruppo Enel è presente in 40 paesi di 4 continenti. Per quanto riguarda l'attività del Gruppo in Europa, probabilmente il successo più rilevante sia l'acquisto di ENDESA, l'azienda elettrica più importante di Spagna. Enel possiede il 92% del capitale azionario di ENDESA.

Come si è detto nel Capitolo 2, Enel ha deciso di implementare in Spagna un sistema di telelettura e telegestione simile a quello sviluppato in Italia. Questo sistema si chiama *Progetto Cervantes* e consentirà la lettura e la gestione di oltre 13 milioni di utenti. Naturalmente, Enel potrà sfruttare il *know-how* ottenuto dal *Progetto Telegestore*.

Oltre all'acquisto di ENDESA, Enel Green Power anche gestisce impianti di generazione di energia da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo. Inoltre, Enel è anche presente in Francia, Slovacchia, Romania e Russia.

Dall'altra parte, il Gruppo Enel è attivo in America del Nord e America Latina, dove hanno impianti di generazione di energia rinnovabile.

4.3. LE AZIENDE CHE FANNO PARTE DEL GRUPPO ENEL

Il Gruppo Enel consiste in un insieme di aziende che operano nei diversi settori della filiera elettrica. Alcune di queste società sono (vedi Riferimenti online):

- **Enel Energia:** È la società del Gruppo che opera nel Mercato Libero e quindi vende energia a prezzi non regolati dall'Autorità. È leader nel mercato libero dell'energia e propone servizi per le aziende e anche per le famiglie.

- **Enel Distribuzione:** È l'azienda che svolge l'attività di distribuire l'energia elettrica. Gestisce oltre un milione di chilometri di elettrodotti sul territorio italiano.
- **Enel Green Power:** Spetta a questa lo sviluppo e la generazione di energia da fonti rinnovabili. Le fonti che loro utilizzano sono vento (energia eolica), sole (energia solare), acqua (energia idraulica) e calore (energia geotermica).
- **Enel Produzione:** Si occupa di produrre e offrire energia elettrica al mercato dell'ingrosso. L'obiettivo è quello di cogliere le opportunità che il mercato libero offre.
- **Enel Sole:** È la società del Gruppo che si occupa dell'illuminazione pubblica nelle città, cercando di utilizzare tecnologia e prodotti innovativi in modo di raggiungere un uso più razionale dell'energia.

4.4. LE AZIENDE MUNICIPALIZZATE

Enel Distribuzione è l'azienda distributrice più importante dell'Italia, dato che fornisce energia elettrica a circa 86 percento degli utenti. Ciò nonostante, in diverse regioni dell'Italia esistono anche piccole imprese distributrici di energia elettrica. Spesso, esse sono chiamate *aziende municipalizzate* perché appartengono ai municipi.

Di solito, si tratta di imprese che operano nei diversi servizi pubblici, quali distribuzione di energia elettrica, distribuzione di gas, dell'acqua, e anche della raccolta e il trattamento dei rifiuti e di altri servizi ambientali. Per questa ragione, si chiamano aziende *multiservizi*, oppure *multiutility*.

Ad esempio, su un vasto territorio della regione di Emilia Romagna opera l'azienda **HERA** (**H**olding **E**nergia **R**isorse **A**mbiente), la quale ha sede a Bologna. I servizi offerti da HERA consistono in distribuzione e vendita di gas, energia elettrica e acqua, e la raccolta, lo smaltimento e il trattamento dei rifiuti urbani e speciali. Per quanto riguarda la distribuzione di energia elettrica HERA ha oltre 150.000 clienti, raggiungendo il settimo posto in Italia in termini di numeri di utenti. (Vedi Riferimenti online).

Naturalmente, le aziende municipalizzate devono non solo installare ma anche gestire i loro contatori intelligenti dello stesso modo che Enel nel resto del paese.

5. Il Progetto Telegestore

5.1. INTRODUZIONE AL PROGETTO

Il progetto è stato avviato da Enel verso la fine degli anni novanta ed è legato al processo della liberalizzazione del mercato elettrico avvenuto in Italia durante l'ultimo decennio. Si tratta di una rete che collega oltre 30 milioni di utenti di energia elettrica ed è stata considerata la più estesa rete di comunicazione bidirezionale. [34] a [49]

Il cuore del progetto è il nuovo *Contatore Elettronico* di energia disegnato da Enel, in altre parole un contatore che oltre a misurare l'energia prelevata dall'utente è in grado di ricevere e trasmettere dati tra il cliente e l'operatore. In **Figura 11** si può vedere una fotografia di questo contatore.



Figura 11. Contatore di energia monofase utilizzato nel *Progetto Telegestore*.

Questo progetto consente all'operatore non solo di misurare ma anche di gestire in modo remoto la totalità dell'energia consumata dai 32 milioni di utenti che esistono in Italia. Dall'altra parte, tale sistema permette ai consumatori di conoscere i loro consumi in tempo reale, il che diventa un risparmio energetico, a causa di un utilizzo più consapevole dell'energia. Pertanto, il progetto rappresenta un vantaggio per Enel, per i consumatori e per lo stesso sistema elettrico.

Una delle innovazioni più importanti che presenta il progetto è quella dell'utilizzo della rete di bassa tensione come mezzo di trasporto per lo scambio dati.

L'investimento complessivo del progetto è stato oltre 2,1 milioni di euro. Peraltro, il progetto ha consentito ad Enel di risparmiare in termini di letture dei contatori tradizionali, mancata fatturazione, gestione dell'utenza, eccetera.

5.2. I VANTAGGI CHE IL PROGETTO OFFRE

5.2.1. VANTAGGI PER L'OPERATORE

I principali vantaggi che Enel ricava dall'utilizzo del *Progetto Telegestore* sono:

- Attraverso la gestione remota non c'è bisogno di andare alle case dei consumatori per fare qualche cambio nel rapporto commerciale, perchè qualsiasi gestione può essere eseguita dall'ufficio.
- Ha migliorato il rapporto con i suoi clienti, attraverso l'utilizzo di tariffe personalizzate.

- Ha migliorato anche la qualità commerciale perchè il progetto ha reso possibile la riduzione dei tempi di risposta ai clienti.
- Tutte le bollette sono calcolate su letture reali dei contatori.
- Permette di avere un controllo più preciso ed efficace di frode e furto di energia.
- Consente di investire in modo più efficace, poiché il sistema fornisce dati precisi su i punti della rete nei quali bisogna installare qualche dispositivo.

5.2.2. VANTAGGI PER IL SISTEMA

I principali vantaggi per il sistema elettrico sono:

- Possibilità di gestire la domanda in un modo più esatto, cioè a partire dalla misura dei consumi reali.
- Riduzione delle perdite elettriche, a causa di un minor autoconsumo dei contatori.
- La maggiore efficienza del sistema complessivo implica una minore necessità di generazione, e quindi porta benefici, non solo economici ma anche ambientali.

5.2.3. VANTAGGI PER GLI UTENTI

Finalmente, vi sono dei vantaggi anche per gli utenti di energia elettrica:

- Possibilità di visualizzare in tempo reale i consumi di tutti gli elettrodomestici che fanno parte delle loro installazioni. Di conseguenza, i consumatori sono in grado di gestire i loro consumi in un modo più ragionevole.
- Adesso tutte le bollette sono basate su consumi reali dei clienti e non stimati. Questo rappresenta un vantaggio non solo per l'operatore ma anche per i consumatori.
- Dovuto alla maggior affidabilità del sistema, gli utenti ricevono un servizio di migliore qualità.
- Possibilità di fare qualche cambio contrattuale senza necessità di rivolgersi all'ufficio dell'impresa.
- Oggi non c'è bisogno di ricevere visita del personale dell'impresa distributrice per effettuare le letture del contatore o variazioni contrattuali.

5.3. IL PROGETTO DA UN PUNTO DI VISTA TECNICO

5.3.1. ARCHITETTURA DEL SISTEMA

Il *Progetto Telegestore* è molto interessante anche da un punto di vista tecnico. Fondamentalmente, il progetto consiste in tre elementi essenziali:

- **Il Contatore elettronico:** Un *innovatore* contatore che oltre a misurare l'energia, riesce a stabilire una comunicazione bidirezionale tra l'utente ed il sistema centrale. Inoltre, serve per gestire i consumi.
- **Il Concentratore:** Questo dispositivo raccoglie i dati che sono trasmessi da un insieme di contatori, e li invia verso il sistema centrale. È installato in cabina secondaria.
- **Il Sistema Centrale:** Un sistema acquisizione dati e gestione del sistema.

In **Figura 12** si schematizza l'architettura del progetto. Come si osserva nella Figura qualsiasi utente in bassa tensione possiede un contatore elettronico, il quale invia e riceve dati da e verso il concentratore tramite la propria rete di bassa tensione utilizzata per consegnare l'energia agli utenti. Per stabilire questa comunicazione tra contatore e concentratore, si utilizza il cosiddetto "*Distribution Line Carrier*" (**DLC**), oppure sistema ad "*Onda Convogliata*".

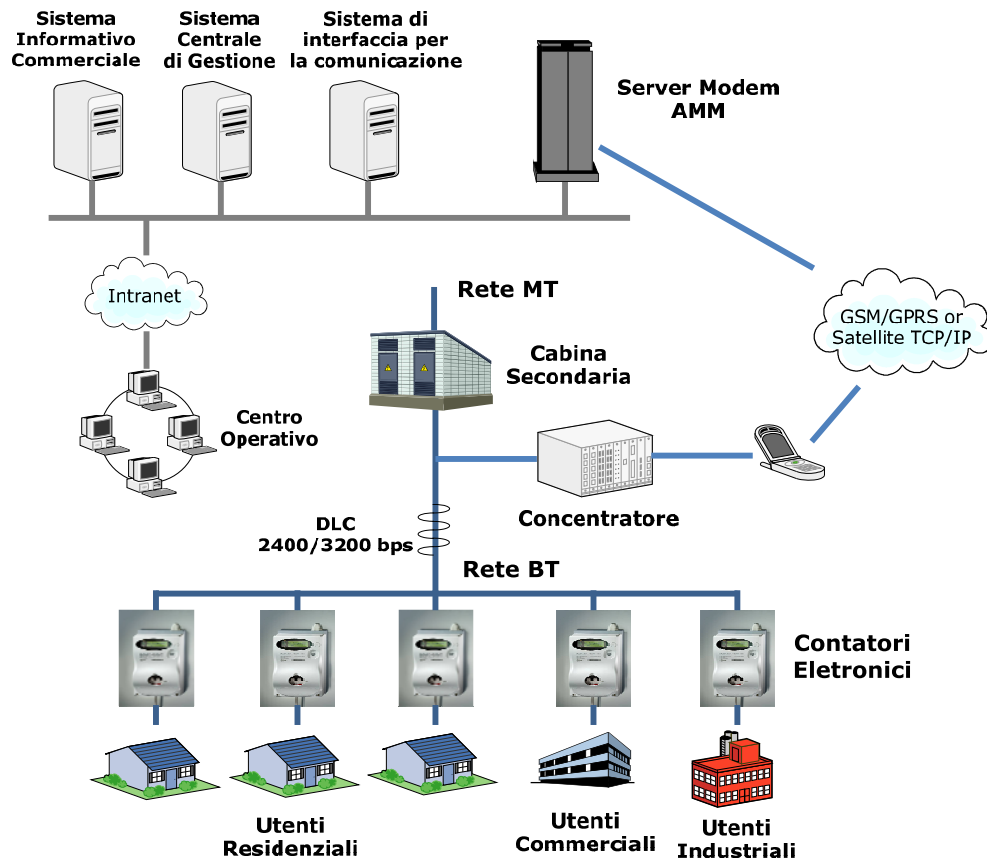


Figura 12. Architettura del *Progetto Telegestore*.

Una volta che i dati provenienti dai contatori del quartiere arrivano al Concentratore, il segnale è convertito ad un segnale di radiofrequenza, il quale è trasmesso al Sistema Centrale attraverso la rete di telefonia cellulare GSM/GPRS. Naturalmente, quest'ultima è un'onda elettromagnetica ad alta frequenza che si propaga attraverso l'aria.

5.3.2. SISTEMI DI COMUNICAZIONI UTILIZZATI SULLE DIVERSE TAPPE DEL SISTEMA.

Comunicazioni tra Contatori e Concentratori – Onda Convogliata:

Come è stato detto sopra, la comunicazione tra contatori e concentratore avviene tramite la rete di bassa tensione stessa, utilizzando un sistema ad *onda convogliata*. [50] [51]

Anzitutto, bisogna ricordare che la rete di bassa tensione è stata disegnata e costruita per consegnare l'energia elettrica agli utenti. In ogni modo, all'interno del *Progetto Telegestore* questa si utilizza anche come mezzo per lo scambio di dati.

In questo senso, lo standard europeo CENELEC EN 50065 regola l'uso dell'intervallo di frequenze tra 3 kHz e 148,5 kHz, il quale si utilizza per la trasmissione di dati. Secondo quanto stabilito dalla norma, l'intervallo di frequenze è diviso in quattro fasce (vedi **Figura 13**). Lo standard stabilisce non solo le bande di frequenze, ma anche il livello massimo di uscita permessi per ogni fascia. [52] [53]

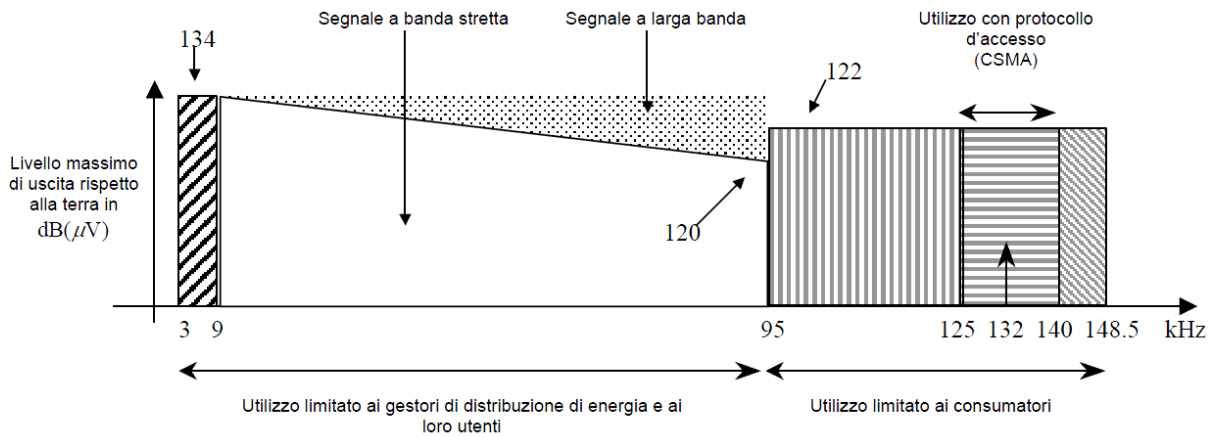


Figura 13. Intervallo di frequenze per la trasmissione di dati sulla rete elettrica. CENELEC.

Le quattro bande di frequenze e il loro utilizzo sono riportati in **Tabella III**.

Tabella III. Intervallo di frequenze per ogni Banda.

Intervallo di frequenze	Banda	Utilizzo
3 a 9 kHz	-	Riservata ai gestori della rete di distribuzione di energia elettrica
9 a 95 kHz	A	
95 a 125 kHz	B	Limitato ai consumatori
125 a 140 kHz	C	Limitato ai consumatori
140 a 148 kHz	D	Limitato ai consumatori

Il segnale quindi deve essere trasmesso utilizzando la banda riservata ai gestori delle reti di distribuzione, cioè tra 3 e 95 kHz.

Per quanto concerne la tecnica di modulazione utilizzata, si è deciso di utilizzare il sistema **BFSK** (l'acronimo sta per la frase in inglese *Binary Frequency Shift Keying*). Questo sistema è del tipo numerico o digitale, pertanto il segnale modulante assume solo due valori possibili (0 e 1) [54]. Il segnale modulante sposta la frequenza della portante da uno all'altro di due valori predeterminati, uno per rappresentare uno **zero** ed altro definito per rappresentare un **uno**. I tre segnali si riportano in **Figura 14**.

Nel caso particolare del *Progetto Telegestore* si è deciso di utilizzare due frequenze di portante, la primaria a 86 kHz e la secondaria a 75 kHz. Si ricorre alla seconda, quando la prima è disturbata. Riguardo alla velocità di trasmissione, essa si trova tra 2400 e 3200 **bps** (*bits per second*). [34]

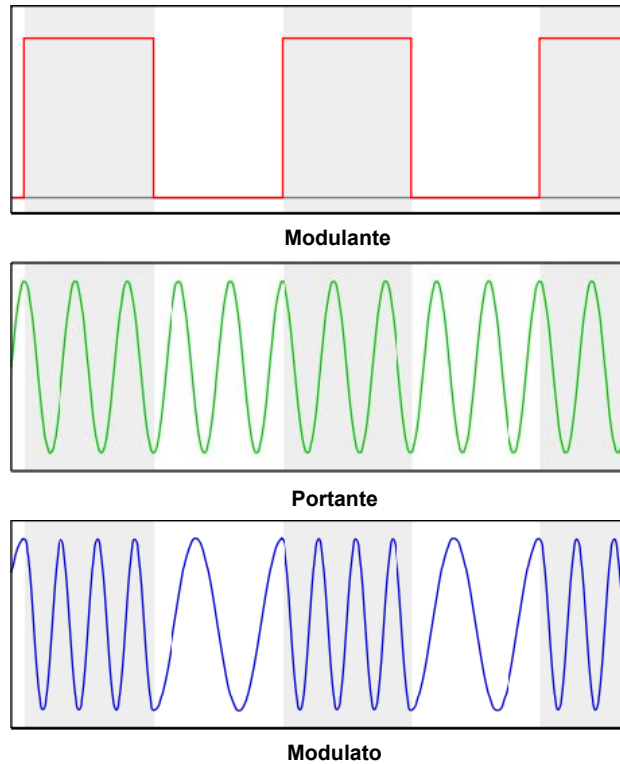


Figura 14. Segnali modulante, portante e modulato.

