

## Il Sistema Informatico Integrato

Architettura generale del sistema di flussi informativi per la gestione degli switching dei clienti finali nei mercati retail dell'energia



# Il Sistema Informatico Integrato

Architettura generale del sistema di flussi informativi per la gestione degli switching dei clienti finali nei mercati retail dell'energia





## Sommario

4	Introduzione
5	Verso una nuova organizzazione dei processi e dei flussi informativi: il ruolo dell'Acquirente Unico
6	I processi critici e lo switching
10	Una soluzione di lungo periodo
10	L'architettura generale del SIC
12	I benefici apportati dal SIC per il settore elettrico
13	Il progetto tecnico per la realizzazione del Sistema Informativo
16	Cenni a esperienze internazionali: Regno Unito, Paesi Bassi, Spagna

## Introduzione

In Italia tutti i consumatori di gas naturale (dall'1 gennaio 2003), e tutti i consumatori di energia elettrica (dall'1 luglio 2007), hanno la facoltà di scegliere il proprio fornitore sul libero mercato.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, pertanto, ha costantemente provveduto a emanare provvedimenti intesi a promuovere lo sviluppo della concorrenza nell'attività di vendita di energia elettrica e gas naturale, con particolare attenzione ai clienti domestici e alle piccole e medie imprese. Nonostante le dinamiche concorrenziali, ad oggi, non siano ancora del tutto sviluppate, va rilevato un costante aumento dell'attivismo da parte degli operatori del settore dell'energia elettrica e gas, come evidenziato ad esempio dall'avvio di molte iniziative promozionali, rivolte ai clienti domestici.

In concomitanza con lo sviluppo della concorrenza, nell'attività di vendita, sono tuttavia emerse criticità nei processi amministrativi attraverso cui ha luogo il trasferimento dei consumatori da un venditore ad un altro (c.d. switching). Si tratta di processi complessi, che coinvolgono una pluralità di soggetti con interessi talora contrapposti tra loro, il cui monitoraggio da parte delle istituzioni preposte non è sempre agevole.

Eventuali disfunzionalità di tali processi possono rallentare lo sviluppo della liberalizzazione, impedendo ai consumatori di beneficiare delle opportunità derivanti dalla competitività del settore.

In primo luogo, questi processi sono cruciali per assicurare la corretta e tempestiva trasmissione dei flussi informativi. Qualora i meccanismi di switching generassero rischi per gli operatori del mercato, ad esempio rispetto alla tempistica di acquisizione dei nuovi clienti, questi si tradurrebbero in maggiori costi dell'attività di vendita, che verrebbero alla fine trasferiti sui consumatori finali. Inoltre la complessità di accesso nel mercato, potrebbe costituire una barriera all'ingresso di nuovi operatori, frenando lo sviluppo della concorrenzialità.

In secondo luogo, nel settore del gas, gli attuali meccanismi di switching comportano il trasferimento di informazioni potenzialmente sensibili tra soggetti direttamente o indirettamente concorrenti. Ciò può avere un impatto anticoncorrenziale nella misura in cui, ad esempio, si rendano disponibili agli operatori dominanti informazioni relative alle strategie di sviluppo degli operatori entranti, consentendo una reazione selettiva o si rendano disponibili agli operatori principali informazioni che possono essere utili ai fini del sostenimento di strategie collusive.

In terzo luogo, i meccanismi di switching sono una determinante cruciale dell'esperienza della liberalizzazione per il consumatore finale. Malfunzionamenti dei processi di cambio di fornitore – quali ad esempio doppie fatturazioni, erronee disconnessioni, morosità – alimenterebbero la percezione di inutilità o peggio negatività della liberalizzazione. Ciò scoraggerebbe la partecipazione al mercato dei consumatori, minando alla radice lo sviluppo della concorrenza nell'attività di vendita.

L'aumento della numerosità degli agenti economici attivi nei mercati dell'energia elettrica e del gas, legato alla loro apertura alla clientela di massa, ha generato un incremento del numero delle comunicazioni tra di essi. Parallelamente ha evidenziato la non completa efficacia delle procedure e dei meccanismi organizzativi di gestione e scambio delle informazioni riguardanti:

- la clientela finale,
- l'aggiornamento delle relazioni contrattuali tra gli operatori attivi ai diversi livelli delle filiere dei suddetti mercati.

Queste procedure e meccanismi sono, infatti, stati disegnati per un contesto di mercato caratterizzato da un numero di operatori e di transazioni significativamente inferiori.

## Verso una nuova organizzazione dei processi e dei flussi informativi: il ruolo dell'Acquirente Unico

La necessità di riformare i flussi informativi per consentire che anche nel segmento di mercato dei piccoli consumatori si possano sviluppare efficaci dinamiche concorrenziali è stata sottolineata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che nel 2006 è intervenuta al fine di rendere omogenee le modalità operative dei flussi informativi (delibera n. 294/06). Nel 2008 con la delibera ARG/com 134/08, l'Autorità ha avviato un procedimento per la realizzazione di un sistema informatico centralizzato per la gestione dei profili descrittivi del cliente finale (di seguito SIC).

Dovendo identificare un soggetto responsabile per la progettazione e realizzazione del nuovo sistema informatico, tenuto conto di quanto previsto dalla Legge 99 del 2009, con la deliberazione GOP 71/09 l'Autorità ha deliberato di affidare tale compito all'Acquirente Unico (GOP 71/09).

Nel corso del 2009 si è inoltre avviato il confronto sulle prospettive di modifica del quadro regolatorio e dell'assetto organizzativo necessarie affinché il SIC possa supportare il funzionamento di dinamiche di mercato trasparenti e non discriminatorie.

