



# Libro bianco sulle smart grid

Verein Smart Grid Schweiz VSGS  
(Associazione Smart Grid Svizzera)

28 febbraio 2013

AET - Azienda Elettrica Ticinese

AEW Energie AG

Axpo Netz AG

BKW FMB Energie AG

CKW - Centralschweizerische Kraftwerke AG

EKZ - Elektrizitätswerke des Kanton Zürich

Enerti SA

ewb - Energie Wasser Bern

ewz - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

Groupe E SA

IWB - Industrielle Werke Basel

Repower AG

Romande Energie SA

## Indice

<b>Prefazione .....</b>	<b>4</b>
-------------------------	----------

### CAPITOLO 1

<b>Smart grid – Reti elettriche intelligenti .....</b>	<b>6</b>
--	----------

1.1	Situazione iniziale .....	6
1.2	Cosa sono le smart grid .....	10
1.3	Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) .....	12
1.4	Fattori trainanti per smart metering, smart grid e smart market .....	13
1.4.1	Fattore trainante 1: immissione decentralizzata .....	14
1.4.2	Fattore trainante 2: efficienza energetica .....	14
1.4.3	Fattore trainante 3: produzione variabile.....	15
1.5	Soluzioni in caso di conflitto di obiettivi .....	16

### CAPITOLO 2

<b>Produzione decentralizzata di corrente .....</b>	<b>17</b>
---	-----------

2.1	Effetti dell'immissione decentralizzata su reti di distribuzione. 17	
2.1.1	Inversione della direzione del flusso di energia.....	18
2.1.2	Aumento di potenza.....	19
2.1.3	Cambiamento della potenza di corto circuito .....	20
2.1.4	Cambiamento delle ripercussioni sulla rete .....	21
2.2	Misure per far fronte alle ripercussioni.....	22
2.2.1	Potenza reattiva regolabile.....	23
2.2.2	Limitazione dell'immissione di corrente .....	24
2.2.3	Potenziamento convenzionale della rete .....	24

2.2.4	Interconnessione.....	26
2.2.5	Trasformatori di rete locali regolabili.....	27
2.2.6	Comando dinamico dei carichi .....	28
2.2.7	Accumulo di energia .....	28
2.2.8	Regolazione ad ampio raggio.....	29
2.3	Comunicazione dati.....	31
2.4	Conclusione e consigli.....	32

## CAPITOLO 3

### **Punto di vista del cliente e smart meter..... 33**

3.1	Smart meter – Contatori intelligenti.....	33
3.2	Tariffe flessibili, punti di informazione centrali .....	34
3.3	Requisiti degli smart meter.....	35
3.4	Valutazione delle funzionalità presenti.....	38
3.5	Richieste identificate .....	41
3.6	Stima dei costi .....	42
3.7	Potenziale di risparmio con gli smart meter.....	44
3.8	Punto di vista del cliente .....	44
3.9	Protezione dei dati con smart meter.....	46
3.10	Lancio di massa.....	47
3.11	Conclusione e consigli.....	48

## CAPITOLO 4

### **Verein Smart Grid Schweiz: posizione attuale e consigli..... 50**

4.1	Smart energy = smart grid + smart meter + smart market... 50	
4.2	Lancio dello smart metering .....	54

### **Riepilogo..... 56**

## Prefazione

L'approvvigionamento energetico in generale e quello elettrico in particolare sono in procinto di affrontare delle nuove sfide. La Strategia energetica 2050 del Consiglio Federale contempla una vera e propria transizione energetica. In questo contesto è chiaro già adesso che le reti di approvvigionamento elettrico future saranno delle reti intelligenti, ovvero delle smart grid. Come si presentino in futuro queste smart grid e quali opportunità possano offrire lo si può solo immaginare.

Il dibattito sulle smart grid è appena iniziato. Per far sì che l'interazione di settore energetico, organi politici e società possa produrre le decisioni migliori, è importante che questo dibattito venga condotto sulla base di un concetto di fondo comune a tutti. È proprio in questo senso che il presente Libro Bianco si propone di dare il suo contributo, creando una base comune sia in riferimento ad aspetti terminologici che per quanto riguarda la comprensione di effetti e misure necessarie per contrastarli, nel contesto degli sviluppi attuali. Il Libro Bianco si rivolge a chiunque sia interessato ad una smart grid svizzera.

Il capitolo 1 riassume la situazione di partenza e gli aspetti riguardanti le politiche dell'energia attuali. Vengono inoltre descritti importanti termini relativi alle smart grid e presentata l'Associazione Smart Grid Svizzera. I cambiamenti attesi con la nuova strategia energetica comportano un adeguamento delle reti elettriche. Segue quindi una descrizione dei tre importanti concetti propulsori - «immissione decentralizzata», «maggiore efficienza energetica» e «produzione variabile di corrente» - e degli effetti da essi prodotti. Infine viene richiamata l'attenzione su un importante conflitto di obiettivi tra soggetti operativi diversi, sull'esempio degli «accumulatori di energia». Qui c'è necessità di trovare una regolamentazione sensata ed efficace.

Il concetto di «produzione di corrente decentralizzata» come propulsore di cambiamenti nelle reti di distribuzione viene analizzato nel capitolo 2. Gli effetti prodotti sulle reti di distribuzione vengono inquadrati in una determinata sistematica. I quattro effetti principali sono inversione del flusso energetico, incremento di potenza, variazione della potenza di corto circuito e cambiamento delle ripercussioni sulla rete. Segue quindi la descrizione di misure da prendere per contrastare questi effetti.

Un altro passo importante della transizione energetica è dato da un'«efficienza energetica maggiorata». Al capitolo 3 si fanno le dovute riflessioni per appurare se gli smart meter (contatori intelligenti) possano essere effettivamente utili ad ottenere questo obiettivo. Gli smart meter mettono a disposizione ulteriori funzionalità, un lancio a livello nazionale significa però anche un certo volume di costi. In questo capitolo si espongono sia le funzionalità che i costi aggiungendo anche i suggerimenti specifici su come operare.

Al capitolo 4, infine, l'Associazione Smart Grid Svizzera prende posizione ed esprime i suoi suggerimenti in merito alla smart energy consistente in smart grid, smart meter e smart market, incluso un possibile lancio dello smart metering.

## CAPITOLO 1

# Smart grid – Reti elettriche intelligenti

Si parla e si scrive molto sulle smart grid, le reti elettriche intelligenti. Si ha quasi l'impressione che il loro impiego permetta automaticamente di superare tutte le sfide nel settore dell'approvvigionamento energetico. Non è però ancora chiaro che cosa siano veramente e come siano nel dettaglio. Il presente libro bianco intende fare chiarezza e contribuire alla riuscita della transizione energetica. A tale scopo vengono spiegati concetti, descritte sfide e soluzioni e proposti i prossimi passi verso una smart grid in Svizzera.