Lo spettro di frequenza di un segnale BFSK si schematizza in **Figura 15**. È un'onda del tipo $\text{sinc}(f)$. [55]

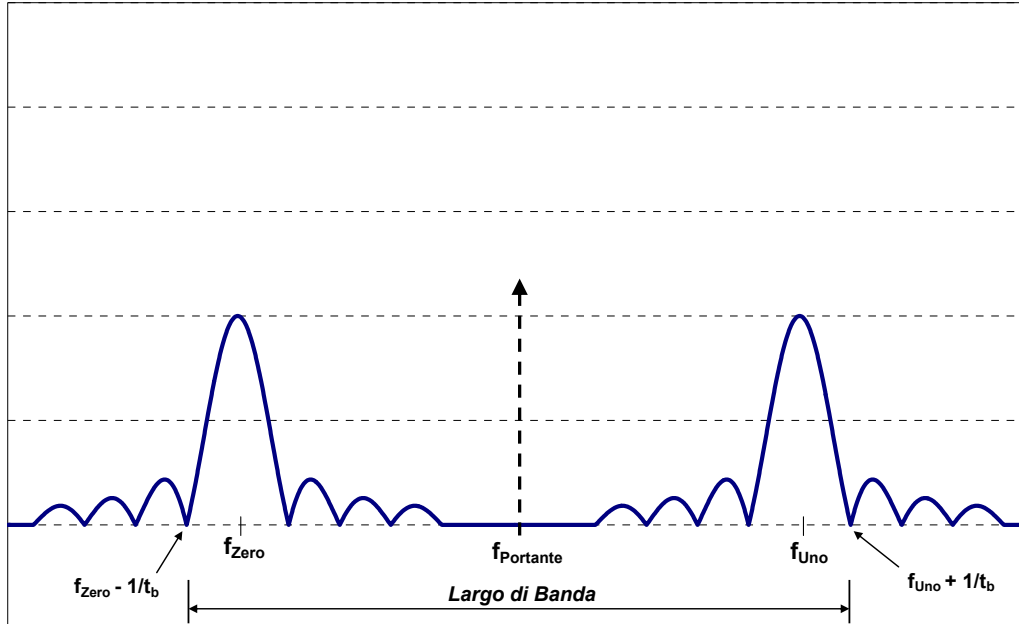


Figura 15. Spettro di frequenze in BFSK.

Si osservano la frequenza del segnale portante, la frequenza utilizzata per identificare uno zero e quella per individuare un uno. Inoltre, t_b indica l'inversa della velocità di trasmissione (f_b).

Pertanto, il largo di banda richiesto per trasmettere il segnale modulato risulta [55]:

$$B = |(f_{Uno} + f_b) - (f_{Zero} - f_b)| = (|f_{Uno} - f_{Zero}|) + 2 \cdot f_b$$

Tenendo in considerazione i valori sia di portante che di velocità di trasmissione utilizzati nel DLC, ad esempio $f_{portante}=86$ kHz, $f_{zero}=84$ kHz, $f_{uno}=88$ kHz y $f_b=2,5$ kbps:

$$B = (|88 \text{ kHz} - 84 \text{ kHz}|) + 2 \cdot 2,5 \text{ kbps} = 9 \text{ kHz}$$

Insomma, è necessario avere una banda di 9 kHz, centrata attorno ai 86 kHz, ossia all'interno della Banda A, riservata ai gestori della rete di distribuzione di energia elettrica.

Problema del rumore. Per quanto riguarda il comportamento della rete di bassa tensione come mezzo di comunicazioni, si devono tenere in considerazione sia la sua attenuazione sia il rumore esistente. Quest'ultimo è particolarmente importante e complesso perché il livello di rumore in qualsiasi momento dipende dalla permanente connessione e disconnessione dei carichi collegati alla rete di distribuzione. [52] [56]

Sulle reti elettriche esistono cinque tipi di rumore diversi.

- **Rumore di fondo colorato:** È l'effetto di numerose sorgenti di rumore a bassa potenza.
- **Rumore a banda stretta:** Si chiama così, poiché esso è causato principalmente dalle stazioni di radiodiffusione e quindi si presenta su una banda stretta di frequenze.
- **Rumore impulsivo periodico, asincrono alla frequenza principale:** È provocato dall'accensione e lo spegnimento dei dispositivi elettrici.
- **Rumore impulsivo periodico, sincrono alla frequenza principale:** Sono impulsi di breve durata con frequenza di ripetizione 50 o 100 Hz, ed è causato dai dispositivi elettrici che funzionano in sincronia con la frequenza principale.
- **Rumore impulsivo:** Generato dai transistori elettromagnetici degli interruttori stessi, ed è caratterizzato da impulsi arbitrari.

Comunicazione tra Concentratori e il Sistema Centrale:

Come è stato detto prima, per risolvere il problema dello scambio dati tra Concentratori e Sistema Centrale, Enel ha deciso di utilizzare la rete di telefonia cellulare, visto che questa garantisce un'importante capillarità su tutto il territorio italiano. Un punto da sottolineare in questa decisione risiede nel fatto che negli ultimi anni l'utilizzo del telefono cellulare è diventato indispensabile e quindi le reti sono cresciute in maniera considerevole.

Vi sono due standard che si utilizzano in telefonia cellulare: **GSM** (acronimo che sta per *Global System for Mobile Communications*), conosciuto come tecnologia 2G, e **GPRS** (*General Packet Radio Service*), vale a dire tecnologia 2.5G.

L'introduzione del GSM all'ambito della telefonia cellulare, attraverso una trasmissione del tipo digitale, ha portato i seguenti vantaggi [57] [58]:

- Maggiore velocità di trasmissione.
- Nuovi servizi, quali gli SMS e la trasmissione dati. Chiaramente quest'innovazione è stata indispensabile per rendere possibile lo scambio dati nel campo del *Progetto Telegestore*.
- Maggiore sicurezza nella trasmissione.

La banda di frequenze utilizzata dipende da ogni continente. Nel caso particolare di Europa, le bande usate sono attorno a 900 MHz e 1800 MHz. Per la prima fascia si utilizza la banda che va da 890 MHz a 915 MHz per le trasmissioni *uplink*, mentre che la banda che va da 935 MHz a 960 MHz si utilizza per le trasmissioni *downlink*. Dopo, tali bande sono state ampliate da 25 MHz a 35 MHz, dando luogo al cosiddetto **EGSM** (*Extended GSM*).

Le versioni più moderne utilizzano un sistema simile ma con due bande da 75 MHz nell'intorno dei 1800 MHz.

Per quanto concerne l'architettura del sistema GSM, essa è costituita da tre sottosistemi interconnessi tra loro:

- **MSS (Mobil Station Subsystem)**. È composto dal **ME (Mobil Equipment)**, in altre parole *il telefonino*, e la scheda **SIM (Subscriber Identity Module)**, la quale identifica l'abbonato al servizio e contiene un certo numero di dati.
- **BSS (Base Station Subsystem)**. È composto dalla **BTS (Base Transceiver Station)** che si occupa di stabilire un contatto con il terminale GSM e la **BSC (Base Station Controller)** che interagisce con la rete cellulare attraverso l'interfaccia **A** e con le altre **BTS** in zona. Questa ultima è l'intelligenza del sottosistema radio.
- **NSS (Network and Switching Subsystem)**. Funziona come nodo di comunicazione per una determinata zona. Tra altre cose è composto dal **MSC (Mobile Switching Center)**, il quale è il punto di interfaccia tra la rete GSM e la rete terrestre **PSTN (Public Switched Telephone Network)**.

Tale architettura si schematizza in **Figura 16**.

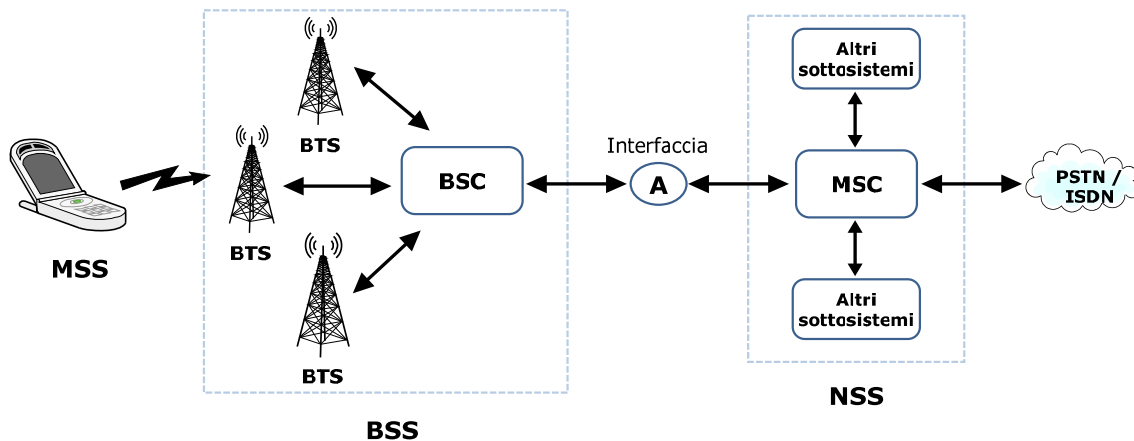


Figura 16. Architettura semplificata del Sistema GSM.

Uno sviluppo successivo del GSM è il **GPRS**, il quale è utilizzato anche all'interno del *Progetto Telegestore*. Tale tecnologia ha introdotto la *commutazione di pacchetto* e la possibilità di accesso ad Internet, dato che è stato il primo sistema progettato specificamente per realizzare dei trasferimenti dati mediante alcune modifiche di hardware e software al sistema GSM. Di fatto, entrambi i sistemi sono in grado di coesistere.

In Italia il mercato della telefonia cellulare è molto ampio. Gli operatori più importanti sono **TIM** – Telecom Italia Mobile (quota di mercato 34,6%), l'inglese Vodafone (33,2% del mercato) e l'italiana Wind (22% del mercato). Queste tre aziende raggiungono una quota di mercato di circa il 90%. In **Figura 17** si mostrano i loro loghi.



Figura 17. Loghi delle principali aziende di telefonia cellulare in Italia.

5.4. ANALISI DEI CONTATORI ELETTRONICI

5.4.1. DESCRIZIONE GENERALE

Come è stato detto prima, il contatore di energia elettronico risulta il cuore di un sistema di *Smart Metering*. In passato l'unico compito di un contatore elettromeccanico era solo quello di misurare

l'energia consumata dall'utente. Oltre a ciò, ogni certo periodo di tempo i consumi degli utenti dovevano essere letti da un tecnico dell'azienda elettrica.

Dopo l'avvio del *Progetto Telegestore*, il contatore è diventato il tassello più “intelligente” della rete di bassa tensione, dato che adesso non solo deve misurare l'energia consumata ma anche, deve trasmettere e ricevere dati dall'abitazione del cliente verso il sistema centrale, e viceversa. Pertanto, oggi attraverso la telelettura, non c'è bisogno di effettuare la lettura dei consumi manualmente.

Secondo l'azienda distributrice, tale strumento di misura è diventato un nuovo elettrodomestico di casa. Questi sono stati disegnati da Enel, ma sono stati fabbricati da diversi fornitori, sotto lo stretto controllo dell'azienda. Consiste in un tipico disegno italiano, visto che oltre ad essere uno strumento tecnicamente affidabile, il contatore ha una bella figura. È di colore bianco come la maggioranza degli elettrodomestici che gli utenti tengono in casa. In **Figura 11** si osserva una fotografia del contatore monofase disegnato da Enel all'interno del progetto.

Per quanto riguarda la certificazione dei contatori, si sono eseguiti collaudi molto rigorosi affinché garantire un corretto funzionamento, sia in termini di accuratezza che di sicurezza. Questi effettuano la misura dell'energia attiva in accordo con la Norma IEC61036 (Classe 1), mentre che realizzano la misura dell'energia reattiva in accordo con la Norma IEC61268 (Classe 2). Le prove sono state effettuate presso gli stabilimenti di produzione, secondo quanto stabilito dalle norme IEC. Naturalmente, essi hanno ottenuto la marcatura CE richiesta dal mercato europeo.

Per quanto concerne il consumo di energia, è da considerare che le perdite elettriche per effetto Joule dei nuovi contatori sono trascurabili rispetto a quelle dei contatori elettromeccanici. Ad esempio, l'autoconsumo del contatore monofase è inferiore a 2 W. Tenendo in considerazione la quantità di contatori che fanno parte del sistema complessivo, questo rappresenta un risparmio di energia notevole per il sistema elettrico italiano.

Finalmente, i contatori elettronici sono dotati di un dispositivo in grado di segnalare i tentativi di apertura della scatola, allo scopo di ridurre i casi di frodi che avvengono quotidianamente sulla rete di bassa tensione.

5.4.2. IL CONTATORE MONOFASE

I consumatori sono in grado di scaricare dal sito di Enel un documento chiaro e piacevole che descrive il contatore monofase da un punto di vista tecnico e spiega come si devono utilizzare [59]. Lo scopo di questo documento è quello di permettere ai consumatori di sfruttare i vantaggi che il nuovo contatore offre.

Le caratteristiche più importanti del contatore monofase sono [59] a [62]:

Display a cristalli liquidi:

Sul *display* posto al centro del contatore i clienti sono in grado di leggere la potenza consumata in tempo reale. Di conseguenza, i consumatori possono utilizzare l'energia elettrica in un modo più consapevole. Di fianco al *display*, c'è un pulsante il cui permette di visualizzare i dati in modo sequenziale.

Controllo della potenza:

I contatori riescono a controllare la potenza prelevata dall'utente tramite un dispositivo che si trova in basso al centro. Questi permettono all'utente di consumare per tempo illimitato una potenza fino al 10 percento sopra quell'impegnata a livello contrattuale. Se la potenza prelevata raggiunge il 30 percento sopra l'impegnata, il dispositivo per il controllo della fornitura scatta entro 4 minuti. In **Figura 18** si rappresenta schematicamente l'algoritmo che utilizza l'interruttore esistente nel contatore per controllare la potenza per un cliente con un contratto da 3 kW.

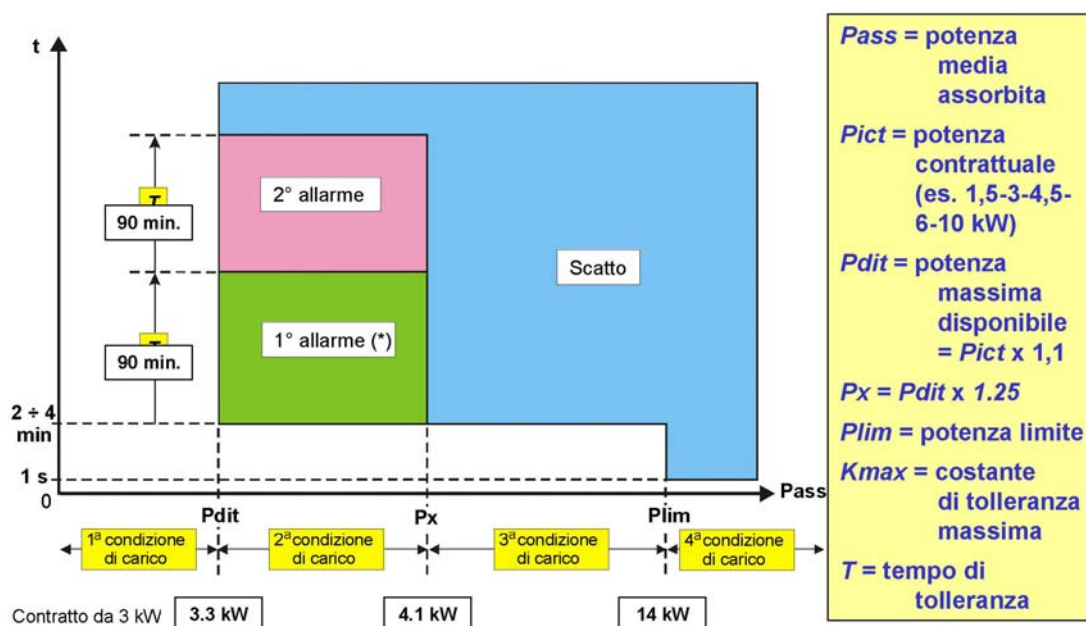


Figura 18. Algoritmo dell'interruttore per un cliente con contratto da 3 kW.

Tariffe biorarie:

Com'è stato detto sopra, le regole del mercato elettrico italiano consentono ai clienti di scegliere le tariffe biorarie. Dunque, i contatori utilizzati devono essere in grado di distinguere il prezzo dell'energia secondo le ore nelle quali avvengono i consumi.

Questi contatori permettono di distinguere fino a tre fasce orarie diverse. Infatti, sul display appaiono le sigle F1, F2 o F3, secondo l'ora in cui si osservano i consumi.