Ciò richiede che, parallelamente alla realizzazione e attivazione del SIC, siano riviste da parte dell'Autorità le procedure ed i processi informativi attraverso cui sono realizzate le attività di gestione dei clienti finali e che comportano l'interazione tra più soggetti operanti nel settore. Tra questi, ad esempio, la gestione dei dati di misura, l'erogazione dei bonus sociali, il cosiddetto "scambio sul posto", la morosità dei clienti finali e lo *switching*. In questo contesto il processo di *switching* riveste il ruolo di processo "genitore" di tutti gli altri processi e sotto processi del mercato liberalizzato, in quanto i suoi esiti, ovvero il riconoscimento, collocamento e conseguente trattamento all'interno del sistema nazionale (elettrico o gas) di un punto di prelievo, sono determinanti per ogni altra interazione fra gli attori.

A maggio di quest'anno l'Autorità si è già mossa nella direzione della revisione del quadro regolatorio relativo ai citati processi, sottoponendo a consultazione la realizzazione un nuovo complesso di procedure e processi integrati informatizzati (documento di consultazione n. 14 del maggio 2010).

La legge n.129 del 13 agosto 2010, che converte in legge il d.l. 8 luglio 2010 n. 105, ha portato, infine, le responsabilità e la competenza decisionale in capo ad Acquirente Unico, istituendo presso di esso: *“un Sistema informatico integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas, basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali”*. La legge stabilisce, inoltre, il limite massimo di novanta giorni dall'entrata in vigore per l'emanazione dei criteri generali per il funzionamento del Sistema da parte dell'Autorità.

## I processi critici e lo switching

Tra i processi potenzialmente gestiti attraverso il SIC, lo switching rappresenta, come già detto, quello più critico in termini di complessità delle procedure, di ricchezza dei dati scambiati e di numerosità degli operatori coinvolti.

Nel settore elettrico, ad esempio, tale processo coinvolge la maggior parte dei principali attori che compongono la filiera: il cliente finale, gli Utenti del Dispacciamento (di seguito UdD) entranti ed uscenti, il distributore alla cui rete è connesso il cliente finale e Terna.

Attualmente le procedure sono basate sullo scambio di informazioni tra operatori direttamente o indirettamente in concorrenza tra loro, e questo è sicuramente uno dei principali elementi da affrontare.

Il corretto ed efficiente svolgimento del processo di switching è, inoltre, condizione necessaria per assicurare la certezza delle transazioni e delle partite economiche corrispondenti. L'incertezza circa le tempistiche del processo di acquisizione dei nuovi clienti può generare rischi per gli operatori, che si traducono in maggiori costi dell'attività di vendita, poi trasferiti sui clienti finali, e costituiscono una barriera all'ingresso di nuovi venditori.

Le criticità del processo di switching nella vendita possono essere ricondotte ad alcuni nodi principali, con caratteristiche almeno parzialmente diverse tra il settore dell'energia elettrica e quello del gas naturale.

In particolare, nel **settore elettrico**, le criticità possono essere così riassunte:

- *L'indisponibilità o l'incompletezza dei dati identificativi dei punti di prelievo e dei clienti finali*, impedisce agli operatori di redigere correttamente le richieste da inviare ai distributori, generando così un cospicuo numero di switching non andati a buon fine.

- L'incidenza della *morosità* dei clienti finali sull'attività di vendita al dettaglio è particolarmente rilevante in quanto il danno subito dal venditore, a causa della morosità di un singolo cliente, è di gran lunga superiore al margine di profitto. Per tassi di morosità elevati, dunque, tale fenomeno può compromettere seriamente l'intero margine lordo ottenuto dai venditori. La sua incidenza, inoltre, assume particolare rilievo se associata alle asimmetrie esistenti tra i venditori subentranti e gli incumbent.
- *L'eterogeneità dei contenuti dei flussi informativi*, porta ad un aumento dei costi sostenuti dai venditori nella gestione delle comunicazioni con i distributori.
- *Il mancato rispetto delle tempistiche di notifica e comunicazione*, come evidenziato da numerose segnalazioni, relative anche ad altri processi, non rispettano la normativa vigente, causando ritardi nelle procedure di switching, come:
  - a. La comunicazione dell'incompletezza o l'inesattezza della richiesta di switching;
  - b. il rigetto o l'esecuzione della richiesta che il distributore è tenuto a fare al venditore subentrante;
  - c. la comunicazione della serie storica dei dati di misura dei dodici mesi precedenti alla data di switching;
  - d. la lettura e la comunicazione dei dati di misura dei consumi presso il punto di prelievo che il distributore è tenuto a dare al venditore subentrante o dell'esercente la maggior tutela.
- Per la vendita al dettaglio di energia elettrica è previsto che il cliente finale possa esercitare il *diritto di ripensamento* nei dieci giorni successivi all'accordo preso con il venditore subentrante. L'attuale formulazione di questa forma di tutela del consumatore finale potrebbe essere rivisitata, in modo da ridurre i tempi tra la firma del contratto e la data di switching, garantendo comunque l'efficacia della tutela del consumatore.
- Il processo di switching di un cliente finale nel mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica italiano sembra essere *caratterizzato da tempistiche con durata incerta* e più lunga che in altri Paesi europei, come mostrato dalla tabella seguente. Il meccanismo di calcolo delle scadenze entro cui adempiere gli obblighi informativi imposti dalla regolazione, inoltre, è particolarmente complesso.