### 1.1 Situazione iniziale

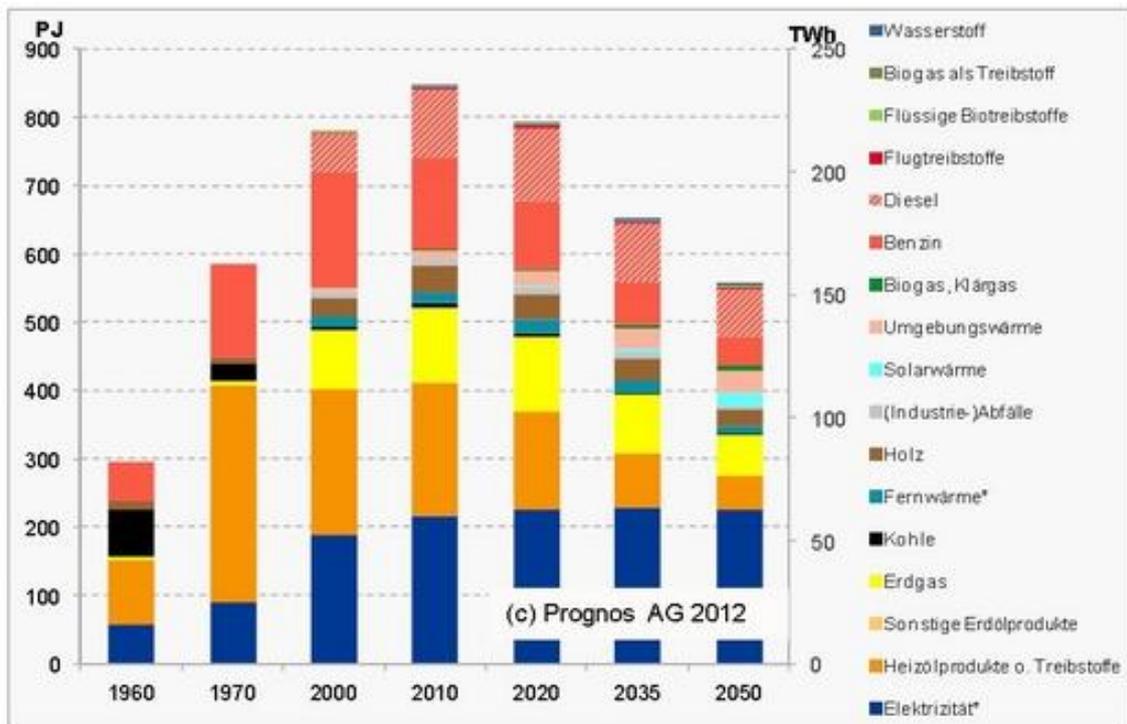
Per continuare a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, il Consiglio federale fa affidamento, nel quadro della nuova Strategia energetica 2050, su un maggiore risparmio energetico (efficienza energetica) e sul potenziamento dell'energia idroelettrica e delle nuove energie rinnovabili. Secondo il primo pacchetto di misure definito il 18 aprile 2012 la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dovrà essere aumentata di un terzo. Gli impianti fotovoltaici con una potenza fino a 10 kW saranno sostenuti con un aiuto all'investimento diretto (rimunerazione unica) e il cosiddetto "net metering" (regolamentazione del consumo energetico proprio). Il 28 settembre 2012 il Consiglio federale ha aperto la consultazione sulla Strategia energetica 2050. Nella documentazione per la consultazione sono descritte con precisione le misure citate. Tra le altre cose viene precisato che la regola del consumo proprio non deve essere introdotta solo nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, ma in generale per tutti gli impianti di produzione. Inoltre il risparmio energetico deve essere raggiunto attraverso diverse misure, inclusi incentivi di mercato, modelli tariffari innovativi e prescrizioni più severe. Le aziende di distribuzione

dell'energia devono essere obbligate a incentivare al risparmio di elettricità tramite la composizione delle tariffe. Nel settore delle reti occorre un rinnovamento e un potenziamento delle reti ad alta tensione e delle reti di distribuzione, oltre a una loro rivalorizzazione quali reti intelligenti (smart grid), per gestire la sempre più frequente immissione decentralizzata di corrente e l'interazione diretta tra consumatori, reti e produzione. Va chiarita la problematica relativa ai costi computabili dell'ampliamento e della trasformazione delle reti come pure dei contatori intelligenti (smart meter), al fine di garantire la sicurezza degli investimenti. Questa concretizzazione auspica un'accelerazione delle procedure di autorizzazione. Entro metà del 2013 occorrerà valutare gli esiti della consultazione, adottare il messaggio sulla nuova strategia energetica e inviarli al dibattito parlamentare. L'entrata in vigore degli emendamenti legislativi non sarà possibile prima dell'inizio del 2015.

Il grafico sottostante illustra l'evoluzione del consumo energetico fino al 2050 sulla base del pacchetto di misure del DATEC.

Sebbene il consumo energetico generale stimato diminuisca, il consumo energetico sottoforma di elettricità rimane costante. Solo per raggiungere ciò, come sopra indicato (crescita demografica, mobilità elettrica in aumento, sostituzione di petrolio e gas) occorrono sforzi per ottenere un maggiore risparmio energetico (efficienza energetica). Con i nuovi consumatori di energia elettrica, come ad esempio numerosi veicoli elettrici, può cambiare anche la modalità di consumo energetico.

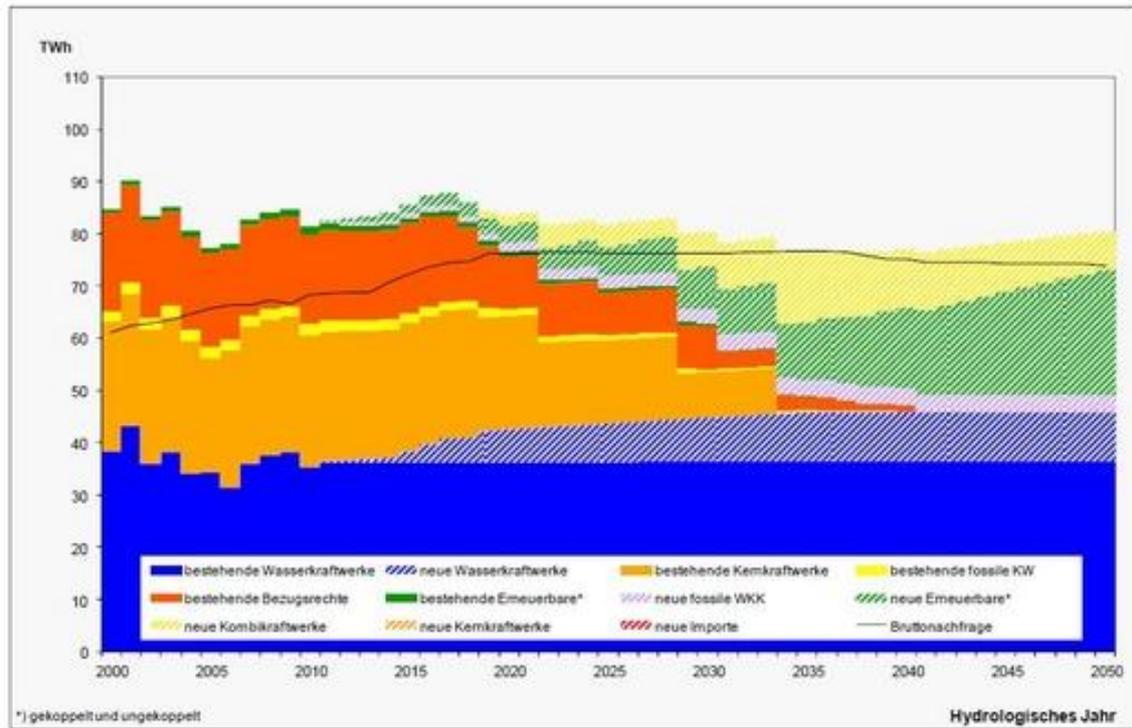
### ***Evoluzione del consumo dell'energia***



*Composizione del consumo finale di energia (esclusi i carburanti del traffico aereo internazionale) fino al 2020, 2035, 2050 sulla base del presente pacchetto di misure del DATEC (fonte: Prognos)*

La LAEI (legge federale del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico) intende creare le condizioni per garantire un approvvigionamento di energia elettrica sicuro e un mercato dell'elettricità orientato alla competitività. Obbliga i gestori di rete ad allacciare alla rete elettrica oltre ai consumatori finali anche tutte le imprese generatrici di energia elettrica. I gestori delle reti di distribuzione sono tenuti a fornire in ogni momento ai consumatori fissi finali e ai consumatori finali che rinunciano all'accesso alla rete la quantità desiderata di energia elettrica, della qualità necessaria e a tariffe adeguate. L'OAEI (ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico) disciplina la prima fase di apertura del mercato dell'elettricità, durante la quale i consumatori fissi finali non hanno diritto di accesso alla rete ai sensi della LAEI. Ai sensi della OAEI i gestori di rete sono responsabili del conteggio e dei processi informativi.