Bidirezionalità:

In quei clienti che si comportano come *Prosumers*, bisogna installare un contatore capace di distinguere l'energia prelevata dall'utente da quell'immessa in rete. Naturalmente, i nuovi contatori riescono a fare questa distinzione. Inoltre, sono in grado di determinare se l'energia reattiva è induttiva o capacitiva. Pertanto, tali contatori misurano l'energia sui quattro quadranti.

I contatori bidirezionali sono facilmente riconosciuti, dato che si osservano due frecce sui dati di targa (vedi **Figura 19**).



Figura 19. Identificazione del contatore bidirezionale, mediante due frecce.

Profilo di carico:

I nuovi contatori sono dotati di un modulo che consente all'azienda distributrice di conoscere il profilo di carico in qualsiasi cliente, con un periodo di campionamento di 15 minuti. Tenendo in considerazione la capacità della memoria del contatore, essi riescono a registrare i profili di carico per un tempo fino a due mesi.

La conoscenza di questi profili di carico è sommamente importante al fine dell'assegnazione delle tariffe che si applicano ai diversi tipi di utenti di energia elettrica.

Monitoraggio di parametri legati alla qualità del servizio elettrico:

Un'altra caratteristica importante dei contatori elettronici è quella di essere in grado di monitorare grandezze elettriche legate alla qualità del servizio elettrico. Ad esempio, essi riescono a misurare il numero e la lunghezza delle interruzioni che avvengono nella totalità degli utenti.

Questa funzionalità permette ad Enel di controllare la qualità del servizio elettrico in ogni luogo, senza dovere investire in campagne di misura per tale fine. Pertanto, l'azienda è in grado di conoscere in maniera più precisa le aree che richiedono un intervento di miglioramento della qualità fornita, e pertanto gli investimenti sono più selettivi.

Oltre alle interruzioni, i contatori sono in grado di misurare il valore efficace della tensione di alimentazione secondo quanto stabilito dalla Norma CEI EN 50160. In questo senso, lo strumento calcola la percentuale dei valori efficaci della tensione, mediate nei 10 minuti, compresi nell'intervallo $U_n +10\% / -15\%$, nell'arco di una settimana.

Informazioni aggiuntive:

Oltre a quello detto sopra, il contatore fornisce informazioni aggiuntive. Premendo in sequenza il pulsante di lettura si riesce a conoscere, ad esempio, il numero di cliente, la potenza massima del periodo di fatturazione corrente e di quel periodo precedente, e la data e l'ora al momento della visualizzazione.

5.4.3. IL CONTATORE TRIFASE

In quegli impianti dove si richiede una fornitura di energia trifase, occorre installare un contatore in grado di misurare e gestire l'energia in questa modalità.

Nello stesso modo del contatore monofase, il misuratore trifase disegnato da Enel riesce a fare tutto quello descritto sopra. [63]

Le principali differenze riguardano le potenze elettriche che questi sono in grado di gestire. Infatti, vi sono tre modelli diversi, a seconda della potenza gestita.

- **Modelo GET2A:** Per impianti con potenza fino a 16,5 kW.
- **Modelo GET3A:** Per impianti con potenza tra 16,5 kW e 33 kW.
- **Modelo GET4S:** Per impianti con potenza superiore a 30 kW. Questo è un contatore ad inserzione semi-diretta dato che si collega alla rete elettrica mediante trasformatori di misura di corrente.

I tre modelli di contatori trifase sono riportati in **Figura 20**.

I clienti possono anche scaricare il manuale di utilizzo dal sito di Enel.



Figura 20. Contatori trifase utilizzati all'interno del Progetto Telegestore.

5.4.4. PROCEDURA DI SOSTITUZIONE DEI CONTATORI

In Italia si sono sostituiti oltre 32 milioni di vecchi contatori elettrodinamici. Al suo posto, si sono installati i contatori elettronici descritti sopra.

Certamente, questa campagna di sostituzione è stata molto laboriosa. È cominciata nel 2001 e verso il 2006 oltre il 99 per cento dei contatori erano già stati sostituiti. Per svolgere questo compito Enel ha coinvolto 3000 risorse interne e 4000 risorse esterne. Per la programmazione *on-site* dei contatori si sono utilizzati dei computer palmari.

La sostituzione è stata gratuita, sicura e immediata per i clienti, dato che richiedeva una breve interruzione nella fornitura di energia elettrica. Al fine di facilitare il lavoro sul campo, l'azienda inviava al cliente un avviso di sostituzione, in cui si indicava il giorno previsto per svolgere il compito e la rispettiva fascia oraria.

5.5. IL CONCENTRATORE

Secondo l'architettura del progetto, a monte dei contatori si trova il cosiddetto *Concentratore*. Questo nome chiaramente si deve a che la sua funzione all'interno del sistema, è quella di concentrare i dati che sono inviati da tutti i contatori che si trovano verso valle sulla rete di bassa tensione (dal 1 al N in **Figura 21**). Secondo la pianificazione della rete, tipicamente un trasformatore fornisce energia a circa 80 utenti. Pertanto, questo rappresenta il numero di contatori che un concentratore dovrebbe gestire. Dall'avvio del progetto si sono installati oltre 350.000 concentratori in tutta l'Italia.

I dati raccolti dal concentratore sono dopo inviati al sistema centrale. La **Figura 21** fornisce una rappresentazione concettuale della funzione del concentratore.

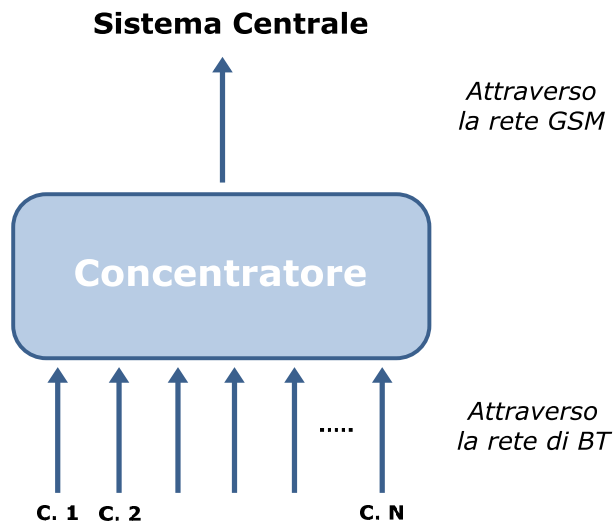


Figura 21. Funzione del concentratore all'interno del progetto.

I concentratori, i quali sono installati in cabina secondaria sul lato bassa tensione, devono svolgere le seguenti operazioni:

- Controllare lo stato delle connessioni elettriche.
- Interrogare in modo ciclico tutti i contatori che sono alimentati dal trasformatore MT/BT al fine di raccogliere eventuali diagnostiche.
- Raccogliere dei dati inviati dai contatori allo scopo della fatturazione.
- Sincronizzare gli orologi dei contatori.
- Instradare i dati che viaggiano dal sistema centrale verso i contatori per effettuare modifiche contrattuali, attivazioni e cessazioni.
- Aggiornare periodicamente il software dei contatori.

Da un punto di vista funzionale, il concentratore è costituito da un computer e dei moduli di comunicazione. La comunicazione con il sistema centrale avviene tramite la rete telefonica GSM/GPRS. Pertanto, all'interno del dispositivo si è installato un modulo che rende possibile questa comunicazione.

Insieme al modulo GSM/GPRS, logicamente c'è un'antenna. Entrambi i dispositivi si mostrano in **Figura 22.** [41]

Dello stesso modo che con i contatori, l'attivazione di questi dispositivi è eseguita da un tecnico attraverso un computer. Il lavoro di attivazione riguarda la valutazione del livello del segnale esistente nell'area in cui il concentratore sarà installato.

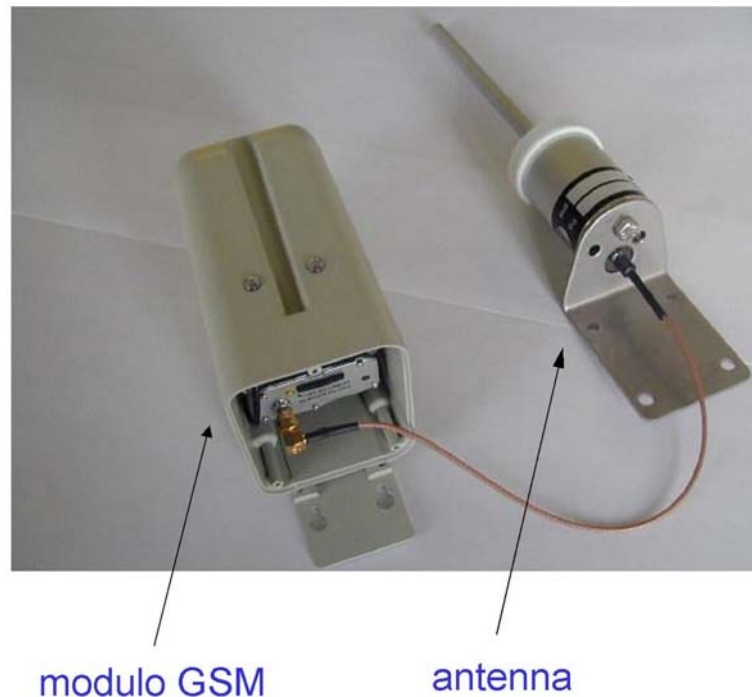


Figura 22. Modulo GSM e antenna all'interno del concentratore.

5.6. IL SISTEMA CENTRALE

Consiste in un sistema in grado di raccogliere i dati inviati dai concentratori e di gestire il sistema complessivo in maniera efficace ed affidabile. Questo sistema comunemente si chiama **AMM**, l'acronimo di *Automatic Meter Management*.

È costituito da tre sottosistemi:

- Sistema Informativo Commerciale.
- Sistema Centrale di Gestione.
- Sistema di Interfaccia per la comunicazione.

Tramite una rete intranet, i dipendenti che lavorano presso il Centro Operativo, sono in grado di accedere al sistema.

5.7. IL PROGETTO ED IL CAMBIO DI PARADIGMA NELLA GESTIONE DELL'ENERGIA.

5.7.1. VANTAGGI SUL PROCESSO TRADIZIONALE DI MISURA DELL'ENERGIA.

Per quanto riguarda il processo di gestione dei consumi di energia, il quale comincia quando si effettua la lettura del contatore e finisce nel momento in cui si emette la fattura, il *Progetto Telegestore* ha rappresentato un notevole miglioramento.

Anzitutto, si ritiene opportuno descrivere la procedura complessiva svolta per arrivare all'emissione della fattura nei mercati che non hanno ancora implementato un sistema di telegestione. L'illustrazione della **Figura 23** fornisce una rappresentazione di questa procedura, la quale si divide tra il lavoro svolto sul campo e quello eseguito in ufficio.

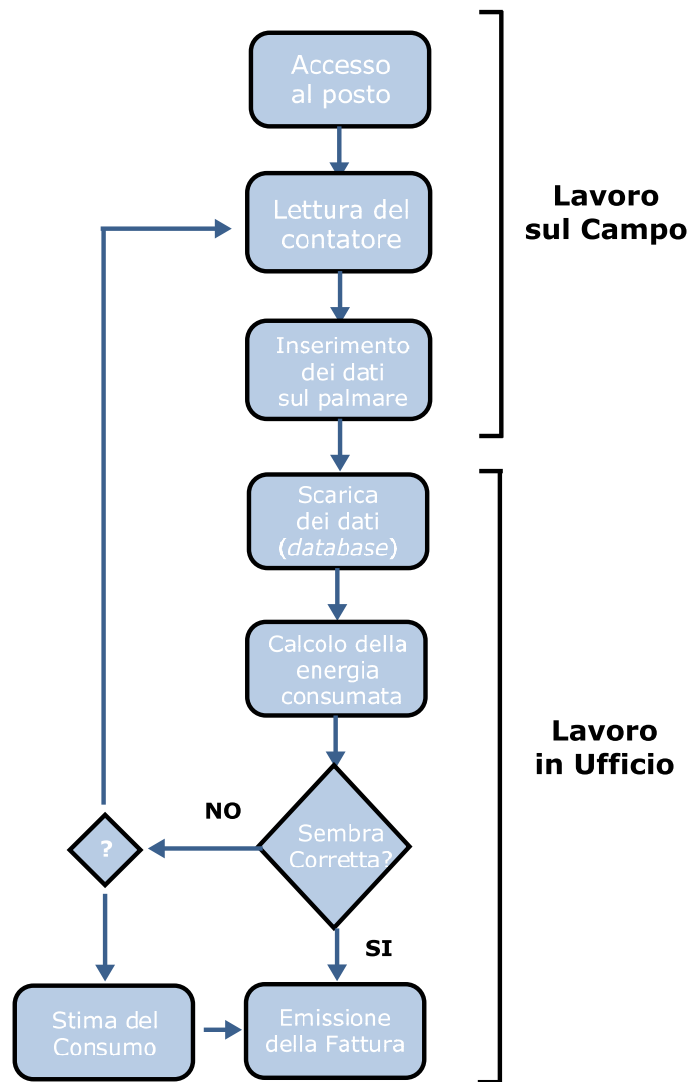


Figura 23. Procedura con i contatori tradizionali.

Il lavoro in campo comincia nel momento in cui i tecnici dell'azienda distributrice arrivano al quartiere nel quale si effettuerà la lettura manuale dei contatori. La prima difficoltà che i tecnici possono trovare è quella di avere accesso a tutti i contatori, visto che questo non è sempre possibile. Ad esempio, quando si tratta di contatori che si trovano all'interno di un edificio condominiale.

Una volta che si trova il contatore, il tecnico deve visualizzare il valore attuale dell'energia, il che deve essere inserito in un dispositivo portatile. Nello stesso modo, si devono leggere tutti i contatori della zona. Chiaramente, questo processo di lettura e inserimento manuale può dare luogo a dati sbagliati, e quindi a fatturazione errata.

Nel momento in cui il lavoro sul campo è finito, i tecnici devono andare all'ufficio per scaricare i dati raccolti su un computer. In seguito si deve calcolare l'energia consumata durante il periodo di fatturazione di tutti gli utenti i cui contatori sono stati letti.

Se il valore di quest'energia consumata sembra essere corretto, si emette la fattura. Invece, se evidentemente c'è stato un errore durante la lettura dei dati, i tecnici devono andare sul campo allo scopo di leggere il contatore un'altra volta. Altrimenti, i dipendenti a carico del sistema di fatturazione possono decidere di fare una stima del consumo, secondo l'energia consumata durante i periodi di fatturazione precedenti, ed emettere la fattura in ogni modo. Quest'ultimo non è una pratica da consigliare se l'azienda vorrebbe avere un buon rapporto con i suoi clienti.

Dall'altra parte, il *Progetto Telegestore* permette di conoscere in tempo reale i consumi di tutti i clienti e pertanto, rende possibile evitare questa procedura impegnativa, la quale bisogna coinvolgere un maggior numero di risorse e può condurre anche ad errori nella fatturazione. [64]

5.7.2. RISPARMIO ECONOMICO DELL'IMPIEGO DEL SISTEMA DI TELEGESTIONE

In [65] si è condotto un dettagliato studio riguardo al risparmio economico che un'azienda elettrica riuscirebbe a raggiungere attraverso l'impiego di un sistema di telegestione come quello implementato in Italia. L'indagine è stata svolta in Spagna.

Questa analisi si basa sulle seguenti ipotesi:

Sia una rete di bassa tensione, la cui fornisce energia elettrica a 200 utenti. La potenza del trasformatore esistente nella cabina secondaria è 315 kVA.

I costi approssimativi sono:

- **Prezzo dell'energia:** 0,1 € per kWh.
- **Costo degli operai:** 6 € per ora.
- **Consumo mensile di energia medio per ogni cliente:** 210 kWh.

In **Tabella IV** si dettagliano i costi legati alle diverse attività, nelle quali è possibile ottenere un risparmio.

Tabella IV. Costi annuali legati al processo di lettura dell'energia, senza l'utilizzo della telegestione.