Tabella: Confronto delle tempistiche in altri Paesi

Paese	Durata del processo di Switching	Data di decorrenza dello switching
Austria	20 giorni lavorativi (4 settimane) o 30 giorni lavorativi (6 settimane)	1° giorno del mese
Francia	Minimo 21 giorni	1° giorno del mese
Romania	30 giorni	Qualsiasi giorno del mese
Spagna	15 giorni (1 mese per il primo switching a causa dell'obbligo d'installazione di un apparecchio di controllo della capacità)	Qualsiasi giorno del mese
Svezia	Da 15 giorni ad un mese e 15 giorni	1° giorno del mese
Norvegia	Tra i 6 ed i 20 giorni lavorativi successivi alla lettura dei prelievi effettivi effettuata dal distributore	Qualsiasi giorno del mese
Danimarca	Da 1 a 2 mesi	1° giorno del mese
Finlandia	14 giorni o 30 giorni nel caso in cui si necessiti la sostituzione del misuratore	1° giorno del mese
Italia	1 mese - 1 mese e mezzo minimo	1° giorno del mese

- Le criticità riguardanti l'efficienza dell'attuale flusso informativo sono legate al numero, alla ridondanza ed alla frammentazione dei momenti decisionali. Sebbene necessari nell'attuale disegno dei flussi informativi, tali momenti decisionali rappresentano dei colli di bottiglia per il flusso delle informazioni e per lo svolgimento delle attività. Le azioni di verifica, spesso necessarie per poter svolgere attività successive, richiedono costi di gestione e tempi tecnici che generano un rallentamento del work flow generale. È dunque importante eliminare gli elementi decisionali ridondanti.

Per quanto riguarda la vendita di **gas naturale**, si sono rilevati i seguenti temi di attenzione del processo di switching:

- Nell'ambito *dell'organizzazione del mercato basata su relazioni bilaterali e scambi d'informazioni tra concorrenti* bisogna evidenziare le seguenti aree di criticità:
  - La "mappatura" delle relazioni contrattuali tra operatori attivi nei diversi livelli della filiera;
  - Il trasferimento o la cessione della capacità di trasporto presso il REMI;
  - Il trasferimento dello spazio e delle capacità d'iniezione ed erogazione per lo stoccaggio di modulazione.

Questi rapporti contrattuali sono attualmente gestiti in un sistema basato su un complesso intreccio di relazioni bilaterali tra soggetti differenti. Tale sistema implica il sostenimento di costi di transazione ed il prolungamento delle tempistiche delle procedure necessarie per lo switching. Inoltre implicano scambi d'informazioni tra operatori concorrenti che potrebbero facilitare l'attuazione di eventuali pratiche anticoncorrenziali.

- L'attuale *regolazione e organizzazione* dei flussi informativi impongono al venditore subentrante di risalire la filiera di quello uscente fino ad identificarne il fornitore. Ciò implica inutili costi di transazione e soprattutto il dilatarsi dei tempi necessari per rendere effettivo lo switching.
- Come indicato per il settore elettrico, anche nel mercato della vendita al dettaglio di gas naturale è previsto che il cliente finale possa esercitare il *diritto di ripensamento*.
- I sottoprocessi relativi alla modificazione dei rapporti contrattuali tra i diversi operatori del mercato del gas, sembrano essere *incompatibili tra loro*. Sono state individuate tre criticità legate alla definizione di tali tempistiche:
  - Incompatibilità tra lo switching sulla rete di distribuzione e il passaggio della capacità di trasporto
  - Un possibile conflitto d'interessi per il distributore integrato verticalmente.
  - L'incompatibilità tra le tempistiche per la redazione dei bilanci energetici e quelle della misurazione
- Le procedure adottate dai vari distributori locali, ed in particolare i *contenuti informativi* richiesti per lo switching verso un altro venditore, sembrano non presentare un grado di *standardizzazione* ed omogeneità sufficientemente elevato. I venditori, operando su scala nazionale o su aree geografiche ampie sostengono elevati costi per gestire i flussi informativi con più distributori locali. Tali costi gestionali potrebbero rappresentare consistenti barriere all'entrata.
- Come accade per il settore elettrico, oltre al problema della *morosità*, esistono criticità *riguardanti i dati da inserire nella richiesta di switching*, come il codice PdR e la matricola del contatore che dovrebbero essere disponibili e facilmente reperibili. Tuttavia, alcuni venditori non indicano in bolletta tali dati, per cui i venditori subentranti incontrano delle difficoltà nel reperirli e vedono rifiutate le richieste di switching inviate al distributore poiché incomplete.
- I flussi informativi del mercato della vendita al dettaglio di gas naturale sono caratterizzati da un certo grado *d'incertezza* circa la durata del processo di switching. Quest'ultima è infatti legata alla modalità di calcolo delle tempistiche di adempimento prevista dall'attuale regolazione, che fanno riferimento alla data di switching e non dalla data di firma del contratto o di invio della richiesta di switching. La definizione di tale riferimento temporale potrebbe lasciare al venditore subentrante, e di conseguenza anche al cliente finale, un certo grado d'incertezza circa l'esito della richiesta di switching. Tale incertezza assume una rilevanza significativa se associata anche all'incompatibilità delle tempistiche dei vari sottoprocessi analizzati e potrebbe rappresentare una fonte d'inefficienza nella gestione delle richieste da parte del distributore e nella fase di programmazione delle attività del venditore.
- Le problematiche legate all'attuale *disegno e efficienza dei flussi*, che caratterizzano il processo di switching, sono legate al numero, alla ridondanza ed alla frammentazione dei momenti decisionali.

La totale divisione tra i sistemi informativi necessari per gestire i processi di switching nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, solleva due temi principali. Da un lato, infatti, impone una duplicazione dei sistemi informativi e degli investimenti necessari alla loro implementazione e gestione. Dall'altro moltiplica la complessità della gestione dei flussi informativi legati alla gestione degli switching nel caso di contratti di fornitura "dual fuel", ossia di contratti di fornitura congiunta di elettricità e gas naturale.