### ***Evoluzione della produzione di energia***



*Composizione dell'offerta di elettricità (solo produzione interna) fino al 2020, 2035, 2050 sulla base del presente pacchetto di misure del DATEC (fonte: Prognos)*

I gestori di rete devono quindi essere pronti per le evoluzioni previste del consumo energetico e della produzione energetica. Questo vale sia per la potenza installata che per l'energia totale. Per continuare a garantire l'approvvigionamento di energia elettrica occorre valutare se per gestire i cambiamenti occorre potenziare le reti elettriche di distribuzione con l'aiuto di nuove funzionalità smart. Si ritiene ragionevole e necessario potenziare le reti elettriche con le smart grid. Reti elettriche più intelligenti sono necessarie da un lato per affrontare le sfide attuali, dall'altro offrono nuove opportunità commerciali.

## **1.2 Cosa sono le smart grid**

Vengono qui chiariti i termini più importanti impiegati.

Spesso con «smart grid» si intende la totalità dei cambiamenti previsti per le reti elettriche. Tra questi rientrano ulteriori sensori per il rilevamento dello stato della rete e altri elementi di comando per la regolazione della rete. I sensori e gli elementi di comando sono collegati attraverso un'infrastruttura di comunicazione e generalmente una logica di controllo centralizzata (sistema di gestione). Questi componenti vengono impiegati sempre più spesso anche su livelli di rete con tensioni più basse. L'interazione intelligente di tutti questi elementi infrastrutturali deve consentire di gestire in modo ottimale ed efficiente situazioni complesse in reti elettriche.

Il termine «smart grid» viene utilizzato spesso in modo ancora più vasto. In una rete elettrica l'energia fornita e prelevata devono essere sempre uguali, in modo da poter garantire la qualità dell'approvvigionamento. Per continuare a garantire ciò, occorre che l'interazione tra produzione, consumo e accumulo di energia diventi più intelligente. A riguardo esistono già diverse idee. Ad esempio il consumo di corrente potrebbe essere adeguato alla produzione di corrente presente o attraverso segnali di controllo fissi (Demand Side Management) o, in alternativa, mediante una struttura tariffaria più flessibile (Demand Response). La produzione (decentralizzata) stessa potrebbe tenere in considerazione stati di rete locali e in caso di un'offerta eccessiva potrebbe ridurre la produzione o attivare utenze comandabili. Infine è ragionevole pensare che appena gli accumulatori di energia saranno sviluppati potranno dapprima accumulare energia per compensare la produzione e il consumo e reimmetterla poi nuovamente nella rete. Per combinare queste funzioni potrebbero essere usati gli accumulatori di veicoli elettrici.

Grazie a reti e a processi più intelligenti compariranno sul mercato anche nuovi attori con nuovi ruoli. È ragionevole credere che ciascuno di questi attori si specializzerà in un aspetto parziale. Spesso questi nuovi attori e questi nuovi ruoli vengono intesi come parte della «smart grid».

Questa ampia definizione di «smart grid» aiuta a capire quali cambiamenti siano possibili in futuro. Risulta però poco chiara quando si tratta di discutere in modo concreto diversi aspetti: di quale parte delle smart grid si sta parlando?

Nel suo position paper «*Smart Grid*» und «*Smart Market*» del dicembre 2011, la Bundesnetzagentur, l'agenzia federale tedesca delle reti, ha distinto tra focus sulla rete e focus sul mercato<sup>1</sup>. La chiara distinzione tra smart grid e smart market consente una discussione trasparente e precisa. Il punto di partenza è il seguente: le questioni relative alla capacità della rete vengono trattate nella grid, quelle relative al quantitativo di energia vengono invece trattate nel market. Per tematiche intermedie è necessario cercare soluzioni ibride. Rappresentano una sfida speciale per l'unbundling del mercato energetico e della rete energetica

Nel presente libro bianco il termine «smart grid» viene impiegato in modo simile limitandolo a questioni relative alla rete in senso stretto.

---

<sup>1</sup> <http://www.bundesnetzagentur.de> > Sachgebiete > Elektrizität/Gas > Sonderthemen > Smart Grid - Eckpunktepapier



## 1.4 Fattori trainanti per smart metering, smart grid e smart market

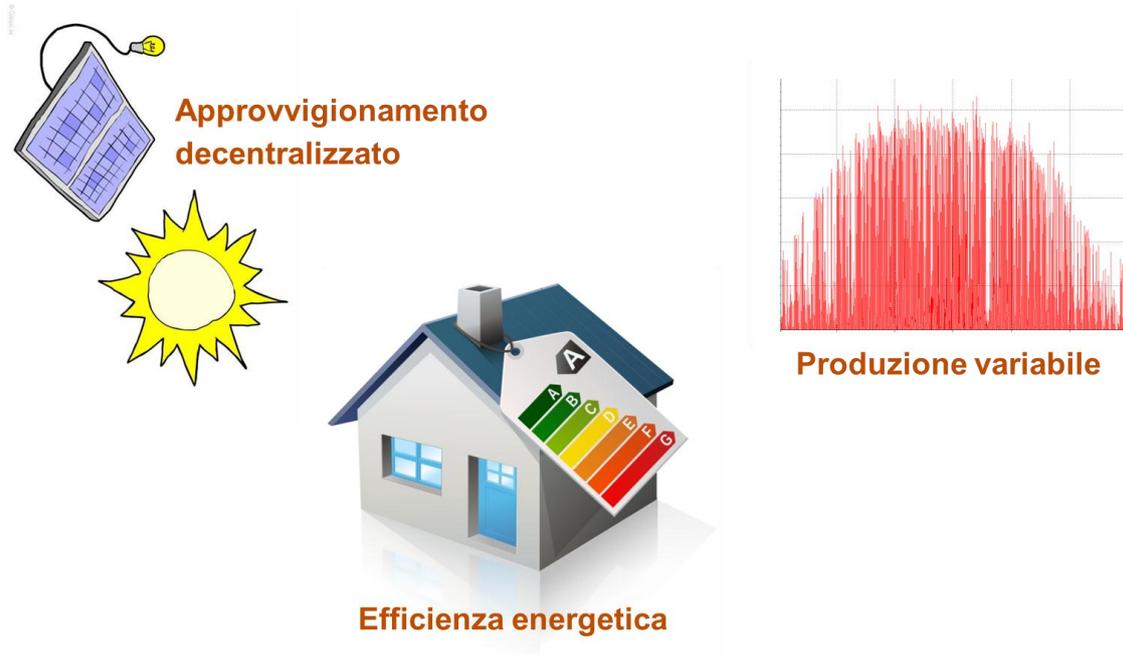
Le smart grid devono essere analizzate in modo differenziato, analogamente alla distinzione tra smart grid e smart market realizzata nel position paper dell'agenzia federale tedesca delle reti.