Attività	Descrizione	Costo specifico	Costo annuale (senza telegestione)
Costo della lettura dei contatori sul campo	200 clienti x 1 lettura bimestrale. Si suppone 1 € x contatore.	$200 \times 6 \times 1 \text{ €}$	1200 €
Errori nella lettura dell'energia	Si presume 2% d'errori nelle letture e 210 kWh di consumo mensile.	$2\% \times 210 \text{ kWh/mese} \times 12 \text{ mesi} \times 200 = 10080 \text{ kWh}$ $10080 \text{ kWh} \times 0,1 \text{ €/kWh}$	1008 €
Assenza al lavoro dei dipendenti a carico della lettura	Si suppone 15 giorni per anno.	$48 \text{ €/giorno} \times 15 \text{ giorni}$	720 €
Cessazione del servizio per mancanza di pagamento	Costo di movimento una distanza media di 30 km per effettuare la cessazione (10 volte all'anno).	$0,2 \text{ €/Km} \times 30 \text{ Km} \times 10 \text{ volte all'anno} \times 2 \text{ persone.}$	120 €
	Costo dei dipendenti: 4 ore x 2 operai x 10 volte all'anno.	$6 \text{ €/ora} \times 4 \text{ ore} \times 2 \text{ persone} \times 10 \text{ volte all'anno.}$	480 €
Restituzione del servizio dopo il pagamento	Costo di movimento una distanza media di 30 km per effettuare la restituzione (10 volte all'anno).	$0,2 \text{ €/Km} \times 30 \text{ Km} \times 10 \text{ volte all'anno} \times 2 \text{ persone.}$	120 €
	Costo dei dipendenti: 4 ore x 2 operai x 10 volte all'anno.	$6 \text{ €/ora} \times 4 \text{ ore} \times 2 \text{ persone} \times 10 \text{ volte all'anno.}$	480 €
Perdite non tecniche	Si suppone 8% di perdite non tecniche (frodi).	$8\% \times 210 \text{ kWh/mese} \times 12 \text{ mesi} \times 200 = 40320 \text{ kWh}$ $40320 \text{ kWh} \times 0,1 \text{ €/kWh}$	4032 €

Guasto del trasformatore a causa di consumo troppo elevato	Si presume salvare il trasformatore di un guasto ogni 5 anni. Il costo medio di riparazione: 2000 €/kVA.	2000 €/kVA x 315 kVA / 5 anni	1260 €
Costo di controllo dei guasti minori	Costo di movimento una distanza media di 30 km per risolvere il guasto (10 volte all'anno).	0,2 €/Km x 30 Km x 10 volte all'anno x 2 persone	120 €
	Costo dei dipendenti: 4 ore x 2 operai x 10 volte all'anno.	6 €/ora x 4 ore x 2 persone x 10 volte all'anno	480 €
Costo per pagamenti fuori termine	Si suppone 5% di utenti morosi. Costo finanziario:	2,5% mensile. Media di fattura 21 €/Mese x 200 clienti x 12 mesi.	1260 €
	Costo amministrativo (3 € per cliente moroso).	2,5% mensile x 200 clienti x 12 mesi x 3 € per cliente moroso	180 €
Modificazioni tariffarie	Si presume che un 5% dei clienti modifica la tariffa entro l'anno.	5% di 200 clienti modifica la loro tariffa 1 volta all'anno. Costo operativo unitario della modificazione: 200 €	2000 €
Totale:			13460 €

Insomma, sebbene si tratta di un'analisi teorica, mediante l'impiego di un sistema di telegestione si riuscirebbe a risparmiare 13460 € all'anno per un insieme di 200 utenti.

5.7.3. UN CASO DI BUSINESS PROCESS REENGINEERING

Secondo [66] e [67] il significato di re-ingegnerizzazione applicato ai processi aziendali è il seguente: “Un fondamentale ripensamento e una **radicale ri-progettazione dei processi** per conseguire **eccezionali miglioramenti di prestazione**”. Oltre a ciò, per quanto riguarda la definizione di processo loro dicono: “È un insieme di attività collegate o coordinate finalizzate alla realizzazione di un risultato utilizzato da un cliente interno o esterno che gli attribuisce uno specifico valore”.

A differenza del miglioramento continuo, il quale si basa su piccole alterazioni, il **Business Process Reengineering (BPR)** impone un cambiamento a grandi passi (tale differenza si schematizza in **Figura 24**) ed è spesso un intervento su una molteplicità di funzioni organizzative (in questo sono coinvolti tecnici, così come dipendenti amministrativi).

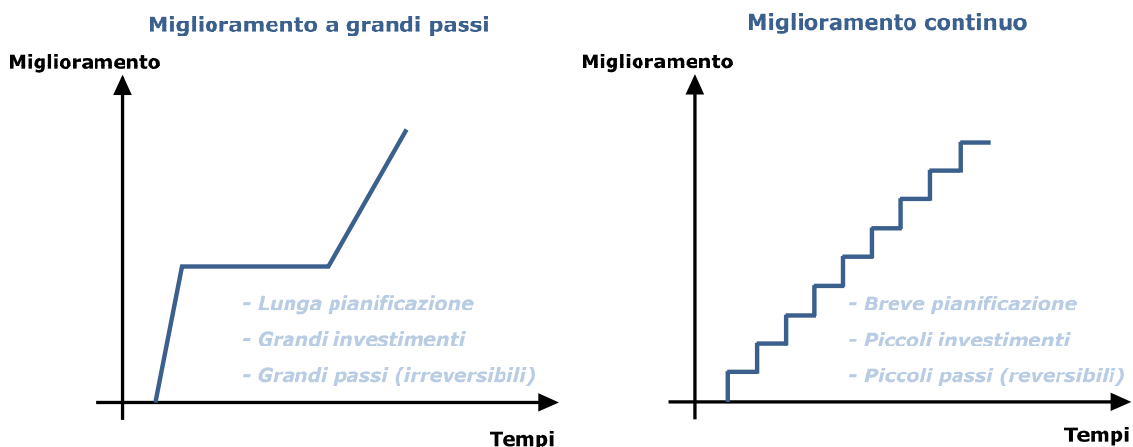


Figura 24. Miglioramento a grandi passi (a sinistra) e miglioramento continuo (a destra).

È possibile applicare tali concetti al caso analizzato in questa relazione. Anzitutto occorre individuare e analizzare le quattro parole chiave della definizione del BPR, le quali sono: *radicale*, *ri-progettazione*, *processi* ed *eccezionali*.

Come punto di partenza, chiaramente il *processo* è proprio quello di misurare e gestire i consumi di energia. L'*input* di tale processo sarebbe la lettura dell'energia, mentre che un *output* sarebbe ad esempio, l'emissione della rispettiva bolletta. Dello stesso modo, il *cliente interno* sarebbe la stessa azienda. Le altre funzionalità del progetto non si sono tenute in considerazione in quest'approccio.

Il processo che è stato *ri-progettato* è quello della **Figura 23**. Dopo il ridisegno di tale processo, il flusso attuale di attività si rappresenta in **Figura 25**, il quale viene eseguito in maniera automatica. Naturalmente, si tratta di una procedura notevolmente più efficiente ed affidabile di quella precedente.

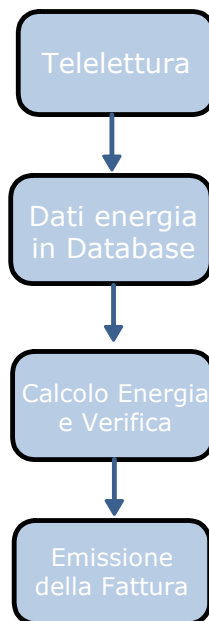


Figura 25. Procedura automatica attraverso l'architettura del *Progetto Telegestore*.

Per quanto concerne la *ri-progettazione* del processo, questa è stata *radicale*, poiché il cambiamento implementato è stato considerevole e in un arco di tempo abbastanza breve. Finalmente, secondo i risultati pubblicati dalla stessa azienda, i miglioramenti di prestazione conseguiti dopo l'avvio del progetto sono stati *eccezionali*.

Un altro punto da considerare è che i cambiamenti dei processi aziendali basati su BPR richiedono l'applicazione della *Tecnologia dell'Informazione e della Comunicazione (ICT)* come catalizzatore. Naturalmente, questa tecnologia è stata utilizzata in modo ampio nell'ambito del *Progetto Telegestore*. Da un lato, si sono usati dei moderni sistemi di comunicazioni per lo scambio dati tra azienda e consumatori. Dall'altro, l'informatica sia in termini di hardware che di software è presente nella totalità del nuovo processo.

5.7.4. GESTIONE DELL'INNOVAZIONE

Diffusione dell'innovazione nelle imprese:

Secondo gli esperti [68] l'innovazione tecnologica è uno dei fattori decisivi del successo competitivo delle imprese. In questo senso, il *Progetto Telegestore* è considerato uno dei progetti più innovativi degli ultimi 10 anni nel campo dell'elettrotecnica.

Vi sono due tipi di innovazioni, quella di prodotto, attraverso l'introduzione sul mercato di elementi di differenziazione, e quella di processo, la quale garantisce alle imprese di migliorare l'efficienza dei loro processi, ad esempio mediante l'utilizzo di automazione.

Riguardo il *Progetto Telegestore*, chiaramente si tratta di un'innovazione di processo, quello di misurare e gestire i consumi di energia elettrica. In qualche modo, tale processo richiede anche l'impiego di prodotti innovativi, quali i contatori elettronici.

Perchè innovare? Per molte imprese, l'innovazione rappresenta una scelta strategica. Nell'ambito delle aziende elettriche, Enel è considerata una delle imprese più innovative, visto che per loro l'innovazione è il motore dello sviluppo.

In termini generali, una maniera di valutare le aziende secondo il modo in cui esse utilizzano l'innovazione, sia nella progettazione e sviluppo dei loro prodotti, sia all'interno dei processi, è mediante la *curva di diffusione dell'innovazione* (vedi **Figura 26**). [69]

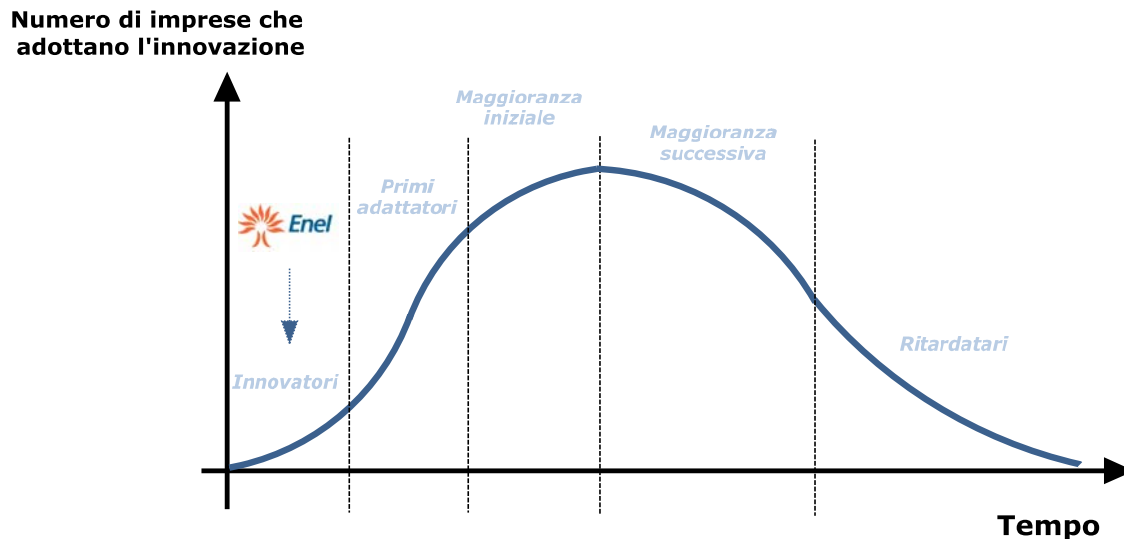


Figura 26. La diffusione dell'innovazione.

Questo concetto classifica le aziende in cinque categorie diverse:

- **Innovatori:** Sono le imprese che sviluppano l'innovazione. Nell'ambito dello *Smart Metering*, chiaramente Enel si trova in questa categoria.
- **Primi adattatori:** Sono le imprese che adottano quasi subito l'innovazione. Qui si troverebbero imprese, quali le aziende distributrici della Svezia e della Spagna che in questo momento stanno finendo i loro progetti di *Smart Metering*.
- **Maggioranza iniziale:** Si tratta delle aziende che si considerano *abbastanza* innovative. Anche se non utilizzano l'innovazione come punto di partenza nel disegno dei loro prodotti/processi cercano di copiare prodotti e processi che sono un successo in passato recente. Situazioni come quella del Brasile, dove i progetti riguardo allo *Smart Metering* stanno cominciando, sono da considerarsi in questa categoria.
- **Maggioranza successiva:** Sono le aziende che adottano l'innovazione abbastanza tardi, e pertanto non riescono ad ottenere una adeguata quota di mercato.
- **Ritardatari:** Sono le aziende che adottano per ultime l'innovazione.

Modello dell'imbutto dell'innovazione:

Per sviluppare un prodotto/processo innovativo, occorre utilizzare una strategia come quella schematizzata dall'imbutto dell'innovazione (vedi **Figura 27**). [68]

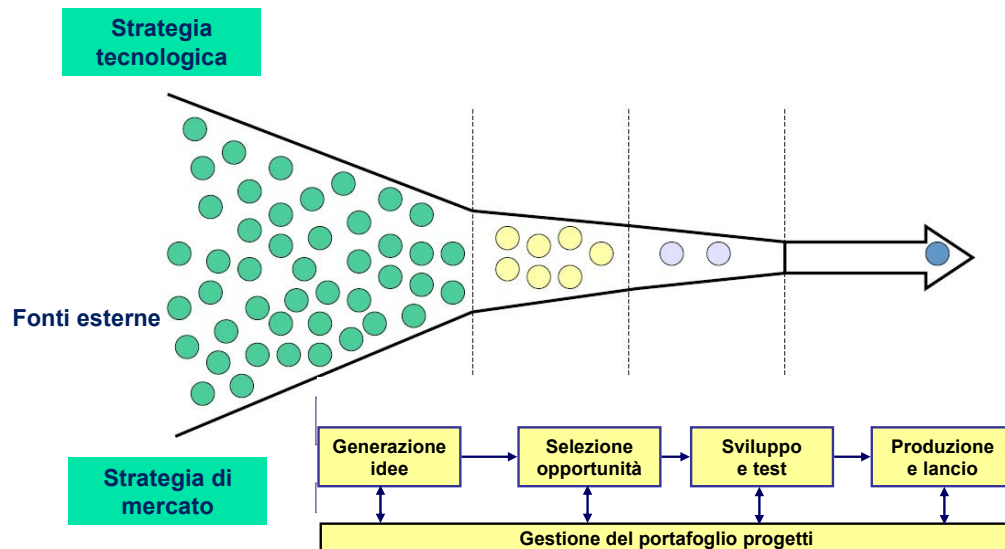


Figura 27. “Imbuto” dell’innovazione.

Secondo questo concetto, un processo di innovazione percorre diverse fasi fino ad ottenere il risultato finale, il quale sarà adottato e implementato. Le diverse fasi sono:

- **Generazione di idee:** Per avviare il processo di innovazione bisogna generare un numero di idee molto elevato. Nell’ambito del *Progetto Telegestore*, si sono analizzati i principali fabbisogni che il sistema elettrico presentava riguardo alla misura e gestione dell’energia, così come la ricerca sui diversi sistemi di comunicazioni esistenti.
- **Selezione di opportunità:** Per arrivare a questa tappa si devono avere scartato alcune proposte della fase anteriore. In questo punto si sono scelti i fornitori in grado di partecipare alla sfida e poi si sono valutati le diverse soluzioni tecniche.
- **Sviluppo e Test:** In questa fase si sono realizzati i prototipi dei contatori, concentratori, eccetera. Dopo di che, si sono svolti i collaudi di tali prototipi e si è optato per una unica realizzazione, secondo i risultati ottenuti.
- **Produzione e lancio:** Una volta che si sono scelti le soluzioni, sviluppati i prototipi e che si sono svolti i rispettivi collaudi, i contatori e i concentratori sono stati avviati alla costruzione in serie.

Ciclo di vita della tecnologia:

Un altro concetto molto importante nel campo dell’innovazione è quello del *Ciclo di Vita* della tecnologia in un dato prodotto. In un modo generale, questo ciclo rappresenta il tempo sull’asse delle ascisse e la performance di tale prodotto con il passare del tempo sull’asse delle ordinate. A causa della sua forma, la grafica prende il nome di *Curva S* (vedi **Figura 28**). [70]

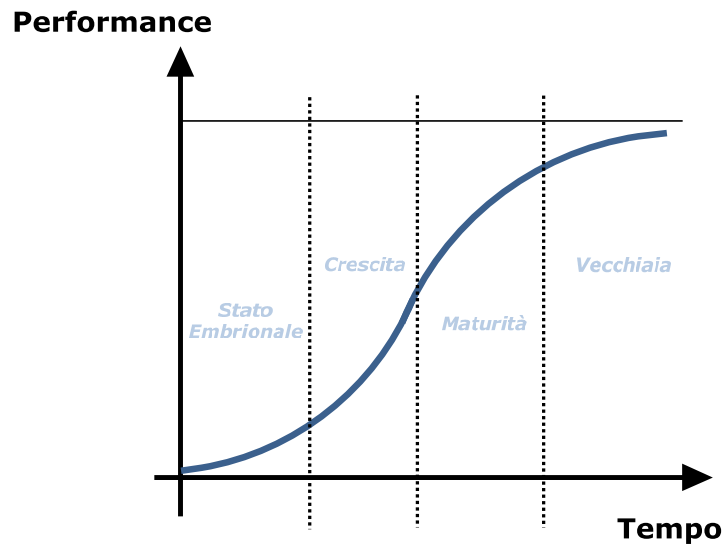


Figura 28. Curva S, ciclo di vita della tecnologia.

Dall'analisi della Curva S si possono individuare quattro stadi:

- **Stato Embrionale:** La tecnologia è in fase di sviluppo e quindi fornisce un basso contributo al livello di performance del prodotto.
- **Crescita:** La tecnologia comincia a standardizzarsi e pertanto il suo contributo cresce con tassi elevati.
- **Maturità:** La tecnologia si afferma, di conseguenza i margini di miglioramento si riducono.
- **Vecchiaia:** La tecnologia diventa completamente standardizzata. Dunque, non esistono più margini di miglioramento tecnologico e si presenta la seguente domanda: *Bisogna innovare e adattare un nuovo prodotto?*

È pertanto opportuno applicare queste idee al tassello più importante del progetto, vale a dire *il contatore di energia*. Il punto più importante risiede nel fatto che si è manifestata una discontinuità radicale nella stessa tecnologia del prodotto, la quale è rappresentata in **Figura 29**.