## Una soluzione di lungo periodo

Al fine di risolvere alcune delle criticità discusse precedentemente non è possibile attuare interventi marginali sui meccanismi e sulle procedure in analisi, ma è necessario adottare una soluzione di lungo periodo basata su un nuovo disegno dei processi di gestione e scambio delle informazioni tra gli operatori, evitando la moltiplicazione di sistemi informativi inadeguatamente integrati tra loro.

Tale intervento è tanto più necessario quanto più si prevede un ulteriore aumento della complessità dei flussi informativi legato al crescente numero di switching, ai futuri cambiamenti della tecnologia di generazione, in particolare della generazione distribuita, ed all'introduzione dello *smart-metering*.

Di conseguenza, si rende necessaria l'introduzione di un sistema informatico che riduca la complessità del sistema oggi in vigore, basato su flussi di comunicazione tra ciascuna coppia di soggetti coinvolti nelle transazioni, coordinando e centralizzando i flussi informativi riguardanti la gestione della clientela finale.

Tale centralizzazione è permessa dal ruolo svolto dal gestore del SIC (di seguito gestore) di controparte unica delle comunicazioni attraverso le quali gli operatori, suoi utenti, realizzano transazioni tra loro. In quanto controparte unica delle comunicazioni, il SIC offre un'interfaccia esclusiva e consistente ai suoi utenti, consentendo di risolvere le criticità legate alla disomogeneità funzionale e tecnologica delle basi dati attualmente in essere.

L'introduzione del SIC non modifica l'attività degli operatori e il tipo di transazioni che questi possono realizzare né i loro diritti e obblighi, una volta che le transazioni siglate abbiano acquistato piena efficacia, ma fa sì che le transazioni realizzate tra gli operatori creino obbligazioni e diritti solo una volta che queste sono comunicate al SIC, registrate nel suo database centralizzato e notificate agli operatori interessati.

## L'architettura generale del SIC

Il SIC è concepito come una struttura centralizzata che interagisce con gli utenti o con i sistemi informativi degli utenti tramite messaggi applicativi (soprattutto per

grandi quantità di dati) o tramite accesso on line (per quantità di informazioni limitate o per indisponibilità di un eventuale sistema informativo lato utente).

Il gestore è il responsabile del servizio, ne garantisce il continuo, corretto, trasparente e sicuro funzionamento, e cura sotto la propria responsabilità:

- la definizione dei protocolli di comunicazione, del formato e dei contenuti standard delle comunicazioni inviate e ricevute dagli operatori di mercato suoi utenti;
- il rispetto di tutti gli standard in tutte le comunicazioni con il SIC,
- la sicurezza delle comunicazioni
- il rispetto dei livelli di servizio,
- la certificazione di tutte le comunicazioni e l'archiviazione dei loro contenuti per un periodo di cinque anni solari successivi a quello di immissione delle informazioni nel sistema,

Le scelte progettuali del SIC saranno effettuate comunque in modo da:

- facilitare e standardizzare l'interazione tra i sistemi informativi degli attori dei processi del settore energetico attraverso una soluzione non invasiva rispetto ai sistemi informatici ed alle procedure interne di ciascuno;
- preservare gli investimenti pregressi e minimizzare i costi di sviluppo;
- assicurare l'autonomia operativa di ciascun attore all'interno del proprio dominio di responsabilità.

Il SIC integra le informazioni immesse nel sistema dagli utenti con tutto quanto necessario a garantire la tracciabilità delle stesse e la loro non ripudiabilità. In tal modo assicura la piena tracciabilità anche nel tempo di tali informazioni rendendole accessibili in caso di reclami o per compiere le eventuali verifiche sul corretto funzionamento del SIC.

Tra le diverse anagrafiche di base assumono rilevanza particolare quelle concernenti:

- le caratteristiche dei punti di prelievo, di seguito PdP, e relative modificazioni, ad esempio la tensione di alimentazione, la potenza disponibile o potenza impegnata;
- il database di anagrafica dei PdP necessario per avviare il processo di switching. Tale database contiene almeno l'associazione tra:
  - il codice identificativo del PdP, cosiddetto codice POD,
  - i dati identificativi del cliente finale titolare del PdP e UdD responsabile dell'energia prelevata presso il PdP,
  - i dati identificativi dell'Utente del Dispacciamento, responsabile dell'energia prelevata presso il PdP.
- Le caratteristiche dei misuratori installati e relative modificazioni, ad esempio il numero di matricola del contatore, o la presenza di un misuratore monorario o elettronico a fasce;

Il database di anagrafica dei PdP è fondamentale anche per la gestione di processi differenti dallo switching, come la gestione dei processi riguardanti la morosità, i bonus sociali e lo scambio sul posto.

Oltre allo switching, il SIC sarà in grado di gestire tutti i processi informativi riguardanti la gestione della clientela finale che comportano l'interazione tra più operatori del mercato dell'energia elettrica. Di seguito ne è fornito un elenco non esaustivo:

- l'attivazione di un nuovo contratto di fornitura e la disconnessione di un PdP già attivo;
- la risoluzione del contratto di fornitura tra un venditore ed il cliente finale, con eventuale switching verso l'esercente la maggior tutela o la salvaguardia;
- i processi di voltura del contratto di fornitura di energia elettrica presso un determinato PdP;
- la gestione della morosità dei clienti finali, tra cui le sospensioni del PdP, l'aggiornamento di eventuali elenchi dei clienti morosi e soprattutto il sistema indennitario (deliberazione dell'Autorità ARG/elt 191/09);
- il monitoraggio del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica, realizzabile dall'Autorità attraverso l'accesso ai dati contenuti nel database del SIC;
- l'erogazione dei bonus sociali;
- la gestione del regime cosiddetto di "scambio sul posto";
- l'archiviazione e lo scambio dei dati di misura anche ai fini del settlement, semplificando i flussi informativi necessari a Terna per svolgere le proprie funzioni.