Dal punto di vista del gestore delle reti di distribuzione sono tre i campi che agiscono da fattori trainanti per cambiamenti nelle reti di distribuzione

- **Approvvigionamento decentralizzato – Effetto statico**
- **Efficienza energetica**
- **Produzione variabile – Effetto dinamico**

Questi temi saranno affrontati in modo approfondito nei prossimi capitoli.

### ***Fattori trainanti per i cambiamenti nelle reti di distribuzione***



*Fattori trainanti rilevanti per i cambiamenti nelle reti di distribuzione*

### **1.4.1 Fattore trainante 1: immissione decentralizzata**

La transizione energetica comporta sempre più un'immissione decentralizzata di corrente che va ad aggiungersi alle centrali elettriche centralizzate. Questa immissione può essere sia di natura stocastica (fotovoltaico, energia eolica), che di natura continuativa (centrale termoelettrica). Una maggiore immissione decentralizzata richiede l'adeguamento delle reti elettriche, nello specifico dei livelli di tensione da 5 a 7 concepiti per il prelievo (reti di distribuzione). Gli adeguamenti vanno dai potenziamenti convenzionali della rete (maggiore capacità di trasmissione su linee e trasformatori) fino al comando intelligente delle reti di distribuzione. In questo contesto il termine «statico» deve essere inteso come adeguamento «fisso» dell'infrastruttura, anche se gli stati di rete possono essere adeguati ai diversi rapporti di carico mediante un comando intelligente, ad esempio con trasformatori regolati in tensione.

Per controllare l'immissione decentralizzata sono necessarie **smart grid** nel senso stretto del termine. Questo aspetto è al centro dell'attenzione del VSGS e verrà trattato approfonditamente nel capitolo 2 «Produzione decentralizzata di corrente» del presente libro bianco.

### **1.4.2 Fattore trainante 2: efficienza energetica**

Per poter affrontare le sfide della transizione energetica occorre ridurre il consumo energetico e aumentare l'efficienza energetica. Il consumatore deve diventare attivo. A tale scopo sono necessari terminali più efficienti a risparmio energetico. Anche un sistema di controllo intelligente (Smart Home) può essere di aiuto. Affinché il consumatore possa diventare attivo, gli occorrono informazioni sul suo consumo energetico. Gli **smart meter** rappresentano un possibile ausilio. Secondo il rapporto finale dell'UFE *Valutazione dell'impatto dell'introduzione di «smart meter» in combinazione con «smart grid» in Svizzera* del 5 giugno 2012, dal punto di vista economico l'impiego di smart meter su

tutto il territorio sarebbe redditizio. Le spese aggiuntive pari a 1 mld. di CHF verrebbero compensate con un risparmio di corrente per i clienti finali compreso tra 1,5 e 2,5 mld. di CHF.

Gli smart meter sono parte del processo meter-to-cash, adempiendo così ad altri compiti. Gli smart meter sono al centro dell'attenzione del VSGS e verranno trattati dettagliatamente nel capitolo 3 del presente libro bianco.

### **1.4.3 Fattore trainante 3: produzione variabile**

La transizione energetica comporta un ulteriore cambiamento: la produzione di corrente è sempre più di natura stocastica e oscillante. Questo vale sia per la produzione decentralizzata che per quella centralizzata. Nelle reti elettriche la produzione e il consumo di corrente (incluse perdite e accumulo di corrente) devono essere sempre in equilibrio. Se invece la produzione di corrente fluttua in modo più forte o più stocastico diventerà più complesso garantire in modo costante questo equilibrio. Diventa sempre più difficile mettere in pratica il concetto di prognosi molto precisa.

Per controllare la produzione variabile non sono più sufficienti puri aspetti di rete. Sono necessari **smart market**: occorrono nuovi strumenti, come ad es. tariffe flessibili, Demand Response o accumulatori di energia. Sia i produttori che i consumatori di energia elettrica devono agire in modo intelligente. Mediante appositi meccanismi e prodotti la progettazione del mercato deve consentire che si possano imporre le soluzioni più vantaggiose sotto il profilo economico. Questo può anche significare una rinuncia temporanea alla produzione o alla domanda. In questo contesto il termine «dinamico» deve essere inteso come garanzia «costante» dell'equilibrio energetico.

## **1.5 Soluzioni in caso di conflitto di obiettivi**

Le nuove sfide creano nuovi ruoli e nuovi attori, come ad es. produttori, consumatori e accumulatori intelligenti, quali componenti delle reti intelligenti. Ogni attore persegue determinati obiettivi in conformità al suo ruolo. In questo modo, a seconda del ruolo, ogni attore agisce in modo differente, anche contrastante. Ad esempio un produttore di energia (centrale elettrica singola o centrale elettrica virtuale) con l'obiettivo «regolazione della rete, supporto della rete» agirà diversamente rispetto a un produttore di energia con l'obiettivo «ottimizzazione del mercato energetico» o di un consumatore con l'obiettivo «risparmio energetico».

I diversi obiettivi possono essere spiegati con l'esempio di due gestori di batterie. Il primo gestore vuole usare le batterie per realizzare guadagni sul mercato dell'elettricità. Comprerà corrente a prezzi molto bassi e ricaricherà la batteria, mentre quando i prezzi sono alti venderà la corrente scaricando la batteria. Alla base delle sue azioni si trovano le differenze di prezzo della corrente. In questo modo, a seconda della situazione locale, la rete elettrica sarà aggravata o sgravata. Se localmente viene prodotta molta energia elettrica con il fotovoltaico, l'effetto sulla rete elettrica - carico o sgravio - dipenderà anche dalle condizioni meteorologiche locali. Il secondo gestore vuole usare la sua batteria per sgravare la rete elettrica (locale). Caricherà la batteria quando la produzione decentralizzata di corrente è molto maggiore rispetto al consumo di corrente locale, mettendo così in pericolo la qualità dell'energia (mantenimento della tensione). Scaricherà invece la batteria per creare capacità per i prossimi picchi di produzione. In questo caso la batteria rappresenta un fattore di costo che permette di risparmiare altri costi, come il potenziamento della rete. Per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la stabilità della rete, l'utilizzo della batteria con l'obiettivo di stabilizzazione e sgravio della rete deve avere priorità almeno nelle situazioni critiche.

## CAPITOLO 2

# Produzione decentralizzata di corrente

Finora l'elettricità è stata prodotta per lo più centralmente con grandi centrali che la immettevano ad alti livelli di tensione nelle reti elettriche. La corrente veniva poi trasportata per lunghi percorsi e durante lo spostamento geografico veniva trasformata al livello di tensione del consumatore. Ora l'elettricità viene prodotta sempre più in centrali di dimensioni più piccole e viene immessa nella rete di distribuzione a livelli di tensione inferiori in modo decentralizzato. Questo significa un utilizzo nuovo delle reti elettriche. Occorre controllare se le reti elettriche esistenti (e in particolare le reti di distribuzione) siano compatibili con questo tipo di impiego. Si devono analizzare gli effetti ed eventualmente proporre e implementare soluzioni. Bisogna accettare che le reti elettriche devono diventare più intelligenti, quindi diventare **smart grid**, per poter gestire le situazioni più complesse. Il presente capitolo analizza gli effetti dell'immissione decentralizzata e le misure da adottare.