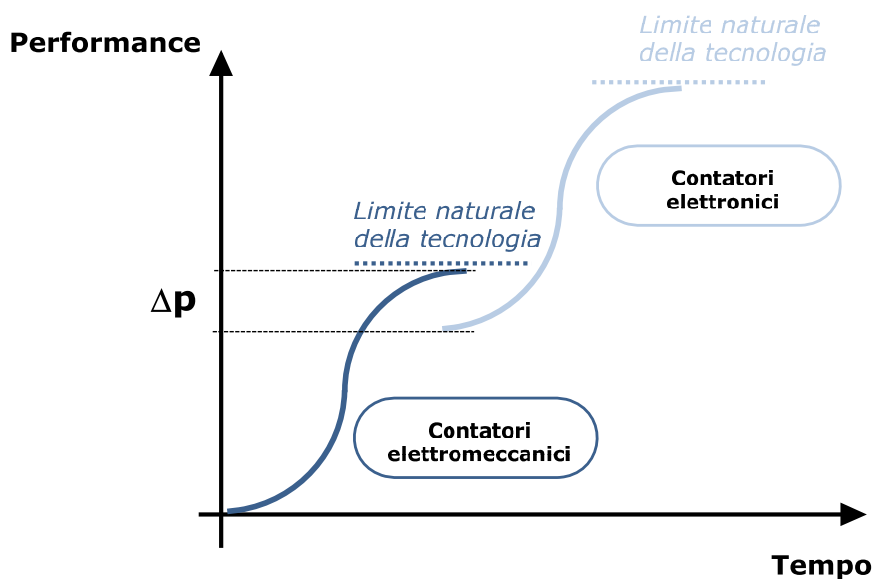


Figura 29. Curva S, applicata all'ambito dei contatori di energia.

Secondo quest'approccio l'analisi comincia con la performance dei vecchi contatori elettromeccanici, i quali sono nati prima del 1900. Sebbene lungo un percorso di circa un secolo tale contatori siano stati migliorati notevolmente, qualche anno fa hanno raggiunto il loro limite tecnologico.

Il limite raggiunto ha portato a decidere di cambiare radicalmente la tecnologia utilizzata. In questo senso, verso la fine degli anni novanta sono apparsi i primi contatori elettronici. Naturalmente, ci si aspetta che l'introduzione di una nuova tecnologia dia luogo ad una riduzione nel livello di performance del prodotto. Tale riduzione si mostra nella grafica mediante un Δp . Da questo punto, il livello di performance comincia a salire fino a raggiungere un nuovo limite della tecnologia.

Dello stesso modo che per i contatori elettromeccanici, quelli elettronici hanno migliorato in modo considerevole. In termini della *Curva S*, la performance della tecnologia attuale probabilmente si trova nello stadio di *crescita*, tenendo in considerazione il rilevante successo dei contatori elettronici intelligenti.

5.7.5. ALLEANZE STRATEGICHE CON ALTRE AZIENDE

Secondo [71] esistono cinque modalità di sviluppo di nuove competenze per le imprese. Una di queste si riferisce proprio alle alleanze strategiche tra diverse aziende.

In questo senso Enel ha stretto un'alleanza con IBM [72], al fine di offrire in tutto il mondo, il sistema di misura e telegestione dei consumi elettrici sviluppato in Italia. IBM gestisce il rapporto con gli operatori, mentre che Enel mette a disposizione la sua tecnologia.

L'idea di tale accordo è quella di sfruttare i vantaggi che entrambe le aziende possono offrire. Da un lato, IBM opera in maniera globale nel settore elettrico e quindi è in grado di vendere la soluzione in oltre 100 paesi del mondo. Oltre a ciò, IBM è chiaramente un leader tecnologico a causa dell'investimento effettuato in Ricerca & Sviluppo, il che si trasforma in oltre 1000 brevetti all'anno. Dal altro, Enel è alla vanguardia del mondo nel campo dello *Smart Metering* e pertanto è capace di offrire tutto il *know-how* ottenuto in quest'attività.

5.8. LA SMART GRID A CASA. IL RUOLO DEL CONSUMATORE

Come si può vedere dallo schema della filiera dell'elettricità (Figura 30), basato sul concetto della *Catena del Valore*, occorre ricordare che l'energia si genera, si trasmette e si distribuisce al fine che sia consumata dagli utenti. [73]

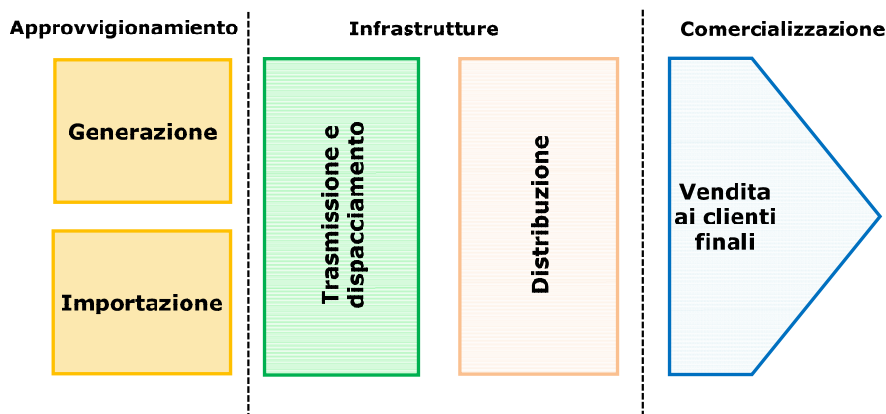


Figura 30. La filiera dell'energia elettrica.

Ciò significa che se i consumatori utilizzano l'energia in maniera consapevole, il sistema elettrico nel suo complesso diventerà più efficiente. Di conseguenza, il primo passo per raggiungere il successo in termini di efficienza energetica è quello di istruire l'utenza.

Da seguito si descrivono dei progetti nei quali Enel è pienamente coinvolta e riguardano proprio il ruolo che gioca il consumatore.

5.8.1. IL PROGETTO “ENEL SMART INFO”.

Scopo del Progetto:

Sul concetto introdotto sopra si basa il progetto *Enel Smart Info*, il quale sfrutta le funzionalità offerte dal *Progetto Telegestore*. Il primo scopo di questo progetto è proprio quello di fornire ai clienti uno strumento che renda possibile aumentare la consapevolezza sui loro consumi energetici, ed è basato sull'installazione di un dispositivo che permetta di visualizzare i rispettivi dati su uno schermo. [74] a [77]

Tale dispositivo giocherà un ruolo molto importante, poiché dovrà essere in grado di integrare in un modo efficace con una rete di elettrodomestici “intelligenti” all'interno della casa (vedi punto seguente, il progetto ENERGY&HOME). Dall'altra parte, questo dispositivo dovrà interagire anche con la rete di distribuzione di energia elettrica.

La **Figura 31** schematizza la tecnologia utilizzata sia all'interno sia all'esterno della casa. Insieme allo “*Smart Info*”, il quale rappresenta il cuore dell'architettura, si trovano da un lato la rete elettrica con i suoi contatori elettronici, e dall'altro gli apparati presenti nella casa.

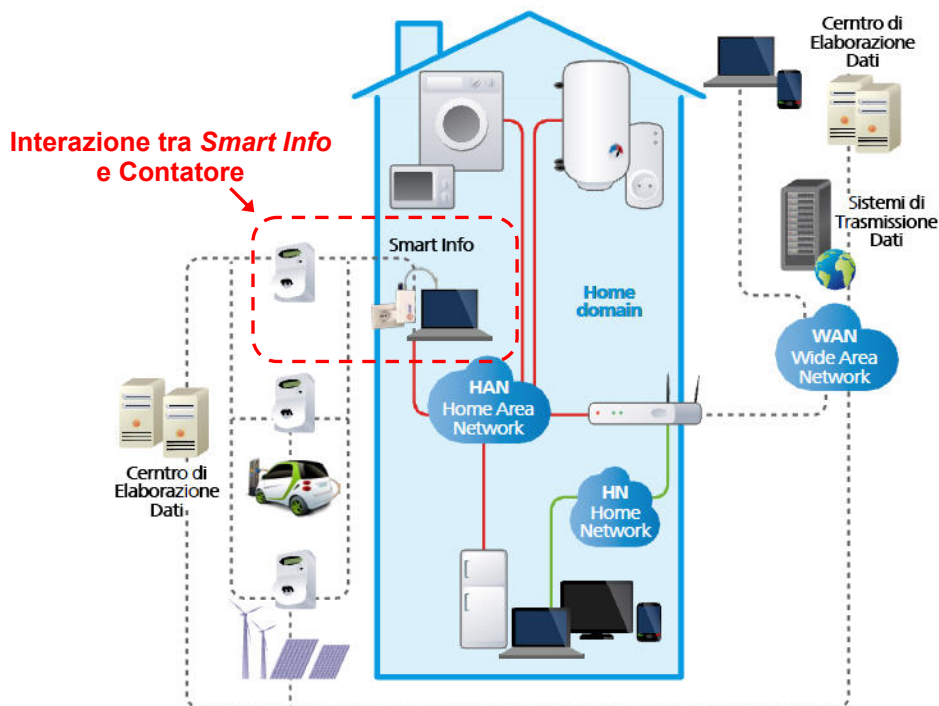


Figura 31. Tecnologia all'interno del “Enel Smart Info”.

Indagine di mercato:

In [75] si descrivono le attività relative a una indagine di mercato svolta da Enel nel 2008. In realtà, affinché si potessero ottenere risultati obiettivi e incondizionati l'azienda distributrice ha affidato tale compito a fornitori esterni, specialisti in questo tipo di attività. Gli obiettivi di tale indagine sono stati:

- Verificare l'accettazione di questo concetto da parte dei consumatori.
- Valutare l'impatto della conoscenza dei consumi energetici sul comportamento dei clienti.
- Valutare sul campo le procedure operative richieste dal progetto.

Si sono scelti oltre mille consumatori in 50 città diverse cercando di ottenere un campione rappresentativo dell'utenza italiana. In ognuna delle abitazioni scelte si è installato un dispositivo come quello della **Figura 32**, il cui è in grado di fornire dati sui consumi energetici.



Figura 32. Dispositivo utilizzato durante l'indagine di mercato.

Per quanto riguarda i risultati ottenuti di quest'indagine, si può precisare che:

- Gli schermi sono piaciuti molto agli utenti. Infatti, loro hanno chiesto ulteriore informazione riguardo ai servizi offerti.
- Il servizio ha avuto un impatto importante sui consumi.
- Da un punto di vista tecnico, questi nuovi servizi sono fattibili.

In **Figura 33** sono riportati i risultati in termini di coinvolgimento dei consumatori, in altre parole, si mostra la frequenza con cui loro hanno utilizzato lo schermo per monitorare i propri consumi.

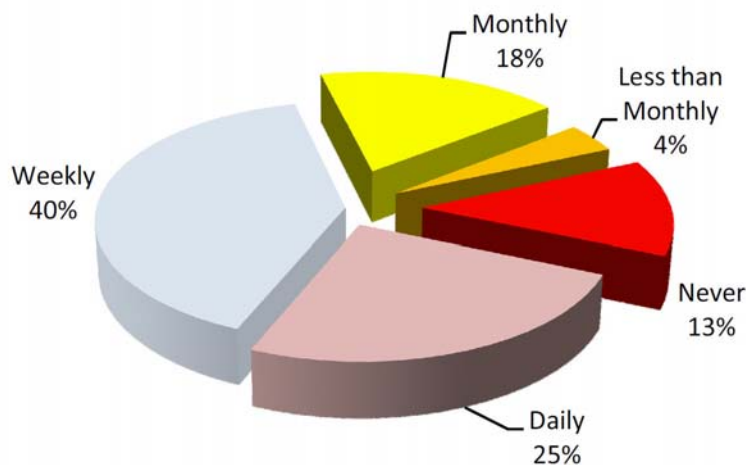


Figura 33. Frequenza di osservazione degli schermi installati.

Dunque, 25% degli utenti lo hanno utilizzato tutti i giorni, 40% lo hanno osservato una volta alla settimana, mentre che 18 % lo hanno fatto una volta al mese. Invece, solo 13% non lo hanno mai utilizzato.

I cambiamenti che i consumatori hanno riportato in termini dell'utilizzo dei loro elettrodomestici, sono:

- 57% hanno modificato il loro comportamento.
- 29% hanno spostato l'utilizzo degli elettrodomestici verso la sera.
- 12% hanno utilizzato gli elettrodomestici in maniera alternata.

- 7.5% hanno deciso di spegnere completamente gli apparati quando non sono utilizzati, piuttosto che lasciarli in modalità *stand-by*.
- 6.6% hanno ridotto l'utilizzo degli elettrodomestici.

Secondo Enel l'indagine di mercato eseguita è stata un vero successo, pertanto hanno deciso di continuare a lavorare sull'idea dello *Smart Info*.

Produzione in serie dello *Smart Info*:

Secondo Enel l'utilizzo in massa degli *Smart Info* in Europa consentirà al sistema elettrico di risparmiare tra il 2% e il 7% di energia, mentre che permetterà una riduzione del picco di domanda tra il 3% e l'8%.

Per quanto concerne il contributo di Enel, i risultati dell'indagine hanno portato alla decisione di investire in Ricerca & Sviluppo allo scopo di disegnare e produrre un dispositivo *Smart Info* che possa essere utilizzato nel mercato di massa. Questo dispositivo deve integrarsi alla tecnologia esistente, basata sul *Progetto Telegestore*, particolarmente al contatore di energia intelligente.

Alla fine la soluzione scelta da Enel è costituita da due dispositivi separati. Il primo è il blocco base, il quale deve inserirsi in qualsiasi presa elettrica della casa. Questo blocco riesce a stabilire una comunicazione *wireless* con il contatore installato nella stessa casa. Oltre a ciò, è dotato di un connettore USB tramite il quale è in grado di interagire con il secondo blocco.

In questo senso, il secondo blocco può essere un *display* dedicato oppure installando sul proprio computer il software *Smart Info Manager*, e collegandolo allo *Smart Info*. La **Figura 34**, a sinistra, illustra dei prototipi disegnati da Enel per fabbricare il blocco base. La **Figura 34**, a destra, mostra il blocco base inserito in una presa elettrica, assieme al secondo blocco implementato sia mediante il *display* sia mediante il computer.



Figura 34. Implementazioni dello *Smart Info*.

Tramite lo *Smart Info* gli utenti sono in grado di visualizzare in modo più agevole dati sui loro consumi, ad esempio potenza istantanea e grafici di consumi storici, così come di ricevere degli allarmi in caso di superamento di potenza contrattuale, e anche accedere ai dati amministrativi relativi al contratto di fornitura.

Nel futuro gli *Smart Info* saranno capaci di stabilire una comunicazione anche con gli elettrodomestici intelligenti che faranno parte della casa. Nello stesso senso, essi saranno in grado di effettuare un controllo automatico dei carichi, secondo le ore del giorno e le rispettive tariffe. Di questo si tratterà nel paragrafo seguente.

5.8.2. IL PROGETTO “ENERGY@HOME”.

Un altro progetto con uno scopo simile a quello presentato sopra è il cosiddetto “ENERGY@HOME”, del quale Enel fa parte. Si tratta di un progetto davvero importante dato che assieme ad Enel sono coinvolte l'azienda di telefonia *Telecom Italia* e le imprese produttrici di

elettrodomestici *Indesit* ed *Electrolux*. In **Figura 35** si mostrano i loghi tanto delle imprese che conformano questo consorzio come quello del progetto. L'approccio è basato sull'introduzione della domotica all'interno delle case per migliorare il confort, l'efficienza energetica, e promuovere la domanda flessibile. [75] [78]



Figura 35. A sinistra, i loghi delle aziende che fanno parte dell'accordo. A destra, il logo di E&H.

L'obiettivo più importante di questo progetto è quello di definire una piattaforma di comunicazione *indoor aperta e accessibile a tutti*, come strumento per lo sviluppo dei nuovi servizi di energia. Il fine è proprio quello di riuscire a realizzare una rete di comunicazione all'interno della casa, cioè una *Home Area Network (HAM)*, la quale collegherà tutti gli elettrodomestici esistenti tramite il protocollo di comunicazione *wireless ZigBee*.

Per quanto riguarda l'architettura del ENERGY@HOME, il cuore è proprio lo *Smart Info* descritto nel punto precedente. La sua importanza risiede nel fatto che è il vincolo tra il contatore di energia e la HAM. Inoltre, gli altri attori del sistema sono:

- **Gli smart elettrodomestici:** Oltre ad eseguire il loro compito, questi nuovi apparati forniranno all'utente informazione riguardo ai consumi di energia. Oltre a ciò, adatteranno il loro comportamento secondo lo stato dell'intero sistema, dato che saranno in grado di lavorare in rete.
- **Gli smart prese:** Questi saranno capaci di accendere/spegnere gli apparati tradizionali oppure "non intelligenti", quali sistemi di illuminazione, secondo gli ordini ricevuti.
- **L'interfaccia utente:** Da un lato consentono all'utente di visualizzare i dati che arrivano dallo *Smart Info*. Dall'altro, tramite il collegamento con la HAM permettono di configurare il sistema. La sfida tecnica è quella di consentire agli utenti di effettuare queste modifiche attraverso una rete **WAN (Wide Area Network)**. In qualche modo, questo concetto è al di fuori dello scopo del ENERGY@HOME.
- **Home Gateway:** Il compito di questo dispositivo è quello di vincolare la HAN con la WAN al fine di coordinare il sistema complessivo.

La **Figura 36** schematizza tale architettura nella quale si osserva lo *Smart Info* come collegamento tra il contatore e la rete domestica.