## I benefici apportati dal SIC per il settore elettrico

### Imparzialità del gestore e simmetria dei flussi informativi

L'imparzialità del gestore e la sua terzietà ed indipendenza rispetto ai venditori ed ai distributori utenti del SIC impediscono trattamenti asimmetrici in favore dei venditori collegati ai distributori ed i comportamenti anticoncorrenziali ad essi collegati.

### Esigenze di coordinamento inferiori e minimizzazione delle possibilità di contenzioso

Il ruolo di controparte unica per le comunicazioni svolto dal gestore riduce le esigenze di coordinamento tra gli operatori, migliora la qualità dei dati archiviati nel database SIC e l'efficienza della gestione dei flussi informativi. Minimizza, inoltre, le possibilità di contenzioso, già ridotte grazie all'archiviazione e alla tracciabilità delle comunicazioni.

### Contenimento dei costi del servizio e di quelli degli operatori

I costi di gestione sostenuti dal gestore, in particolare per i servizi informatici e di telecomunicazione, possono essere contenuti poiché determinati concorrenzialmente attraverso procedure concorsuali per l'appalto della gestione del SIC. Anche gli utenti del SIC possono contenere i propri costi di investimento.

Il fatto che l'interazione con il SIC possa essere realizzata attraverso una tecnologia application to application o attraverso una semplice connessione via web permette loro di scegliere se investire per rendere il proprio sistema informativo compatibile col SIC o se continuare ad utilizzare i propri sistemi.

### Accessibilità ai dati e immediatezza dell'esecuzione delle loro verifiche

Il gestore garantisce l'accessibilità ai dati ed esegue le verifiche di correttezza e completezza contestualmente alla ricezione delle comunicazioni. In tal modo si minimizzano i costi della gestione della singola pratica di switching e i tempi di svolgimento della stessa, garantendo anche la certezza delle tempistiche dei flussi informativi, la qualità dei dati scambiati e la riduzione dei costi di gestione dei singoli operatori.

### Supporto all'attività dell'Autorità

L'attività del gestore è di supporto a quella dell'Autorità, almeno per quanto riguarda:

- il monitoraggio del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica, senza oneri aggiuntivi per gli operatori di mercato, possibile grazie alle informazioni contenute nel database del SIC;
- la segnalazione all'Autorità di eventuali criticità nel disegno di mercato, e l'attuazione di modifiche regolamentari di cui il gestore è in grado di offrire l'adozione coordinata da parte di tutti i soggetti interessati, anche limitandone il costo di implementazione.

## Il progetto tecnico per la realizzazione del Sistema Informativo

Il SIC si compone di due parti principali:

- il Sistema Centrale, costituito dall'insieme delle risorse tecnologiche (hardware e software) e dei servizi ad esse relative;
- l'insieme delle Porte di Comunicazione (PdC), una per ogni attore, con cui si gestiscono le *istanze*, le *notifiche* e i *risultati* dei diversi flussi informativi.

Gli elementi di base nella gestione di un flusso informativo, anche complesso, fra i diversi attori possono, infatti, essere ricondotte alle seguenti tipologie:

- *istanza*: una qualunque richiesta eseguita da un attore rispetto ad un altro;
- *notifica*: la componente del flusso che certifica l'avvenuta ricezione dell'informazione;
- *risultato*: l'informazione ottenuta nell'attuazione di un processo o sotto processo da parte di un singolo attore.

Le PdC svolgono le seguenti funzioni:

- trasformano le informazioni disponibili dal sistema informativo dell'attore in modo da renderle standard;

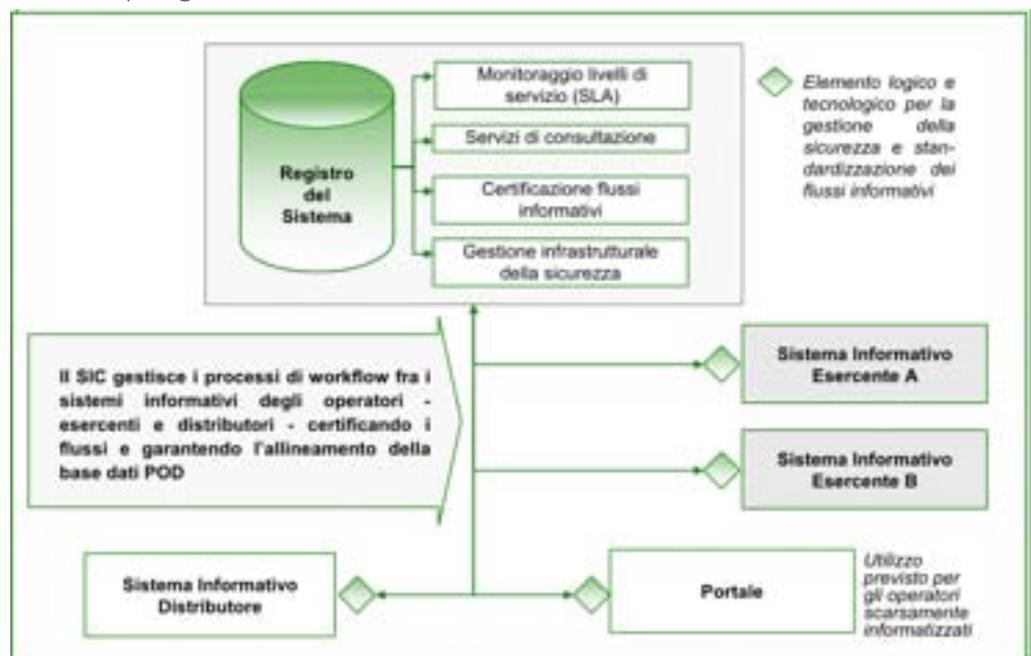
- applicano alle informazioni tutti gli elementi tecnologici di sicurezza (credenziali) forniti dal Sistema Centrale;
- gestiscono il log delle informazioni inviate e ricevute dalla PdC;
- trasformano le informazioni ricevute dal Sistema Centrale in modo da renderle fruibili al sistema informativo dell'attore;
- gestiscono le notifiche ricevute o inviate in base al work flow del processo.