### 2.1 Effetti dell'immissione decentralizzata su reti di distribuzione

Gli effetti dell'immissione decentralizzata di corrente si influenzano reciprocamente. Per chiarire in modo sistematico gli effetti e le misure da adottare sono stati individuati quattro effetti principali, descritti dettagliatamente di seguito:

- inversione della direzione del flusso di energia
- aumento di potenza
- cambiamento della potenza di corto circuito
- cambiamento delle ripercussioni sulla rete

### **2.1.1 Inversione della direzione del flusso di energia**

L'immissione decentralizzata può provocare l'inversione del flusso di energia. La direzione del flusso di energia si inverte se l'attuale potenza di immissione supera la potenza di consumo. Questo interessa in particolar modo le linee del livello di rete 7, ma attraverso la reimmissione tramite trasformatori può avere effetti anche sul livello di rete 5.

**Mantenimento della tensione:** l'inversione della direzione del flusso di energia provocata dall'immissione decentralizzata influisce sulla tensione sul punto di immissione. Generalmente avviene un aumento della tensione. A seconda della punta di carico e di produzione, le variazioni di tensione presso il cliente diventano decisamente maggiori. È eventualmente possibile che la banda di tensione consentita<sup>2</sup> non possa più essere rispettata in ogni situazione. Questo effetto può essere amplificato da una distribuzione non omogenea degli impianti di autoproduzione sulle tre fasi.

**Sicurezza sul lavoro:** quando si lavora su parti di rete occorre ricordare che attraverso gli impianti di produzione decentralizzati sono possibili reimmissioni e che quindi non è più sufficiente una messa fuori servizio solo da un lato.

**Protezione:** attraverso l'allacciamento di impianti di autoproduzione, nella rete sono presenti nuove fonti di energia elettrica in grado di alimentare anche eventuali guasti alla rete. In caso di guasto sia la rete che l'impianto di produzione decentralizzato possono generare una corrente di corto circuito o una corrente di guasto. Questo va considerato al momento della realizzazione dei concetti di protezione per la rete e l'impianto di produzione. In caso di un guasto nella rete occorre staccare in modo rapido e automatico tutte le fonti che possono fornire corrente di corto circuito pericolosa.

---

<sup>2</sup> EN50160

**Punti di misura:** i produttori di energia elettrica che alimentano in modo decentralizzato necessitano di contatori in grado di misurare il flusso di corrente bidirezionale e la potenza reattiva.

**Regolazione:** oltre alla regolazione oggi comune della stabilità di rete da parte della produzione, la regolazione deve avvenire anche da parte del consumatore. I gruppi di disattivazione possono essere comandati mediante impianti di telecomando centralizzati, le singole immissioni mediante interfaccia di comunicazione. Il concetto di distacco di carico<sup>3</sup> deve essere ampliato su oggetti decentralizzati. Le immissioni decentralizzate devono essere controllabili, quindi riducibili o disattivabili.

### 2.1.2 Aumento di potenza

L'ampliamento della rete di distribuzione a causa di nuovi impianti di produzione di corrente decentralizzati dipende dalla struttura locale della rete e dal grado di potenziamento di tali impianti. In reti con alte densità di carico e quindi con grandi sezioni dei conduttori potenziamenti di rete per collegare gli impianti di produzione decentralizzati non sono necessari o sono necessari solo limitatamente. In zone rurali l'allacciamento alla rete è più dispendioso. In particolare centri rurali lontani da zone edificate dispongono di un allacciamento alla rete dimensionato spesso solo a una potenza prelevabile inferiore a 10 kVA. Dotando di impianti fotovoltaici grandi superfici o creando impianti di produzione a biogas, **la potenza di riconsegna massima supera di molto la potenza di prelievo ammessa**. Diventeranno necessari ampi potenziamenti di rete.

La **pianificazione e il dimensionamento a lungo termine della rete** vengono rese difficili con la realizzazione di impianti di produzione decentralizzati. Da un

---

<sup>3</sup> Underfrequency Load Shedding UFLS

lato la rete di distribuzione deve essere dimensionata secondo la potenza di acquisto, dall'altro secondo la potenza di riconsegna. Anche se più impianti di riconsegna vengono allacciati in tempi diversi, occorre garantire che non risultino configurazioni di rete inefficienti. Ciò non viene tenuto in considerazione con la legislazione attuale per i costi computabili. Al momento dell'allacciamento del primo impianto di produzione, nella pianificazione della rete il gestore della rete deve tenere in considerazione solo questo impianto o deve includere ulteriori potenziali impianti? Spesso per ogni allacciamento alla rete occorre prevedere numerose varianti con diversa potenza di produzione e diversi punti di allacciamento alla rete.

Con l'ingresso di nuovi attori del mercato (mediante aggregazione) o con nuovi modelli tariffari la situazione di carico nella rete di distribuzione può modificarsi fortemente. Il gestore della rete di distribuzione deve verificare gli effetti nel dettaglio, affinché non si presentino stati di rete non consentiti (sovraccarico o violazione dei limiti di tensione).

### **2.1.3 Cambiamento della potenza di corto circuito**

Per via del crescente impiego di impianti di autoproduzione, la corrente di corto circuito delle reti subisce un aumento pari alla corrente di corto circuito dell'impianto di autoproduzione, in particolare nei pressi del punto di consegna. In base al tipo di impianto utilizzato, la corrente di corto circuito può aumentare esiguamente, come nel caso degli inverter, o moltiplicarsi, come nel caso degli alternatori sincroni. Se in una rete vengono utilizzati diversi impianti di questo tipo, in determinate parti dell'impianto si possono superare i valori di dimensionamento o rendere necessarie misure di contenimento. Tali misure variano a seconda della forma e della struttura della rete, dei punti di allacciamento degli impianti di autoproduzione e del numero di impianti e potenze allacciate.

In caso di guasti può potenzialmente verificarsi un esercizio con rete in isola, con il pericolo che la potenza di corto circuito esistente non sia più sufficiente per uno spegnimento sicuro. Ne possono conseguire danni a persone e cose.

#### **2.1.4 Cambiamento delle ripercussioni sulla rete**

Il gestore della rete di distribuzione è tenuto a rispettare la qualità della rete stabilita dalla norma EN 50160. Il ricorso a impianti di autoproduzione decentralizzati con produzione stocastica (fotovoltaici, eolici) nei livelli di rete da 5 a 7 influisce sulla qualità dell'approvvigionamento in funzione del loro numero e della potenza allacciata. Le possibili ripercussioni sono:

- **variazioni della tensione** causate da variazioni della potenza delle utenze e degli impianti di produzione sulla rete.
- **flicker** è la percezione soggettiva delle variazioni di luminosità. La causa è rappresentata dalla variazione temporanea del valore effettivo della tensione di fornitura nella fascia 10 Hz.
- **armoniche** sono dovute principalmente alle utenze e ai produttori con componenti elettronici di potenza. Le armoniche costituiscono un problema in crescita in quanto generano risonanze, sovraccarichi, malfunzionamenti e perdite sia negli strumenti operativi di rete che negli apparecchi allacciati.
- **potenza reattiva**: gli impianti di autoproduzione decentralizzati e anche numerose utenze vengono spesso collegati alla rete di distribuzione per mezzo di inverter. Questi componenti elettronici di potenza aumentano la componente capacitiva, aumentando ulteriormente la tensione sulla rete.
- **cali di commutazione**: cali di breve durata nell'ordine di millisecondi sono caratteristici dell'esercizio di convertitori collegati in rete.