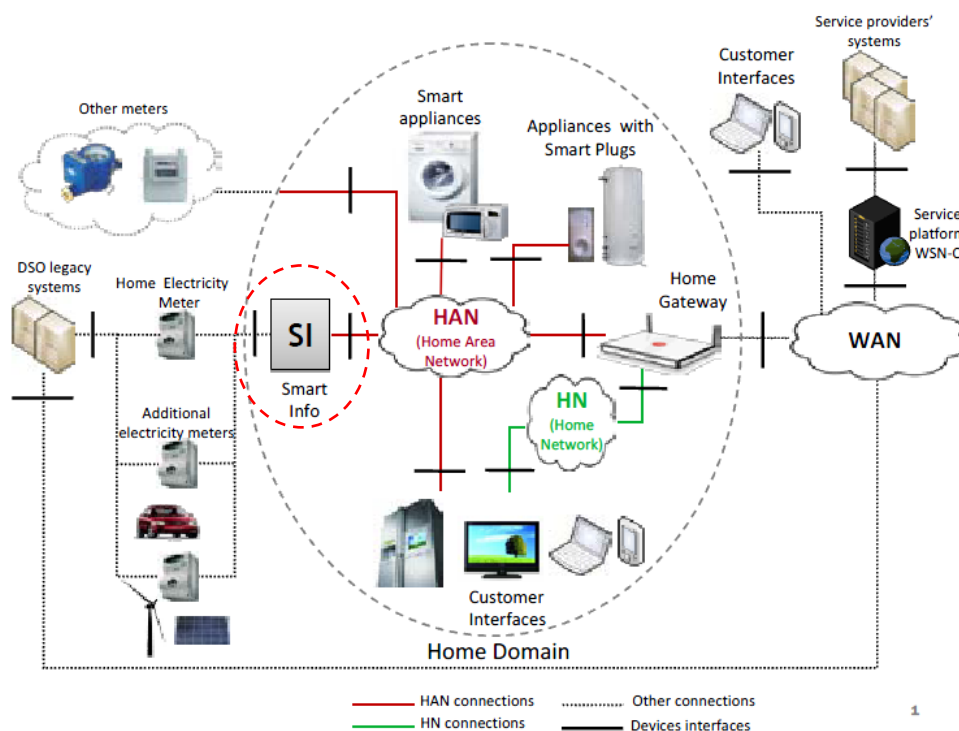


Figura 36. Architettura del Progetto E@H.

5.9. ALTRI VANTAGGI CHE IL PROGETTO TELEGESTORE OFFRE

Chiaramente, l'impiego del *Progetto Telegestore* offre notevoli vantaggi per quanto concerne, la misura e la gestione dell'energia, i quali sono ricavati non solo dall'azienda elettrica ma anche dall'utenza.

Oltre a questi vantaggi, l'azienda distributrice è in grado di sfruttare l'infrastruttura e la tecnologia esistente del progetto, al fine di ottenere benefici addizionali a costo praticamente nullo. Di seguito, si descrivono alcuni di questi benefici.

5.9.1. OTTIMIZZAZIONE DELLE RETI BASATE SUL PROGETTO.

Un punto chiave all'interno di un'azienda distributrice di energia elettrica è quello di ottimizzare il funzionamento degli elementi che fanno parte della rete di bassa tensione, allo scopo di migliorare l'efficienza del sistema complessivo.

Prima del lancio del progetto, l'azienda sicuramente pianificava le sue reti mediante procedure statistiche e soprattutto l'esperienza degli ingegneri dell'ufficio di pianificazione. Invece, al giorno di oggi, a partire dai dati raccolti dall'infrastruttura del *Progetto Telegestore* è possibile realizzare una adeguata pianificazione della rete basata su misurazioni reali [79], dato che "misurare è conoscere".

Progettazione dei trasformatori di distribuzione:

Le pratiche tradizionalmente utilizzate per valutare il carico di un trasformatore di distribuzione si basano sulla determinazione della domanda picco. Ciò nonostante, tale pratica è molto conservativa dato che la vita utile di un trasformatore dipende non solo del valore picco del profilo, ma anche della forma del profilo di carico.

In Italia gli ingegneri che lavorano nella pianificazione delle reti di media e bassa tensione possono utilizzare l'informazione raccolta dal sistema al fine di analizzare al dettaglio il carico di qualsiasi trasformatore.

Secondo lo schema semplificato della **Figura 37**, a valle di qualsiasi cabina secondaria esistono **M** alimentatori di bassa tensione, ognuno fornisce energia elettrica a **N** utenti. In questo modo, in termini generali vi sono **M·N** clienti alimentati dal trasformatore MT/BT. In ogni abitazione si trova un contatore in grado di inviare l'energia misurata ogni 15 minuti verso il Concentratore.

Il Concentratore (insieme al sistema centrale) riesce ad eseguire l'addizione di tutti i profili di carico ricevuti dai contatori e calcolare l'energia apparente (attiva più attiva) espressa in kVA, affinché stimare quel profilo che rappresenterebbe in maniera approssimativa – visto che le perdite nella rete non sono tenute in considerazione – il carico complessivo del trasformatore. Pertanto, attraverso la somma eseguita dal concentratore non bisogna installare un altro contatore all'interno della cabina secondaria.

Naturalmente, la conoscenza del profilo di carico in qualsiasi trasformatore risulta molto importante per la azienda distributrice allo scopo di ottimizzare gli investimenti nella rete, basati su dati reali.

Oltre a ciò, il Concentratore è in grado di calcolare il fattore di potenza complessivo che il trasformatore "vede". Questa informazione permette all'azienda di conoscere in maniera esatta le cabine secondarie nelle quali occorre correggere l'energia reattiva attraverso l'istallazione di banchi di condensatori.

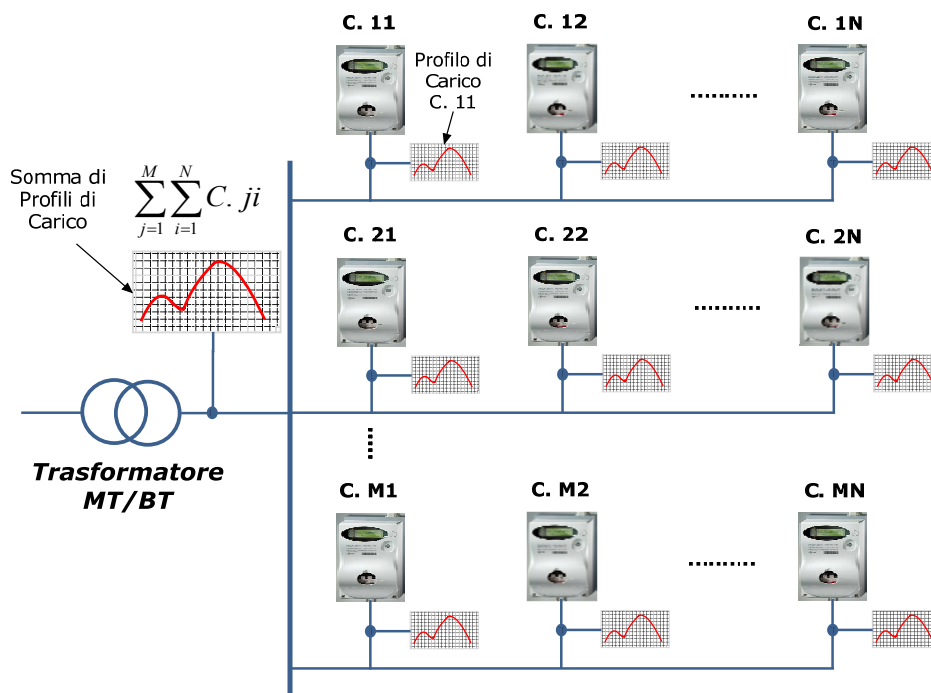


Figura 37. Schema semplificato di alimentatori e consumatori a valle del trasformatore.

Carico e grado di squilibrio delle linee:

L'architettura della **Figura 37** permette anche di controllare il livello di squilibrio di tensione che avviene nei sistemi trifase, sia dei valori efficaci che degli angoli di fase. Uno squilibrio di tensione troppo elevato può condurre ad un sovrariscaldamento delle macchine rotanti.

Questo squilibrio nella tensione è principalmente prodotto dalla stessa utenza, la quale è costituita maggiormente da carichi monofase. Il sistema consente di misurare le correnti che circolano nelle tre fasi del sistema trifase. Dunque, la semplice osservazione di tale asimmetria dei valori delle correnti rende possibile agire in maniera efficace al fine di ristrutturare i carichi per risolvere il problema.

5.9.2. PROCEDURA PER IL CONTROLLO DI PERDITE TECNICHE E FURTO DI ENERGIA.

Secondo l'AEEG [80] le perdite tecniche in bassa tensione raggiungono il 10,8% dell'energia consumata dall'utenza. Queste perdite avvengono a causa dell'effetto Joule nei conduttori di rame e quindi vengono espresse in funzione del quadrato della corrente circolante.

Oltre alle perdite tecniche, vi sono anche le cosiddette “*perdite non tecniche*”, cioè quelle perdite legate al furto di energia da parte della stessa utenza. Secondo [65] questo tipo di perdite in Spagna sono pari al 8%. In ogni modo, in Italia esse dovrebbero essere ridotte dopo la sostituzione dei contatori perché, come è stato detto nel paragrafo 5.4, i nuovi contatori sono in grado di segnalare i tentativi di apertura della scatola.

Chiaramente, le perdite economiche che avvengono tenendo in considerazione entrambi i casi non sono trascurabili, dunque sarebbe opportuno stabilire una procedura che permetta di determinare il livello di perdite in un modo efficace. In questo senso, l'architettura del *Progetto Telegestore* consente anche di effettuare questa determinazione senza investire in maniera importante sulla rete di bassa tensione. Per svolgere il controllo, semplicemente occorre installare un altro contatore all'interno della cabina secondaria, precisamente a valle del trasformatore. [81]

L'illustrazione della **Figura 38** fornisce una rappresentazione di questo concetto.

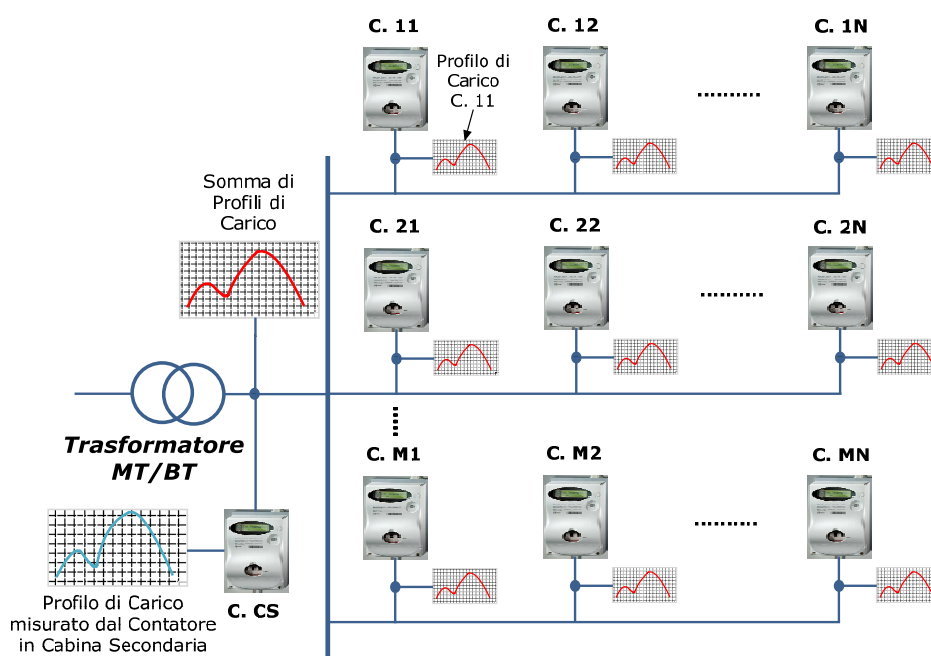


Figura 38. Schema per determinare le perdite nelle reti di bassa tensione.

Oltre a ciò, in **Figura 39** si mostra una foto di una cabina secondaria, in cui si trova il contatore installato allo scopo di eseguire il bilancio energetico.

Da una parte, il concentratore insieme al sistema centrale deve calcolare la somma di tutti i profili di carico. Dalla altra, il contatore installato in cabina secondaria misura il profilo di carico complessivo a valle del trasformatore, ossia includendo le perdite. Di conseguenza, per determinare le perdite soltanto bisogna eseguire la sottrazione tra entrambi i profili.



Figura 39. Contatore installato in cabina secondaria.

In **Figura 40** si riporta il risultato reale dell'applicazione di questa procedura. Nel grafico appaiono i due profili (in blu e azzurro) e la corrispondente sottrazione (in rosso). Come si vede nella figura, sebbene la differenza tra i due profili sia praticamente costante, le perdite aumentano verso la notte, ossia quando la domanda diventa più elevata.

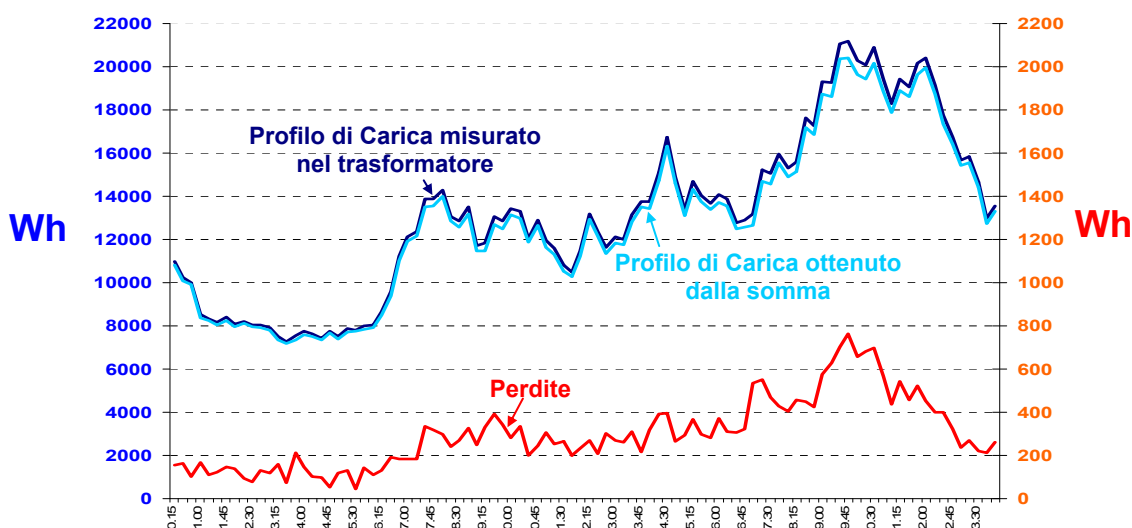


Figura 40. Entrambi i profili e le conseguenti perdite.

Questa procedura non permette di differenziare chiaramente le perdite tecniche da quelle *non tecniche*. In qualche modo, secondo [65] l'esistenza di frodi lungo la rete di bassa tensione, produce deviazioni critiche rispetto al profilo misurato dal contatore installato in cabina secondaria. Se si riesce a riconoscere questa particolarità, al fine di portare alla luce l'eventuale presenza di furto di energia bisogna installare dei contatori portatili in diversi punti della rete di distribuzione per misurare i consumi reali.

5.9.3. INFRASTRUTTURA PER GESTIRE LA RICARICA DELL'AUTO ELETTRICA.

Al fine di ridurre le emissioni di CO₂ chiaramente occorre diminuire l'utilizzo delle auto che funzionano a benzina. Dall'altra parte, bisogna promuovere l'impiego delle auto elettriche. Un altro scopo di tale innovazione è quello di migliorare l'efficienza del sistema elettrico nella sua totalità. [82] [83]

Naturalmente, l'introduzione in massa delle auto elettriche risulta una sfida difficile da affrontare per il sistema elettrico attuale. In ogni modo, esistono dei progetti che riguardano questa sfida, soprattutto in Italia [84] [85]. Tali idee innovative coinvolgono anche il *Progetto Telegestore*.

Un progetto molto importante che riguarda l'introduzione delle auto elettriche, è il cosiddetto “*E-Mobility Italy*”. Questo progetto è stato avviato da Enel e la Daimler, la quale è un produttore di automobili e di mezzi di trasporti tedesco. All'interno del piano di lavoro esistono dei progetti pilota a Pisa, Roma e Milano, dove vi sono almeno 100 Veicoli Elettrici (VE).

Lo scopo del progetto è quello di sviluppare una soluzione che consenta al cliente di ricaricare il VE ovunque in modo semplice e flessibile. Oltre a ciò, la idea prevede che il cliente possa pagare la ricarica dell'auto attraverso la stessa bolletta e secondo le tariffe che il cliente abbia sottoscritto con il suo fornitore di energia elettrica. Alla luce di quest'idea *rivoluzionaria*, bisogna sfruttare tutte le funzionalità di misura e controllo da remoto che il *Progetto Telegestore* offre. Ad esempio, il punto di ricarica, il cui è volgarmente chiamato “*colonnina*”, deve essere capace di identificare il corrispondente cliente.

L'obiettivo è proprio eseguire la ricarica delle auto durante le ore in cui la domanda da parte degli utenti di energia “*tradizionali*” è bassa, ossia di notte (vedi **Figura 41**). Naturalmente, questo non rappresenta un problema visto che normalmente a quest'ora le macchine sono parcheggiate a casa. Dall'altra parte, le auto potranno rivendere energia elettrica rimettendola in rete durante le ore nelle quali avviene il picco dei consumi, vale a dire nel parcheggio vicino all'ufficio. Evidentemente, in quest'ultimo caso, bisogna installare dei contatori bidirezionali che vengono utilizzati presso i *prosumers* all'interno del *Progetto Telegestore*.