Le PdC ed il Sistema Centrale comunicano utilizzando un formato standard che include le credenziali di sicurezza (messaggio applicativo).

Le PdC, le cui componenti software sono fornite dal Sistema Centrale, devono essere accessorie al sistema informativo di ogni attore in modo da rendere indipendente e flessibile la gestione ed evoluzione del SIC rispetto a quanto già realizzato da ogni singolo attore.

Ogni attore, inoltre, deve garantire la disponibilità della PdC secondo gli SLA appropriati e definirne un responsabile a cui far riferimento.

Figura 1 Schematizzazione del progetto tecnico



Nel nuovo assetto organizzativo ogni istanza è diretta a (o inviata da) il Gestore, attraverso il SIC, che realizza:

- controllo di coerenza degli standard e delle credenziali di sicurezza;
- controllo di coerenza con le informazioni gestite nelle banche dati SIC;
- registrazione dell'istanza con riferimento al workflow del processo;
- eventuale invio di notifiche in base ai requisiti del work flow del processo;
- eventuale aggiornamento del registro in base all'istanza inviata e al work flow del processo.

Allo stato attuale dello sviluppo tecnologico, è lecito assumere che il sistema di comunicazione da utilizzare sia basato su rete internet, accessibile da parte di tutti gli attori con adeguati livelli di servizio (disponibilità di banda, disponibilità nel tempo, affidabilità, ecc.).

Analogamente il paradigma tecnologico per la realizzazione delle funzionalità descritte si basa su messaggi applicativi XML e la gestione dei flussi informativi avviene in architettura SOA (Service Oriented Architecture).

Le informazioni gestite dal SIC sono anche consultabili in rete e il loro accesso è limitato ad utenti (soggetti sotto la responsabilità di esercenti e/o distributori) previa identificazione e rilascio di credenziali di sicurezza.

### Gli standard tecnologici e la struttura organizzativa per la sicurezza

Nella fase di progettazione operativa saranno definite le scelte tecnologiche di dettaglio, in particolare:

- a. la struttura XML dei messaggi applicativi in relazione ai processi da attuare;
- b. le componenti di sicurezza per la gestione dei flussi informativi;
- c. il processo di work flow dei differenti processi in modalità standard;
- d. il software della PdC per la realizzazione dei messaggi applicativi;
- e. le componenti di sicurezza con cui ogni attore si accredita presso il sistema e riceve le credenziali di sicurezza;
- f. le componenti di sicurezza per l'identificazione e il rilascio delle credenziali per i soggetti fisici che richiedano la consultazione delle informazioni in rete;
- g. la profilazione degli utenti;
- h. il sistema di gestione di sicurezza della componente centrale;
- i. il sistema di back-up e disaster recovery del Sistema;
- j. i profili e i compiti dei responsabili delle PdC per ogni attore.

Per quanto attiene la sicurezza, la linea che si intende seguire, tenuto conto anche delle scelte già attuate da alcuni esercenti e distributori, è quella di utilizzare certificati digitali a chiave pubblica secondo lo standard X.509 al fine di garantire il non ripudio dei flussi informativi.

Gli elementi di cui ai punti e), f), g) e j) sono aspetti organizzativi comunque presenti indipendentemente dalla soluzione progettuale e dalle possibili scelte tecnologiche. L'insieme di tali elementi definisce *chi e come* è responsabile nella gestione della sicurezza lato Sistema Centrale e lato utenti/operatori.

Una struttura di ampie dimensioni con elevati tassi di automazione è già predisposta alla gestione anche organizzativa della sicurezza e l'identificazione esplicita dei punti e), f), g) e j) non presenta difficoltà. Nel caso di una struttura di dimensione medio - piccole e con bassi tassi di informatizzazione si realizzerà un servizio di accesso al SIC utilizzando uno specifico portale e avendo come unica precauzione quella di gestire in modo appropriato la profilazione degli utenti che accedono al SIC, tracciando gli accessi effettuati.

## Cenni a esperienze internazionali: Regno Unito, Paesi Bassi, Spagna

Nel panorama europeo si registrano esperienze di realizzazione di sistemi informativi centralizzati per lo switching dei clienti finali nel mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica, nei Paesi Bassi e nel Regno Unito, e della creazione di un database centralizzato per il monitoraggio e l'agevolazione dello switching, in Spagna. Di seguito gli elementi generali delle soluzioni adottate.

### Regno Unito

Il servizio di trasferimento dati nei mercati della vendita al dettaglio di energia elettrica del Regno Unito è gestito a partire dal 1997 da ElectraLink, un'impresa privata partecipata dagli operatori del mercato elettrico. Questa effettua, ai fini della gestione del processo di switching e della gestione del servizio di misura nel settore elettrico, il trasferimento dei dati e le comunicazioni tra operatori. ElectraLink sta attualmente espandendo tale attività anche la settore del gas naturale. Gli utenti del sistema di ElectrakLink sono i venditori al dettaglio, i distributori, i responsabili della rilevazione dei dati di misura e della loro aggregazione.