- **ripercussioni sulla trasmissione del segnale:** con le capacità/induttanze le utenze o i produttori possono formare sulla rete circuiti oscillanti in grado di disturbare gli impianti di telecomando centralizzato ad audiofrequenza, soprattutto in caso di risonanza.
- **le asimmetrie** possono verificarsi con maggiore frequenza, soprattutto negli allacciamenti monofase di impianti di autoproduzione.

## 2.2 Misure per far fronte alle ripercussioni

Le ripercussioni principali tra quelle descritte sono le **variazioni di tensione e potenza**. Le misure descritte si concentrano pertanto su queste ultime.

Le seguenti misure sono già disponibili. Entrano in gioco in diversi punti topologici della rete elettrica.

- presso i produttori di corrente decentralizzati:
  - regolazione della potenza reattiva
  - limitazione della produzione di corrente
- a livello di rete 7 (ed eventualmente a livello di rete 5):
  - potenziamento convenzionale della rete, rafforzamento delle linee
  - interconnessione
- a livello di rete 6:
  - potenziamento convenzionale della rete, rafforzamento dei trasformatori
  - trasformatori di rete locali regolabili

In futuro acquisteranno importanza anche altre misure, tra cui:

- il comando dinamico dei carichi
- l'accumulo di energia
- la regolazione ad ampio raggio

### **2.2.1 Potenza reattiva regolabile**

L'inversione della direzione del flusso di energia causata dalle immissioni decentralizzate influisce sulla tensione del punto di immissione. La potenza reattiva dell'impianto di produzione deve essere regolabile al fine di poter ridurre gli aumenti di tensione e compensarne le oscillazioni.

**Valutazione, ripercussioni e limiti:** in presenza di problemi potenziali relativi al mantenimento della tensione può essere utile permettere all'impianto di produzione di corrente decentralizzato di regolare la potenza reattiva. Un incremento della potenza reattiva corrisponde a un aumento delle correnti e quindi anche delle perdite elettriche. La regolazione della potenza reattiva è quindi utile soprattutto in reti con un esercizio limitato dal mantenimento della tensione invece che da correnti massime. La regolazione della potenza reattiva è incisiva e utile anche quando la corrente viene prodotta su una derivazione rigida e prelevata su un'altra.

**Disponibilità, esperienze pregresse:** la misura non è ancora applicata in grandi aree in Svizzera, in quanto non si era ancora resa necessaria. In altri Paesi vigono invece già disposizioni in questo senso.

**Costi:** i costi stimati con molta approssimazione sono pari a 20 CHF/kVA o, in altre parole, circa al 10% dei costi dell'inverter dell'impianto di produzione.

**Condizioni generali:** l'impianto di produzione decentralizzato non è di proprietà del gestore della rete di distribuzione. Per poter comunque comandare la potenza reattiva per la rete elettrica è necessaria una regolamentazione tramite un contratto di allacciamento alla rete.

### **2.2.2 Limitazione dell'immissione di corrente**

In situazioni estreme la produzione di corrente va limitata. Questa limitazione può essere attivata automaticamente sul posto o comandata a distanza. Una limitazione della potenza comandata a distanza presuppone che l'impianto di produzione disponga di un'apposita interfaccia. Gli impianti possono però anche essere costruiti in modo tale da limitare la potenza erogata al superamento di una certa tensione o frequenza. Affinché gli impianti non reagiscano tutti contemporaneamente, causando eventualmente altri problemi di stabilità, il momento della commutazione deve rientrare in una finestra temporale definita, oppure la regolazione deve essere continua.

**Valutazione, ripercussioni e limiti:** a grandi linee, nel caso di applicazione tipico degli impianti fotovoltaici in Svizzera, una limitazione al 70% della potenza massima corrisponde a una perdita di energia massima del 5%.

**Disponibilità, esperienze pregresse:** la misura non è ancora applicata in Svizzera in quanto non si è ancora resa necessaria. In altri Paesi invece viene già messa in pratica (si veda ad esempio la gestione delle immissioni in Germania).

**Costi:** i costi sono generati dal comando a distanza, dall'integrazione nel sistema di comando e dalla mancata produzione.

**Condizioni generali:** oltre a un apposito contratto di allacciamento alla rete, per il comando a distanza è necessaria una comunicazione dati. In alternativa la reimmissione può essere limitata a un valore minimo.

### **2.2.3 Potenziamento convenzionale della rete**

Questa misura consiste nella realizzazione di linee parallele o nell'incremento della sezione delle linee. È così possibile trasferire una potenza maggiore e il

calo della tensione si riduce. A seconda del diametro dei tubi all'intero dei quali sono posati, i cavi possono essere sostituiti senza onerosi interventi sotterranei. Se le linee scorrono sotto blocchi di copertura o in manicotti, gli scavi sono inevitabili. La posa di linee parallele può avvenire sullo stesso tracciato. Le linee aeree possono essere sempre convertite con linee con sezioni maggiori.

Il potenziamento comporta l'integrazione di trasformatori con potenze maggiori o di trasformatori aggiuntivi. A seconda delle dimensioni della stazione, anche questi devono essere ampliati in base all'immissione allacciata.

In alternativa l'impianto di autoproduzione può essere allacciato a un punto di allacciamento alla rete alternativo (come una stazione di trasformazione o una cabina di distribuzione dei cavi) attraverso linee separate.

**Valutazione, ripercussioni e limiti:** il potenziamento convenzionale della rete rappresenta finora la misura più importante. Un potenziamento delle linee e dei trasformatori risolve la maggior parte dei problemi tecnici, soprattutto quelli legati al mantenimento della tensione e agli aumenti di potenza. Le ripercussioni sulla rete illustrate al paragrafo 1.4 non vengono eliminate ma ridotte. Il potenziamento della rete nell'ambito della distribuzione è sempre una soluzione puntuale e locale.

**Disponibilità, esperienze esistenti:** il potenziamento convenzionale della rete è uno dei compiti principali dei gestori di reti di distribuzione. Di conseguenza le tecnologie sono affermate ed esiste un ampio bagaglio di know-how ed esperienze.

**Costi:** i dettagli dei costi dipendono dalla situazione concreta. Con approssimazione si possono prevedere 300 - 600 CHF/kVA. In parte si possono sfruttare sinergie con risanamenti della rete già in programma e sostituzioni dovute all'invecchiamento. I costi di esercizio sono relativamente contenuti.

**Condizioni generali:** è sensato potenziare la rete in concomitanza con altri interventi edilizi. In questo modo si possono sfruttare le sinergie (costi, carichi, permessi).

## 2.2.4 Interconnessione

L'esercizio interconnesso a livello di rete 7 e/o 5 può aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento, il mantenimento della tensione, la potenza di corto circuito e, in parte, il carico in una rete di distribuzione alle utenze rispetto a una rete puramente a stella.

**Sicurezza dell'approvvigionamento:** l'interconnessione crea in parte reti conformi al criterio di sicurezza n-1.

**Il miglior mantenimento della tensione e la maggior potenza di corto circuito** sono il risultato dei cavi di alimentazione aggiuntivi.

**L'aumento del carico (delle utenze)** viene agevolato a) dalla miglior distribuzione dei carichi sui cavi di alimentazione in caso di distribuzione irregolare dei carichi sulle singole linee e b) dal fattore di contemporaneità più basso per via del maggior numero di utenze.