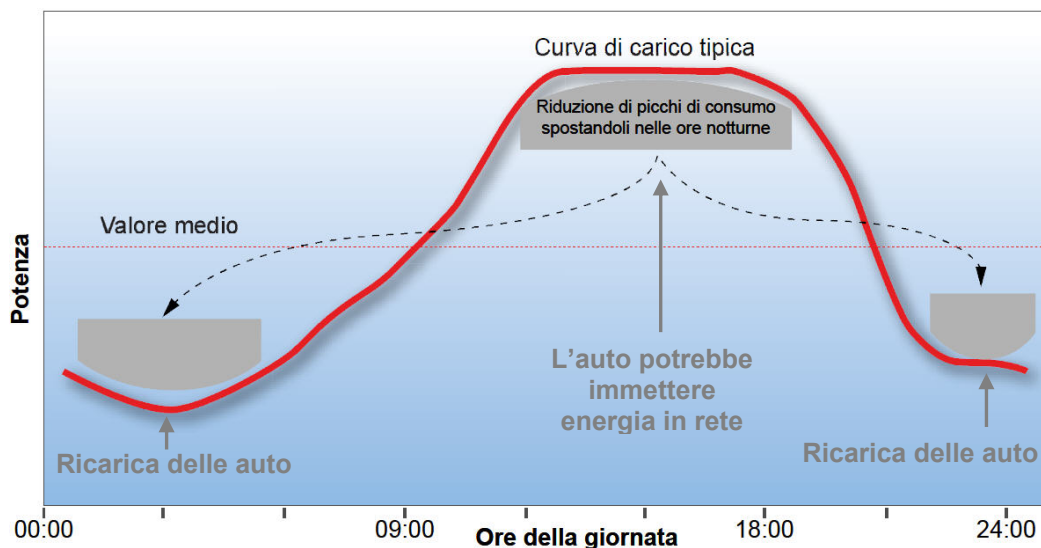


Figura 41. Curva di carico. Ore adeguate “*per fare il pieno*”.

Per quanto concerne l'infrastruttura richiesta, particolarmente in termini di punti ricarica, questi dovranno essere non solo privati ma anche pubblici. Secondo [84] il 66% dei clienti utilizzeranno punti di ricarica privati, ad esempio presso le loro case, mentre che il 34% dipenderà dai punti che saranno installati in luoghi pubblici dotati di un parcheggio, come quello della foto in **Figura 42** scattata a Parigi, in agosto 2012.



Figura 42. Auto elettriche (a destra), durante la ricarica nella strada. Parigi, agosto 2012.

In **Figura 43** si mostrano le soluzioni proposte da Enel per effettuare la ricarica, in punti privati così come in punti pubblici.



Figura 43. Soluzioni per la ricarica, sia nell'ambito privato che nel pubblico.

Secondo questa presentazione entro il 2020 si prevede l'introduzione di 3,8 M VEs in tutta l'Italia. In questo senso, l'obiettivo è quello di avere un punto di ricarica pubblico ogni 7,7 veicoli elettrici circolanti. Per aggiungere questo obiettivo bisogna costruire 342 k dispositivi all'aperto, ad esempio nelle strade ed in aree di parcheggio, e 152 k in garage privati e centri commerciali, il che richiederebbe un investimento complessivo di 885 M di euro. Inoltre, il ritorno dell'investimento sarebbe di circa 14 anni.

Oltre al problema dell'elevato investimento richiesto, anzitutto occorre analizzare le reti di bassa tensione attuali e verificare se esse saranno in grado di reggere l'impatto. Ovviamente, tenendo in considerazione questa problematica l'investimento potrebbe essere ancora più elevato.

Insomma, è chiaro che l'Italia ha l'intenzione di promuovere l'utilizzo delle auto elettriche. Purtroppo, però a causa dell'elevato investimento necessario, l'introduzione di questo tipo di macchine nel mercato di massa sembra troppo lontana.

5.9.4. VALUTAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO OFFERTO AI CONSUMATORI.

La qualità del servizio rappresenta uno dei fattori più importanti riguardo al rapporto tra le aziende distributrici e i clienti. Di conseguenza, è necessario effettuare dei rigorosi controlli allo scopo di mantenere un livello di qualità elevato.

Di solito, in qualche paese (in effetti, nel paragrafo seguente si riporta il caso dell'Argentina) si svolgono campagne di monitoraggio al fine di valutare le interruzioni della fornitura, l'ampiezza della tensione; eccetera. In Italia, la stessa infrastruttura del *Progetto Telegestore* consente alle imprese distributrici di conoscere il livello della qualità del servizio fornito a ciascun utente.

6. Benefici dell'implementazione del Progetto in Argentina

6.1. I SERVIZI ELETTRICI A BUENOS AIRES

Buenos Aires conta circa 3 milioni di abitanti, mentre che nella sua conurbazione vivono circa 13 milioni di abitanti.

Il servizio di distribuzione elettrica è fornito da due aziende private, le quali si chiamano Edesur (opera dal centro verso il sud) e Edenor (opera dal centro verso il nord). Ognuna distribuisce energia elettrica ad un totale di circa 2,5 milioni di utenti.

Il controllo del servizio che entrambe le aziende distributrici offrono è effettuato dal **ENRE** (acronimo che sta per lo spagnolo *Ente Nacional Regulador de la Electricidad*). Questa autorità affida una parte del controllo all'*Universidad Nacional de La Plata*, principalmente riguardo alla valutazione della qualità del servizio fornito (interruzioni della fornitura, ampiezza della tensione, armoniche e flicker) e all'impatto ambientale (campi elettrici e magnetici, radio interferenza, eccetera) che esse causano. [86]

6.2. BENEFICI DIRETTI

I benefici diretti che l'implementazione di un sistema simile a quello Italiano porterebbe sono i più evidenti, quali la misura e la gestione dell'energia in maniera remota. In Argentina, infatti, si utilizza ancora l'antico procedimento di misura dei consumi descritto in 5.7.1.

Dall'altra parte, è interessante anche analizzare i servizi aggiuntivi che tale sistema può offrire. Di seguito, si descrivono alcuni di questi *Benefici Indiretti*.

6.3. BENEFICI INDIRETTI

6.3.1. SFRUTTAMENTO DEL PROGETTO SUL CONTROLLO DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO.

Nell'area metropolitana di Buenos Aires si svolgono importanti e costose campagne di misura allo scopo di valutare la qualità del servizio fornito dalle aziende. La procedura di controllo è descritta in [87], mentre che in [86] si riportano importanti risultati raccolti da tali campagne su un arco di dieci anni.

Dal momento in cui i servizi elettrici sono stati privatizzati, ossia verso l'inizio degli anni novanta, si eseguono tre campagne di monitoraggio:

Campagna per valutare le interruzioni della fornitura:

In Argentina sono tenute in considerazione quelle interruzioni con una durata superiore ai tre minuti. Al fine di valutare tali interruzioni, presso le abitazioni degli utenti si installano dei registratori come quelli della **Figura 44**. Le loro spine devono inserirsi in qualsiasi presa elettrica della casa. In questo momento, l'Autorità possiede oltre 600 registratori i quali si installano in case scelte a casaccio durante un periodo di sei mesi.

Il compito sia dell'installazione (e disinstallazione) dei registratori che della valutazione dei risultati raccolti è stato affidato all'Università. Particolarmente, il processo di coordinamento con gli utenti, così come quello di installazione dei registratori sono i più impegnativi e richiedono un rigoroso lavoro di squadra. Infatti, presso l'istituto tre ingegneri e due tecnici sono coinvolti nelle diverse fasi di questa campagna.

L'accordo tra l'Autorità dell'energia e l'Università comprende oltre 6000 ore uomo all'anno per svolgere la totalità dei compiti di questa campagna, il che comporta una spesa importante per lo Stato.



Figura 44. Registratori di interruzioni della fornitura di energia elettrica, due generazioni diverse.

Chiaramente, l'impiego di un sistema di misura come quello implementato in Italia, consentirebbe allo Stato argentino di effettuare un controllo delle interruzioni più esatto, perchè la telelettura permette di monitorare la fornitura in qualsiasi punto della rete di bassa tensione, piuttosto che solo su un campione di utenti. Nello stesso senso, il sistema permetterebbe di ridurre significativamente i costi legati alla campagna di misura attuale.

Campagna per valutare l'ampiezza della tensione:

In questo caso, l'autorità obbliga le aziende ad eseguire la campagna di misura. Pertanto le aziende devono non solo acquisire gli strumenti di monitoraggio (come quelli della **Figura 45**), ma anche installarli in punti della rete di bassa tensione scelti a casaccio dall'Autorità.



Figura 45. Registratori dell'ampiezza di tensione, monofase (a sinistra) e trifase (a destra).

Nel sistema di distribuzione argentino il valore nominale della tensione è 220 V. Durante il periodo di misurazione, il 97% dei valori efficaci, mediati nei 15 minuti, deve essere compreso in 220 V +/- 5% in aree con reti sotterranee e 220 V +/- 8% in aree con reti elettriche aeree.

Secondo quanto stabilito in [87] ogni impresa distributrice deve effettuare almeno 300 misurazioni al mese dell'ampiezza della tensione e la durata di ogni misura deve essere non inferiore ad una settimana. Solo per svolgere il lavoro sul campo si richiedono almeno 10 persone per impresa. Oltre a ciò, minimo tre ingegneri lavorano nel coordinamento, la gestione e l'analisi dei risultati.

In questo caso, l'Università svolge il ruolo di *auditore* della campagna, verificando la corretta installazione degli strumenti sul campo e anche effettuando un'analisi in parallelo dei risultati delle misurazioni.

Insomma, la realizzazione di questa campagna di misura comporta una spesa notevole non solo per le aziende, ma anche per lo Stato.

Come nel caso precedente, l'utilizzo di un sistema come il *Progetto Telegestore*, consentirebbe alle imprese distributrici di monitorare l'ampiezza della tensione in tutti gli utenti ad un costo certamente più basso, senza bisogno di installare altri registratori.

Campagna per valutare le armoniche e il flicker:

Al fine di misurare il livello di armoniche e flicker si utilizzano sofisticati analizzatori di qualità del servizio. Essi si installano nelle cabine secondarie in aree dove la presenza di tali perturbazioni è abbastanza probabile.

Al giorno di oggi, i contatori intelligenti utilizzati in Italia non sono in grado di misurare queste grandezze. Probabilmente, in futuro sia implementata questa funzionalità.

6.3.2. SFRUTTAMENTO DEL PROGETTO SULL'OTTENZIONE DEI PROFILI DI CARICA.

Il contratto di concessione stabilisce una revisione periodica delle tariffe. Tale revisione riguarda lo studio approfondito dei profili di carico dei diversi tipi di utenti.

Di conseguenza, occorre effettuare una campagna di misura dei profili di carico sugli stessi consumatori. I registratori che sono installati in maniera transitoria presso i clienti, si mostrano in **Figura 46**. Essi sono dotati di bobine di *Rogowski* per misurare la corrente.



Figura 46. Registratori di Profili di Carico, monofase (a sinistra) e trifase (a destra).

Aspetta alle imprese distributrici eseguire la campagna di misura, mentre che l'Università svolge il controllo. Attraverso questo lavoro è possibile ottenere dei profili come quello della **Figura 4**.

Nello stesso modo che con le campagne per la valutazione della qualità del servizio elettrico, in questo caso bisogna investire molti soldi ogni volta che si deve realizzare la campagna di misura. L'investimento deve essere fatto dalle aziende elettriche e dallo Stato.

Dall'altra parte, il contatore elettronico utilizzato in Italia riesce a misurare e memorizzare i profili di carico durante un periodo di almeno 60 giorni. Questo consente all'operatore di rilevare il profilo di carico per qualsiasi utente in maniera remota ed a costo quasi nullo.

In sostanza, il *Progetto Telegestore* permette anche di risparmiare notevolmente in costi legati a lavori addizionali.

6.4. LE BARRIERE DA ABBATTERE

Per avviare qualche progetto riguardo alle *Smart Grids* in Argentina, anzitutto occorre abbattere barriere di diverse nature. [88]

6.4.1. BARRIERE DA UN PUNTO DI VISTA DELLA REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO.

In questo punto, lo Stato gioca un ruolo fondamentale. In tale senso, i principali assunti che si devono prendere in considerazione sono:

- La regolazione vigente non prevede la considerazione degli investimenti richiesti per lo sviluppo delle *Smart Grids* nelle tariffe. Questo costituisce un importante disincentivo ad investire in una nuova (e costosa) tecnologia, e soprattutto tenendo conto che tale investimento si ammortizzerà in un lungo periodo di tempo.
- Oltre a ciò, attualmente le tariffe elettriche sono sovvenzionate dallo Stato. Di conseguenza, i cittadini argentini pagano tariffe elettriche troppo basse rispetto ad altri servizi, quali telefonia cellulare, televisione digitale ed Internet. Ad esempio, adesso una famiglia tipo paga l'equivalente di AR\$ 50 al mese per l'elettricità, mentre che un contratto normale di telefonia cellulare ha un importo di AR\$ 130 per utente, e la televisione digitale di circa AR\$ 200 mensili.
- Altre alla modificazione delle tariffe, la regolazione del settore elettrico deve essere aggiornata nella sua totalità. Il contratto di concessione è stato stipulato durante i primi anni dei novanta e da quel momento non è stato modificato sostanzialmente. In questo senso, per promuovere lo sviluppo delle *Smart Grids*, bisogna introdurre il concetto di tariffe biorarie, il fatto che gli utenti di bassa tensione possano immettere energia in rete, eccetera.
- Non da ultimo, non si vede una politica di Stato per motivare i professionisti che lavorano nell'ambito dell'energia a ricercare sul tema delle *Smart Grids*.

Insomma, l'inclusione di nuovi dispositivi allo scopo di rendere la rete più *intelligente* deve accompagnarsi di decisioni politiche anche *intelligenti*, le quali saranno decisive per favorire tale sviluppo.

6.4.2. BARRIERE ECONOMICHE.

Come si è detto nel paragrafo precedente, per avviare un progetto di tali caratteristiche, occorre investire molti soldi in dispositivi, quali contatori intelligenti, concentratori, sistemi di comunicazione, sistemi informatici, eccetera. Ciò, ovviamente, costituisce una barriera fondamentale.

Oltre a ciò, bisogna impiegare denaro anche in progetti piloti per eseguire delle prove di laboratorio, e soprattutto si deve investire nella formazione degli ingegneri, tecnici e dipendenti in generale che in futuro saranno coinvolti nel progetto.

6.4.3. BARRIERE TECNICHE.

Per quanto concerne le barriere tecniche da abbattere:

- Il punto più importante in termini tecnici forse sia quello dello stato attuale delle reti di telefonia cellulare in tutto il paese. Secondo gli stessi operatori telefonici, l'uso di tali reti per lo scambio dati è cresciuto il 70% negli ultimi 6 mesi. Di conseguenza, il trasferimento di informazione da uno strumento di monitoraggio installato sulla rete elettrica, tramite GSM/GPRS è diventato particolarmente complesso. Naturalmente, si tratta di un assunto cruciale visto che è questa la tecnologia di comunicazione che i concentratori utilizzano per interagire con il sistema centrale.

Nello stesso modo che per le reti elettriche, per migliorare la qualità del servizio della rete telefonica è necessario investire in maniera significativa.

- Occorre anche migliorare le reti di dati in termini di sicurezza informatica. Tenendo conto l'importanza dell'informazione trasmessa sia attraverso la rete di bassa tensione sia mediante la rete di telefonia cellulare deve assicurarsi che i dati non siano modificati da un agente esterno.
- Un altro aspetto da considerare è quello della standardizzazione dei dispositivi che faranno parte della rete intelligente nel suo complesso (contatori, sensori, software; eccetera).

6.4.4. BARRIERE SOCIALI.

Come si è detto sopra, per fare fronte alla sfida delle *Smart Grids*, il ruolo del consumatore diventerà essenziale.

L'idiosincrasia argentina è particolarmente diversa da quell'europea. Pertanto, forse il consumatore argentino sia meno disposto dell'europeo a partecipare del mercato, sia spostando i loro consumi verso la notte, sia introducendo energia da fonti rinnovabili.

Per rendere possibile il progetto delle *Smart Grids*, bisogna avere dei consumatori e cittadini in generale che siano in grado di adattarsi alle nuove idee mediante un cambiamento radicale delle loro abitudini.