Più precisamente, l'attuale attività di ElectraLink consiste nel:

- gestire le comunicazioni ed il trasferimento dei dati tra gli operatori in maniera sicura, rapida e trasparente,
- definire lo standard tecnologico e di formato unico per la trasmissione dei dati, ed assistere i suoi utenti per agevolarne l'utilizzo,
- tracciare ed archiviare le comunicazioni gestite.

ElectraLink non gestisce alcun database centralizzato contenente i dati identificativi dei clienti finali o le caratteristiche tecniche dei punti di prelievo o dei misuratori. Tali informazioni sono registrati in database decentralizzati tenuti dai responsabili del servizio di misura "Metering Point Administration Service" o anche "operatori MPAS" che, fra l'altro, nel sistema britannico sono agenti non coincidenti col distributore.

In base al *Master Registration Agreement*, che regola lo scambio di informazioni tra gli operatori del mercato elettrico, inoltre, gli operatori MPAS ed i fornitori hanno l'obbligo di tenere costantemente aggiornato un archivio consultabile via internet da tutti i partecipanti al mercato elettrico, compresi i clienti finali. Tale archivio, chiamato *Electricity Central Online Enquiry Service* (di seguito ECOES) contiene per ogni punto di prelievo:

- tutti i dati contenuti nei singoli database MPAS decentralizzati, che vengono sostanzialmente copiati in ECOES ogni volta che vengono aggiornati,
- le altre informazioni che i fornitori necessitano per la fornitura di energia elettrica e per lo switching del cliente finale titolare del punto di prelievo.

La funzione principale che ECOES assolve è quella di facilitare la ricerca delle informazioni necessarie per portare a termine il processo di switching ma, come esposto in

seguito, non è parte integrante del sistema informativo gestito da ElectraLink. Per quanto riguarda i flussi informativi gestiti da ElectraLink nel processo di switching, gli operatori del mercato elettrico si scambiano dati e comunicazioni attraverso il sistema gestito da ElectraLink, che assicura che vengano indirizzati istantaneamente per via elettronica ai destinatari.

Tale richiesta viene indirizzata attraverso ElectraLink all'operatore MPAS. Se la richiesta inviata dal fornitore entrante è corretta, l'operatore MPAS è tenuto ad aggiornare il proprio database, registrando il fornitore entrante come responsabile della fornitura dell'energia prelevata presso il punto di prelievo ai fini del bilanciamento e del dispacciamento. [Se non è corretta, è tenuto a rifiutare la richiesta. Aggiornato il proprio database, l'operatore MPAS invia attraverso il sistema di ElectraLink la notifica della registrazione che, che viene recapitata istantaneamente per via elettronica a tutti i soggetti interessati. Passato il periodo di cinque senza che il fornitore uscente si opponga allo switching, questo può considerarsi effettuato.

Se, invece, la richiesta è errata ai sensi della regolazione e il fornitore invia all'operatore MPAS la richiesta di obiezione, dandone comunicazione al fornitore subentrante, l'operatore MPAS verifica la validità dell'obiezione e comunica ai fornitori interessati l'accettazione o il rifiuto della richiesta di obiezione. In caso di accettazione di quest'ultima, ElectraLink deve inviarne la comunicazione a tutti i soggetti sopra elencati, che sono tenuti ad annullare tutti i cambiamenti precedentemente realizzati.

Il sistema informativo centralizzato gestito da ElectraLink, così come disegnato, permette di minimizzare i propri costi di gestione, tanto più che l'infrastruttura informatica è esternalizzata con una procedura concorsuale, ma non di minimizzare i costi che vengono sostenuti dall'intero mercato. ElectraLink garantisce che tutti gli operatori utilizzino degli standard tecnologici compatibili con il sistema informativo centralizzato, ma non elimina le esigenze di coordinamento nella gestione dei numerosi database MPAS decentralizzati esistenti. Questi, infatti, devono essere continuamente sottoposti ad attività di monitoraggio e sincronizzazione.

### Paesi Bassi

Nei Paesi Bassi è stato implementato un sistema integrato di comunicazione che agisce come mezzo di trasferimento dati tra tutti gli operatori della filiera dell'energia elettrica e del gas naturale: esercente la vendita, responsabile del servizio di trasmissione (TSO), distributori, responsabili dell'attività di misura. Tale sistema centralizzato è gestito dalla società per azioni Energie Data Services Netherland BV, in seguito EDSN.

Il sistema di trasferimento dati attualmente utilizzato, chiamato protocollo "EDINE", non è basato su un database centralizzato delle informazioni ma su differenti database decentralizzati.

Questi sono tenuti e gestiti dai differenti operatori dei mercati energetici, secondo il principio che la responsabilità della veridicità di un particolare dato è attribuita ad un solo soggetto e che le variazioni di tale dato devono essere comunicate a tutti i soggetti interessati. Le attività di ESDN, dunque, consistono:

- nell'assicurare la corretta, rapida e sicura comunicazione dei dati e delle informazioni contenute nei suddetti database,
- nel definire gli standard tecnologici ed i formati utilizzati per lo scambio dei dati (e non per la gestione ed archiviazione dei database),
- nel tracciare e monitorare i processi di trasferimento dati,
- nel coordinare la sincronizzazione dei database decentralizzati minimizzando il numero di discrepanze tra di essi.

Il processo di switching di un cliente finale attualmente gestito nel sistema EDINE è congegnato in modo da aggiornare i database dei punti di prelievo gestito dai responsabili dell'attività di misura e di comunicare tali aggiornamenti a tutti i soggetti interessati. I dati contenuti in tali database, chiamati "*master data*", si riferiscono all'associazione ad ogni punto di prelievo di:

- un responsabile dell'attività di bilanciamento per il settore elettrico o un titolare della capacità di trasporto per il settore del gas naturale;
- il cliente finale che ne è titolare;
- i dati relativi all'attività di misura incluso il metodo di misurazione.