Gli effetti positivi emergono in parte anche con un'immissione decentralizzata: **un miglior mantenimento della tensione, una maggior potenza di corto circuito e una miglior distribuzione** dei carichi o dell'immissione sul numero maggiore dei cavi di approvvigionamento si ottengono anche con un'immissione decentralizzata.

Il **fattore di contemporaneità** dell'immissione decentralizzata non viene tuttavia ridotto.

All'aumento dell'immissione decentralizzata, l'interconnessione può quindi risolvere alcuni problemi di mantenimento di tensione e di potenza di corto circuito, pur contribuendo poco all'incremento della potenza di produzione allacciabile. L'interconnessione comporta quindi un leggero aumento dei

requisiti in materia di protezione e di esercizio della rete e dei costi di investimento.

### **2.2.5 Trasformatori di rete locali regolabili**

Trasformatori di rete locali con regolazione della tensione permettono di reagire automaticamente allo stato operativo nella rete di distribuzione. In questo modo la banda di tensione utilizzabile si ingrandisce puntualmente.

**Valutazione, ripercussioni e limiti:** questa soluzione funziona in modo ottimale se sono allacciati pochi clienti finali equivalenti. Non appena sulle diverse linee si trovano stati differenti, l'impiego è limitato. Si tratta ad esempio del caso in cui su una linea viene prodotta corrente mentre su un'altra viene prelevata. L'impiego è altrettanto limitato se le distanze di linea sono molto diverse.

**Disponibilità, esperienze esistenti:** da poco sono disponibili trasformatori regolati in tensione per il livello di rete 6. Non sono disponibili esperienze di lunga durata.

**Costi:** con approssimazione si prevedono costi aggiuntivi di 40 CHF/kVA o, in altre parole, i costi dei trasformatori raddoppiano. Una futura produzione di massa potrebbe ridurre i costi.

**Condizioni generali per la regolazione ad ampio raggio (v. 2.8):** per la regolazione ottimale occorre misurare la tensione sui punti nevralgici (in modo remoto) e trasmettere i dati per la regolazione dei trasformatori (comunicazione dati).

### **2.2.6 Comando dinamico dei carichi**

Il comando di carichi posticipabili o disattivabili o il nuovo Demand Side Management sono già conosciuti e sono realtà già da molto tempo per boiler, pompe di calore, riscaldamento elettrico ecc. L'obiettivo è sempre stato lo spostamento temporale di consumi in periodi di carico debole.

L'obiettivo del comando del carico passa quindi dal livellamento della potenza alla raccolta di produzione stocastica locale. La distribuzione di altri carichi comandabili presuppone costi elevati ed è possibile prevalentemente nel settore della tecnologia di raffreddamento. Presupposti per il comando di carichi sono modelli di prezzi di corrente flessibili, la disponibilità dei clienti e gli incentivi economici.

Il futuro pooling di piccoli carichi per prestazioni di servizio relative al sistema solleva il problema di fattore trainante e utente, commercializzazione o gestore della rete. La questione è se questi piccoli carichi debbano essere utilizzati esclusivamente per la stabilizzazione del livello di rete 7.

La regolazione dei carichi deve avvenire localmente, in coordinazione con la carica e la scarica di accumulatori e con la produzione decentralizzata. Una soluzione per il futuro può essere un'autoregolazione tramite un prezzo di utilizzo della rete molto volatile.

### **2.2.7 Accumulo di energia**

L'accumulo di energia può rappresentare una parte fondamentale di una futura smart grid. Gli accumulatori posizionati nella rete di distribuzione possono essere impiegati per ottimizzare l'utilizzo della rete, livellando i picchi di carico o di produzione di impianti di produzione decentralizzati. In questo modo lo scambio di potenza dai livelli di rete superiori può essere minimizzato. A seconda della situazione locale di carico della rete, gli accumulatori di energia

possono rappresentare una soluzione alternativa al potenziamento della rete. Oltre all'impiego descritto riferito alla potenza, in relazione all'integrazione nella rete di produzione decentralizzata gli accumulatori di energia possono fornire anche un contributo al mantenimento della qualità della tensione<sup>4</sup>. Inoltre in caso di impianti fotovoltaici con una grande capacità installata, un'interruzione della produzione, causata ad es. da nuvolosità, può provocare variazioni di tensione in un'area della rete di distribuzione. Queste possono essere compensate mediante un accumulatore di energia, soddisfacendo così i requisiti relativi a qualità della tensione.

Gli accumulatori non trovano impiego solo con orientamento alla rete come parte integrante di una smart grid, ma anche con orientamento al mercato nello smart market. Dal punto di vista della regolamentazione la sfida che si presenta è quindi che le future condizioni generali per l'accumulo di energia consentano una combinazione sensata di approccio orientato alla rete e al mercato.

A seconda della tecnologia di accumulo impiegata, il limitato grado di efficacia provoca perdite di energia elettrica.

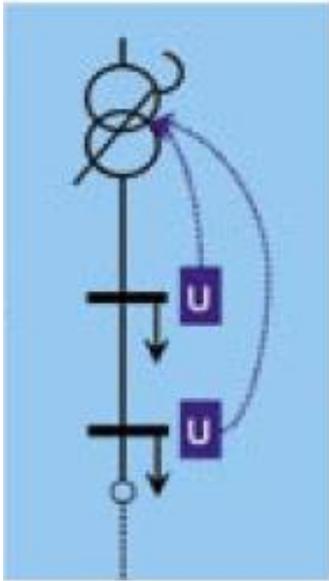
### **2.2.8 Regolazione ad ampio raggio**

Nelle reti odierne la tensione viene regolata «convenzionalmente» con regolatori di tensione ai livelli di rete 2 e 4. Per la regolazione, la tensione viene misurata «localmente» sulla sbarra collettiva interessata con trasformatori di tensione. A seconda dell'impiego viene misurata anche la corrente in modo che si possa tenere in considerazione la caduta della tensione sulle linee. Nel regolatore di tensione viene poi immessa l'impedenza della linea su cui deve essere compensata la caduta di tensione. Una simile regolazione però è adatta

---

<sup>4</sup> Rispetto dei requisiti di EN 50160 e di DACHCZ - Regole tecniche per la valutazione delle perturbazioni della rete

solamente se il flusso di corrente va dalla stazione di smistamento verso il consumatore. Al livello di rete 6 invece vengono impiegati trasformatori fissi.



Se nella rete sono presenti immissioni decentralizzate, la tensione viene aumentata presso il punto di immissione e può quindi verificarsi che la tensione per il consumatore sia maggiore di quella sulla barra colletttrice. Per mantenere costante la tensione in tutta la rete ai livelli di rete 3 e 5 si può impiegare una regolazione ad ampio raggio. Con essa la tensione effettiva non viene più misurata sulla barra colletttrice del livello di tensione interessato, ma nella rete in determinati nodi del livello di tensione interessato. La tensione misurata viene poi ricondotta mediante un

mezzo di comunicazione adeguato al regolatore di tensione nella stazione di smistamento. Questa soluzione presenta il vantaggio che la tensione può essere regolata e mantenuta anche nelle vicinanze del consumatore e non solo sulla barra colletttrice nella centrale elettrica.

Per mantenere sempre costante la tensione al livello di rete 7, si possono impiegare trasformatori di rete locali ulteriormente regolabili, come descritto sopra, anche presso il consumatore.