Conclusioni

- Attualmente, il Settore Elettrico vive un importante processo di trasformazione in tutto il mondo. L'inizio di tale trasformazione è stato la liberalizzazione del mercato.
- Italia ha accettato la sfida e quindi è diventato uno dei paesi all'avanguardia in Europa e nel mondo nel campo dell'energia elettrica.
- A causa di tale trasformazione, le reti elettriche di distribuzione sono diventate più "intelligenti". In passato le reti erano **passive**, e quindi il flusso di energia era unidirezionale. Invece, attualmente e soprattutto in futuro le reti saranno **attive** e quindi il flusso di energia sarà multidirezionale.
- Allo stesso tempo, esiste una consapevolezza maggiore da parte dei cittadini per ridurre l'impatto ambientale. In questo senso, nell'ambito del settore elettrico si è deciso di introdurre fonti di energia rinnovabili nel sistema di distribuzione.
- I concetti sopra esposti fanno parte della cosiddetta *Smart Grid*, ovvero *rete intelligente*.
- Qualsiasi rete elettrica che voglia diventare intelligente, deve essere dotata di un sistema affidabile in grado non solo di misurare ma anche di gestire in maniera remota l'energia consumata da ogni utente. Questo sistema si chiama *Smart Metering*.
- Italia è stato il primo paese ad implementare un sistema di *Smart Metering* su tutto il suo territorio. Si tratta del cosiddetto *Progetto Telegestore*, il che ha portato dei vantaggi rilevanti, non solo per l'azienda elettrica ma anche per gli stessi consumatori.
- Il nuovo sistema ha rappresentato un cambio di paradigma in materia di misura e gestione dell'energia, e pertanto ha migliorato notevolmente i processi aziendali legati a questo argomento.
- Dal lato degli utenti, il sistema di misura intelligente ha reso possibile che i consumatori siano coinvolti nel mercato elettrico.
- Tale progetto è ritenuto uno dei più innovativi a livello mondiale nel campo dell'energia elettrica. In effetti, si presenta come un modello da seguire per altri paesi.
- Per svolgere il progetto si è utilizzata tecnologia innovativa, sia in termini di hardware che di software. Per quanto concerne l'hardware, si sono disegnati e realizzati i contatori, i concentratori ed il sistema centrale.
- Riguardo ai mezzi di comunicazione, l'impresa ha deciso di utilizzare il sistema di onda convogliata attraverso la rete di bassa tensione per stabilire la comunicazione tra contatori e concentratori e la rete di telefonia cellulare come tecnologia di comunicazione tra concentratori ed il sistema centrale.
- Il *Progetto Telegestore* ha portato vantaggi aggiuntivi oltre alla misura e gestione dell'energia. Oggi è utilizzato per pianificare lo sviluppo delle reti in bassa tensione, per il controllo delle perdite tecniche e non tecniche e anche per valutare la qualità del servizio elettrico offerto ai clienti.
- Oltre a ciò, il progetto sarà un tassello fondamentale per far fronte alla sfida della mobilità elettrica.
- Per quanto concerne la situazione attuale in paesi in via di sviluppo, come il caso dell'Argentina, si evidenzia che al fine di indirizzare verso una rete più intelligente si devono abbattere delle barriere regolatorie, tecniche ed anche sociali. Naturalmente, lo Stato gioca il ruolo più importante in questo lungo percorso.

Ringraziamenti

Desidero ringraziare l'Instituto de **I**nvestigaciones **T**ecnológicas para **R**edes y **E**quipos **E**léctricos (**IITREE**) della Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata, il quale mi ha dato la possibilità di fare il Corso / Master.

Voglio anche ringraziare la mia famiglia per il sostegno, la fiducia e la comprensione che mi hanno dimostrato durante il percorso di studi.

Ringrazio il Prof. Dott. Bruno Riccò per la generosa attenzione e disponibilità, e la Dottoressa Barbara Cimatti per la costante collaborazione.

Bibliografia e Referenze

- [1] G. Barbera. *“The Smart Grid Challenge. The first steps in a long way. How far is Argentina?”*. Second International Conference on Building the Green Partner-ship in Korea, Latin America and the Caribbean. Seul, Luglio, 2012.
- [2] European Commission, Community Research. *“European technology platform Smartgrids. Vision and strategy for europe’s electricity networks of the future”*. 2006.
- [3] National Energy Technology Laboratory for the U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability. *“Modern Grid Benefits”*. 2007.
- [4] Enel. *“Smart grids. Le reti intelligenti guidano il futuro”*. 2011.
- [5] Enel. *“La rete di Enel nel mondo”*. 2011.
- [6] L. Gallo. *“Smart city: la sostenibilità energetica in ambito urbano: l’esperienza e le innovazioni Enel per le smart cities”*. FORUM Internazionale sulle nuove energie per lo sviluppo competitivo e sostenibile delle città. Pisa. Presentazione.
- [7] L. Gallo. *“Progetti e tecnologie per città più intelligenti”*. FORUM PA, Roma, 19 Maggio 2010. Presentazione.
- [8] S. Scalari. *“Smart Grid Project”*. Bratislava, 27 Maggio 2008. Presentazione.
- [9] V. Trecordi. *“Verso infrastrutture intelligenti per le Utility”*. Roma, 22 aprile 2010. Presentazione.
- [10] L. Gallo. *“Smart Grids: reti elettriche intelligenti”*. Convegno: Energia per l’Europa. Milano, 5 Giugno 2006. Presentazione.
- [11] M. Cotti, R. Millan. *“Cervantes project and Meters and More: the state of the art of smart metering implementation in Europe”*. CIRED 2011, Francoforte, 6-9 giugno, 2011.
- [12] A.P.Systems. *“A.P. Systems fornirà i concentratori al Progetto Cervantes del gruppo Enel in Spagna”*. Comunicato stampa, 4 Ottobre 2011.
- [13] G. Leonard. *“Health, Privacy Concerns Hover Over SMECO Plan for Smart Meters”*. Articolo The County Times. Liuglio, 2012.
- [14] Berg Insight. *“Smart metering in North America and Asia-Pacific”*. M2M research series. Ottobre, 2011.
- [15] H. Kim. *“Korean Activities and Experiences on Smart Grid”*. Second International Conference on Building the Green Partner-ship in Korea, Latin America and the Caribbean. Seul, Luglio, 2012.
- [16] A. Ruggiero. *“Smart Meter, gli occhi del mondo sul Brasile”*. www.canaleenergia.com. Giugno, 2012.
- [17] P. Petroni. *“Il progetto ADDRESS”*. Tavolo degli Esperti del Laboratorio Smart Grid. Università Politecnico di Milano. Milano, 13 Ottobre, 2011.
- [18] C. Evens, S. Hänninen, F. Pettersson, S. Melin. *“Aggregate Consumer’s Flexibility in Consumption and Generation to Create Active Demand”*.
- [19] Diversi autori. *“Active Demand: the future of electricity”*. The ADDRESS First International Workshop. Parigi, 9 Giugno 2010.
- [20] E. Peeters, R. Belhomme, C. Battle, F. Bouffard, S. Karkkainen, D. Six, M. Hommelberg. *“ADDRESS: Scenarios and architecture for active demand development in the Smart Grids of the future”*. CIRED 2009, Praga, 8-11 giugno 2009.
- [21] J. Stromsather. *“EEGI and EDSO: The initiative to develop european Smart Grids”*. CIRED 2011, Francoforte, 6-9 giugno, 2011.
- [22] R. Fiorelli. *“Optimizing Field performance and Efficiency”*. Amsterdam, 5 Ottobre, 2011.
- [23] *“Decreto legislativo N° 79 emanato il 16 marzo 1999”*. (Decreto Bersani).
- [24] Autorità per l’energia elettrica e il gas (AEEG) / Commissione Europea Rappresentanza in Italia. *“Le novità nel mercato dell’energia elettrica e del gas”*.
- [25] Associazione difesa consumatori e ambiente. *“La liberalizzazione del mercato elettrico”*. TEST noi consumatori - anno XXI - supplemento al n. 1-9 gennaio 2009.
- [26] Autorità per l’energia elettrica e il gas (AEEG). *“Regolamentazione nel settore dell’energia elettrica”*. Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull’attività svolta. Marzo, 2010.

- [27] M. Celozzila. *“Regolamentazione della borsa del mercato elettrico: modelli organizzativi delle transazioni, struttura dei mercati fisici, articolazione delle offerte”*.
- [28] Autorità per l'energia elettrica e il gas. *“L'allacciamento alla rete elettrica per le utenze in bassa e media tensione”*.
- [29] Associazione Produttori Energia da fonti Rinnovabili (APER). *“Modalità di vendita dell'energia rinnovabile”*.
- [30] Enel Distribuzione. *“Domanda di connessione per impianti di produzione”*.
- [31] F. Cazzato, S. Botton, M. di Clerico. *“The distribution networks and the large diffusion of renewables power plants: the situation of italian electric system”*. CIRED 2011, Francoforte, 6-9 giugno, 2011.
- [32] F. Cazzato. *“La connessione degli impianti a fonti rinnovabili alla rete di distribuzione e le Smart Grids”*. Milano, 24 novembre, 2008. Presentazione.
- [33] Enel. *“Profilo di Enel”*.
- [34] V. Cannatelli. *“Misurare le energie”*. Technology Review, edizione italiana, giugno, 2003.
- [35] F. Bellifemine, C. Borean, R. de Bonis. *“Smart Grids: energia e ICT”*. Notiziario tecnico Telecom Italia – Anno 18, Numero 3, 2009.
- [36] G. Fioriti. *“Il Telegestore ENEL”*. Bollettino Ingegneri. Numero 3 – 2008.
- [37] B. Botte, V. Cannatelli, S. Rogai. *“The Telegestore Project in Enel's metering system”*. CIRED 2005. Torino, 6-9 Giugno, 2005.
- [38] P. Petroni, M. Cotti, O. Bono. *“The new edge for the Enel Telegestore: an integrated solution for the remote management of electricity and gas distribution allowing a total management of the energy consumptions”*. CIRED 2009, Praga, 8-11 giugno 2009.
- [39] S. Rogai. *“Il Progetto Telegestore come sistema di telegestione e misura sulle reti di distribuzione”*. Milano, dicembre, 2004. Presentazione.
- [40] M. Cotti. *“Il Telegestore”*. Bologna, maggio, 2005. Presentazione.
- [41] Enel Distribuzione. *“Nuovi sistemi di misura dell'energia”*. Como, maggio, 2005. Presentazione.
- [42] Enel Distribuzione. *“Contatori elettronici in telegestione”*. Presentazione.
- [43] S. Rogai. *“Enel telegestore project”*. Economic Commission for Europe. Eighth meeting, Genova, maggio, 2006. Presentazione.
- [44] S. Rogai. *“Enel's metering system and Telegestore Project”*. NARUC Conference Washington, Febbraio, 2006. Presentazione.
- [45] F. Borghese. *“Enel's metering system and telegestore project”*. Presentazione.
- [46] L. Gallo. *“The Telegestore: Enel digital meter & Automatic Meter Management system AMMs”*. Presentazione.
- [47] S. Rogai. *“Telegestore project progress & results”*. IEEE ISPLC, Pisa, Marzo, 2007. Presentazione.
- [48] M. Cotti. *“Enel's smart metering experience”*. Presentazione.
- [49] C. M. Drago. *“The Smart Grids in Italy – An example of successful implementation”*. The Polish Parliament, Warsaw, Ottobre, 2009. Presentazione.
- [50] B. Lazzoni. *“Powerline: Internet elettrica. La trasmissione dei dati attraverso la rete elettrica”*. Tesi di Laurea, Ingegneria Elettrica. Università degli Studi di Pisa, 2004.
- [51] M. Rocchi. *“Sistemi di comunicazione a onde convogliate: Studio e analisi comparativa”*. Tesi di Laurea, Ingegneria Elettronica e Telecomunicazioni. Università di Bologna, 2011/2012.
- [52] C. Tornelli, M. Banfi. *“Tecniche di codifica e modulazione multicarrier OFDM”*. CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) Milano, Giugno, 2005.
- [53] R. Furlani, L. Capetta. *“Rete di comunicazione PLC in banda CENELEC per il Demand Side Management: realizzazione di un dimostratore”*. CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) Milano, Dicembre, 2005.
- [54] N. Tisat. *“Le Onde Convogliate”*. Tesina per l'Esame di Stato. Istituto Tecnico Industriale Statale G. Segato, 2011/2012.

- [55] W. Tomasi. “*Sistemas de comunicaciones electrónicas*”. Prentice Hall. 2003.
- [56] Circutor. “*Sistema de telegestión*”. 2009. Presentazione.
- [57] G. Bacci, L. Giugno, M. Luise. “*Le reti radio cellulari*”. Servizio Editoriale Universitario. Pisa, dicembre, 2007.
- [58] M. Moretti. “*GSM: Global System for Mobile communications*”. Università di Pisa. Presentazione.
- [59] Enel. “*Come utilizzare il contatore elettronico monofase. E scoprirne tutti i vantaggi*”. 2010.
- [60] Autorità per l’energia elettrica e il gas (AEEG). “*Proposte per la diffusione dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione per l’utenza di bassa tensione*”. Documento per la consultazione. Luglio, 2006.
- [61] F. Villa. “*Regulation of smart meters and AMM systems in Italy*”. CIRED 2007, Vienna, 21-24 maggio, 2007.
- [62] European Regulators’ Group for Electricity and Gas (ERGEG). “*Final guidelines of good practice on regulatory aspects of smart metering for electricity and gas*”. Bruxelles, Febbraio, 2011.
- [63] Enel. “*Come utilizzare il contatore elettronico trifase. E scoprirne tutti i vantaggi*”. 2010.
- [64] E. Coppa, E. Di Marino, F. Veronese. “*Customer switching management and related IT systems in Enel distribuzione*”. CIRED 2009, Praga, 8-11 giugno 2009.
- [65] Circutor. “*Metering. Sistema de telegestión*”. Presentazione.
- [66] E. Bartezzaghi. “*Dove va il BPR? l’innovazione organizzativa basata sulle ICT*”. Mondo Digitale N°2. Guigno, 2002.
- [67] A. Grandi. “*Organizzare per processi e BPR richiami teorici e metodologici*”. Classi, Materiale didattico Corso E-Mind, UniBo. 2010.
- [68] F. Munari. “*Economia e gestione dell’innovazione*”. Classi, Materiale didattico Corso E-Mind, UniBo. 2010.
- [69] P. Argoneto. “*Industrial Liaison Office*”. Ciclo di Seminari sull’Innovazione e il Trasferimento Tecnologico. Marzo, 2011. Presentazione.
- [70] M. Tronci. “*La gestione strategica dell’Innovazione*”. Università della Sapienza. Roma, dicembre, 2010. Presentazione.
- [71] A. Lipparini, R. Grant. “*Le risorse e le competenze organizzative*”.
- [72] Enel. “*Alleanza Enel-IBM per offrire in tutto il mondo il contatore elettronico*”. Comunicato Stampa. Roma, Marzo, 2004.
- [73] N. Rocchi. “*Il settore Energy & Utilities: un modello di business per il recupero dell’efficienza nella gestione del Cliente*”. Tesi di Laurea, Ingegneria Gestionale. Università degli studi di Bologna, 2008/2009.
- [74] A. Brogi, C. D’adamio. “*Impact of end-use energy efficiency on the distribution network*”. CIRED 2007, Vienna, 21-24 maggio, 2007.
- [75] P. Scuro. “*Smart Info and Energy@Home: the solution tool to address and assess customer participation to the energy market*”. CIRED 2011, Francoforte, 6-9 giugno, 2011.
- [76] M. Cotti, M. Salaris, F. Caleno. “*Design and deploy an innovative indoor device addressing the energy efficiency: a first step toward the smart box leveraging on the existing Enel AMM infrastructure*”. CIRED 2009, Praga, 8-11 giugno 2009.
- [77] F. Caleno. “*Enel Smart Info. domestic energy consumption and Energy@Home project*”. Luglio, 2010. Presentazione.
- [78] C. Borean, A. Ricci, G. Merlonghi. “*Energy@Home: a “User-Centric” energy management system*”. The Energy@home Technical Team.
- [79] E. Valigi, E. Di Marino. “*Networks optimization with Advanced Meter Infrastructure and Smart Meters*”. CIRED 2009, Praga, 8-11 giugno 2009.
- [80] A. Olivi. “*Il mercato elettrico. Come destreggiarsi tra le offerte del mercato libero dell’energia*”. Provincia Autonoma di Trento. Dicembre, 2009.
- [81] L. Consiglio, M. Briccola, P. Petroni. “*Web access to metering data for advanced network analysis and fraud detection*”. CIRED 2011, Francoforte, 6-9 giugno, 2011.

- [82] A. Ribaudo. “L’auto elettrica che si ricarica con l’energia della strada”. Articolo Corriere della Sera. Milano, Dicembre, 2011.
- [83] Enel. “Auto elettriche, 20 nuove colonnine in Emilia-romagna grazie al nuovo protocollo tra Enel, regione e i comuni di forlì, Cesena, Ferrara e Ravenna”. Sito Web Enel. Bologna, Ottobre, 2012.
- [84] T. Valentinetti. “The recharging infrastructure to support the mobility development in Italy optimising the impact on the network”. CIRED 2011, Francoforte, 6-9 giugno, 2011.
- [85] T. Valentinetti. “Auto elettrica: l’approccio di Enel e il progetto e-mobility Italy”. Roma, Maggio 2009. Presentazione.
- [86] P. Issouribehere, J. Barbero, G. Barbera, F. Issouribehere, H. Mayer. “Assessment of Power Quality indices over a decade of control in argentinian distribution system”. IEEE Power Engineering Society (PES) General Meeting 2010. Minneapolis, 26 – 29 luglio, 2010.
- [87] Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). “Anexo a la Resolución ENRE 184/00. Base Metodológica para el Control de la Calidad del Producto Técnico. Etapa 2”. 2000.
- [88] C. Guidi, O. Castro. “La regulación eléctrica en Latinoamérica frente al desafío del Smart Grid”. CIDEL 2010, Buenos Aires, 27-29 Settembre, 2010.

Riferimenti online:

<http://www.smartgrids.eu/>

<http://www.enel.it/it-IT>

<http://www.gruppohera.it/>

<http://www.autorita.energia.it/it/index.htm>

<http://www.edsoforsmartgrids.eu/>

<http://www.addressfp7.org/>

<http://www.energy-home.it/SitePages/Home.aspx>

<http://www.e-mobilityitaly.it/>

<http://www.utilita.com/elettricita/mercato-elettricita/mercato-elettrico.html>

<http://www.metersandmore.com/>

<http://smartgrid.ieee.org/>