Con lo switching di un cliente finale, il responsabile del bilanciamento (o il nuovo titolare della capacità di trasporto) che ha acquisito il cliente, in seguito nuovo responsabile del bilanciamento, invia al responsabile della misura la comunicazione dell'avvio della fornitura presso il punto di prelievo oggetto dello switching.

Nel caso in cui la comunicazione ricevuta dal nuovo responsabile del bilanciamento sia corretta, il responsabile della misura aggiorna il proprio database spostando l'attività di fornitura del punto di prelievo oggetto dello switching dal vecchio responsabile del bilanciamento (vecchio titolare della capacità di trasporto) al nuovo. Inoltre, conferma la registrazione dell'avvio della fornitura al nuovo responsabile del bilanciamento (nuovo titolare della capacità di trasporto) e la registrazione del termine della fornitura al vecchio responsabile del bilanciamento (vecchio titolare della capacità di trasporto).

Diversamente, se la comunicazione è errata o incompleta ne dà segnalazione al richiedente.

Una volta aggiornato il database dei punti di prelievo, il sistema EDINE permette di inviare automaticamente i master data aggiornati a tutti i soggetti interessati ai fini della sincronizzazione e di verifica dei database, tracciandone ed archiviandone i cambiamenti.

Tutte le comunicazioni avvengono attraverso il sistema informativo gestito da ESDN, secondo quanto descritto nella figura 4.

Si segnala, anche alla luce di quanto esposto nella descrizione del sistema informativo gestito da ElectraLink che ESDN sta sviluppando un nuovo sistema di trasferimento e gestione dei dati basato su un database centralizzato contenente tutti i dati necessari per lo switching dei clienti finali, per il cambiamento dei rapporti intercorrenti tra operatori e dei dati tecnici che caratterizzano i punti di prelievo, che sia accessibile da tutti gli operatori dei mercati energetici dei Paesi Bassi.

### Spagna

In Spagna a partire dal 2009 è attiva OCSUM dei clienti finali, Oficina del Cambio de Suministrador, una società commerciale partecipata interamente da venditori al dettaglio, per una quota totale del 30%, e da distributori, per il restante 70%, che gestisce un database centralizzato, Bases de Datos de Consumidores y Puntos de Suministro, relativo ai punti di prelievo ed ai clienti finali dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. Tale database è alimentato dai dati che OCSUM richiede ai distributori e contiene i dati relativi:

- al tipo di attività esercitata dal cliente finale presso l'abitazione in cui è installato il punto di prelievo,
- alle caratteristiche tecniche dei punti di prelievo,
- alle caratteristiche tecniche dei misuratori installati,
- ai profili di prelievo,
- ai dati di misura e di consumo rilevati presso il punto di prelievo per un periodo di riferimento di due anni,
- all'identità dei venditori,
- ai contratti in vigore tra i clienti finali e i venditori,
- alla morosità dei clienti finali.

In tale database, inoltre, vengono archiviati tutti i cambiamenti delle informazioni trattate.

OCSUM non prende ancora parte attiva nel processo di switching ma ha il compito di monitorare gli switching dei clienti finali nei suddetti mercati a livello di singola transazione.

Tra le funzioni assegnate ad OCSUM vi sono anche:

- la supervisione della corretta esecuzione degli switching nei mercati di cui sopra,
- la promozione e la supervisione dello scambio telematico di dati tra distributori ed esercenti la vendita.
- la richiesta a distributori e venditori di dati ed informazioni relative a:
  - i punti di prelievo ed ai clienti finali che hanno cambiato fornitore,
  - l'efficienza del processo di switching,
  - le cause specifiche degli eventuali esiti negativi del processo di switching.

La norma che istituisce OCSUM riserva al governo spagnolo la possibilità di assegnarle anche il compito di gestire direttamente (anche attraverso il proprio database) i flussi informativi del processo di switching in Spagna. Tuttavia, tale processo è ancora basato su scambi di informazioni bilaterali tra il distributore ed il venditore. Firmato il contratto, infatti, il venditore entrante invia al distributore la comunicazione di switching contenente le informazioni relative a:

- i dati identificativi del cliente finale e del punto di prelievo,
- le condizioni contrattuali,
- la proprietà del misuratore,
- la data di switching (non oltre il quindicesimo giorno lavorativo successivo alla data di invio della comunicazione).

Il distributore ha cinque giorni per verificare la correttezza della comunicazione ed eventualmente comunicarne l'annullamento al richiedente. In caso di correttezza della comunicazione, invece, il distributore ha quindici giorni per eseguire lo switching e comunicarne l'esecuzione ai venditori interessati. Quest'ultima viene comunicata al cliente finale dal venditore entrante. In caso di switching eseguito non in linea con la volontà del cliente finale, questo può sollecitare il vecchio venditore a richiedere un ulteriore switching, ma non l'annullamento dello switching verso il venditore uscente.

Le informazioni relative ai cambiamenti dei rapporti contrattuali avvenuti con lo switching vengono poi comunicati dal distributore ad OCSUM, che ne tiene traccia e le utilizza per assolvere alle sue funzioni.





**Acquirente Unico S.p.A.**

Socio unico ex art. 5 D.Lgs 79/99

Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A.

Sede Legale - 00197 Roma – Via Guidubaldo Del Monte, 72

Reg. Imprese di Roma, P.IVA e C.F. n. 05877611003

R.E.A. di Roma n. 932346

Capitale Sociale euro 7.500.000 i.v.

Progetto grafico e impaginazione  
Crea Identity s.r.l.  
[www.creaidentity.com](http://www.creaidentity.com)

Stampato nel mese di ottobre da  
Graphein Digital