## 2.3 Comunicazione dati

Diverse misure per la gestione della «sfida dell'immissione decentralizzata» richiedono soluzioni di comunicazione dati. Si considerano i seguenti mezzi o una combinazione degli stessi:

- PLC (Power Line Communication),  
tipicamente per il collegamento componenti – concentratore di dati
- Reti di dati che si basano su fibre ottiche o rame,  
tipicamente per il collegamento concentratore – centro dati (Backbone)
- In alternativa ai collegamenti via cavo localmente sono possibili soluzioni radio o GPRS/UMTS/LTE

Criteri importanti per la scelta della tecnologia sono cicli di vita, protezione degli investimenti (futuro sviluppo), funzionalità, know-how, costi, sicurezza, standard industriali, interoperabilità e manutenzione, oltre a esigenze e compatibilità ambientale. Occorre inoltre prestare particolare attenzione alla sicurezza dei dati (riservatezza, integrità, disponibilità).

Larghezza di banda, tempo di latenza, jitter e Bit Error Rate sono meno critici.

Le soluzioni disponibili soddisfano perlopiù i requisiti:

- quantità di dati: i sistemi di comunicazione esistenti trasportano già oggi grandi quantità di dati
- tempo di latenza: ad eccezione dei sistemi di protezione, attualmente per le soluzioni proposte bastano tempi di risposta da 10 secondi a 1 minuto.

In futuro tuttavia i requisiti delle reti di comunicazione aumenteranno. I requisiti presupposti dalle smart grid alle reti di comunicazione sono diversi rispetto a quelli dello smart metering.

## **2.4 Conclusione e consigli**

L'immissione decentralizzata di corrente nelle reti di distribuzione ha diversi effetti, tra cui i quattro principali sono inversione della direzione del flusso di energia, aumento di potenza, cambiamento della potenza di corto circuito e cambiamento delle ripercussioni sulla rete. L'inversione della direzione del flusso di energia può provocare la violazione delle leggi sulla tensione. Le potenze aumentate possono superare i limiti di dimensionamento della rete di distribuzione. Occorre affrontare questi effetti usando misure adeguate. Oltre al potenziamento convenzionale della rete è possibile introdurre regolazioni intelligenti, sia presso i produttori di elettricità (potenza attiva, potenza reattiva), sia presso i trasformatori di rete locali (regolazione della tensione). I costi dipendono dalle misure scelte. Più semplicemente, regolazioni intelligenti riducono i costi di investimento (capex) e aumentano i costi d'esercizio (opex). La combinazione ottimale delle misure deve essere stabilita caso per caso. Il sistema attuale della computabilità privilegia misure puntuali e locali rispetto a investimenti previdenti, rivolti verso una rete di destinazione identificata e quindi ottimizzati. Le future condizioni generali stabilite per legge dovrebbero portare investimenti «ottimali» per le creazioni di reti. L'evoluzione verso le smart grid avverrà in modo graduale e parallelamente ai cambiamenti dei requisiti, in modo evolucionistico e non rivoluzionario. I cicli di vita sempre più brevi delle nuove tecnologie, quali comunicazione dati e smart metering, rappresentano una sfida per il settore. Pesa il fatto che non esista ancora un punto di vista chiaro e generalmente valido su normalizzazione e standard. Per riuscire a individuare soluzioni ottimali nonostante tutti questi cambiamenti, o proprio in virtù di essi, il legislatore e il regolatore devono accordare sufficiente libertà di azione ai gestori delle reti. Oggi i costi di rete vengono finanziati dai clienti finali a seconda del loro acquisto di energia. Con l'aumento dell'immissione decentralizzata questo modello si allontana sempre più dal principio di causalità. A tale scopo occorrerebbe verificare anche la distribuzione dei costi di rete.

## CAPITOLO 3

### Punto di vista del cliente e smart meter

Maggiore efficienza energetica e riduzione del consumo di corrente sono sulla bocca di tutti. Sono considerate un passo importante verso il completamento della transizione energetica. A tale scopo al consumatore occorrono informazioni sul suo consumo di corrente, che gli potrebbero essere fornite dagli **smart meter**. Secondo il rapporto finale dell'UFE *Valutazione dell'impatto dell'introduzione di «smart meter» in combinazione con «smart grid» in Svizzera*, l'introduzione dello smart metering su tutto il territorio può permettere un risparmio di corrente compreso tra 1,5 e 2,5 mld. di CHF, con spese aggiuntive pari solamente a 1 mld. di CHF. Il presente capitolo analizza questioni relative all'introduzione dello smart metering su tutto il territorio svizzero

#### 3.1 Smart meter – Contatori intelligenti

Gli smart meter sono componenti elettronici dell'interfaccia tra rete elettrica e cliente finale. La loro funzione principale consiste nel misurare l'energia elettrica fornita. La telelettura dei dati misurati è possibile mediante un sistema informatico e di comunicazione. Dopo essere stati correttamente elaborati, questi dati vengono messi a disposizione di diversi utenti e applicazioni. La gamma di tali applicazioni è vasta, spazia da «calcolo dell'energia acquistata» a favore del fornitore di energia, fino a «visualizzazione del flusso di energia» a favore del cliente finale per consentire una migliore efficienza energetica. Gli smart meter dispongono così di un'interfaccia con la rete elettrica per misurare il consumo di corrente e di un'interfaccia per comunicare i dati al sistema centrale. Se il cliente finale deve essere informato direttamente sui dati di consumo, sarà presente un'ulteriore interfaccia per il cliente finale.

### **3.2 Tariffe flessibili, punti di informazione centrali**

Con l'apertura del mercato nel settore energetico e con la forte volontà di risparmiare corrente, i prezzi della corrente verranno sempre più controllati. Di conseguenza molto probabilmente i futuri sistemi tariffari saranno più flessibili rispetto a quelli odierni. Tale flessibilità permetterà inoltre di creare incentivi di mercato per poter reagire correttamente alle situazioni di carico attuali nella rete – produzione minore o maggiore del consumo. Questo implica un requisito per l'intero sistema. Il VSGS ritiene che questi requisiti non debbano essere necessariamente soddisfatti mediante gli smart meter stessi. La tariffazione avviene attraverso il sistema e non, come spesso dichiarato, nel contatore. Nella loro funzionalità di base gli smart meter misurano e trasmettono dati energetici e non dati tariffari. Una visualizzazione in tempo reale delle tariffe flessibili negli smart meter significherebbe un significativo dispendio di comunicazione aggiuntivo, senza valore aggiunto per l'intero sistema.

Le indicazioni dei prezzi devono essere accessibili. La soluzione ideale sarebbe una piattaforma online in cui tutti i gestori di rete e i fornitori di energia trasmettano i loro prezzi attuali. Queste informazioni sarebbero accessibili pubblicamente e potrebbero anche essere consultate automaticamente, in modo che i sistemi di calcolo possano accedervi direttamente. Oltre a una fatturazione più semplice, una simile piattaforma promuoverebbe il confronto e la trasparenza. Sussisterebbe l'opzione di controllare i sistemi di domotica mediante le informazioni sui prezzi.

### **3.3 Requisiti degli smart meter**

In questo capitolo vengono elencati i requisiti minimi degli smart meter secondo il VSGS. Sono stati inoltre identificati requisiti opzionali (non descritti in questa sede). In ambito europeo<sup>5</sup> sono già stati svolti importanti lavori: la Commissione europea ha identificato dieci requisiti principali degli smart meter, che saranno commentati di seguito. La redditività della soluzione impiegata è importante e i requisiti non devono ostacolarla. Questo vale nello specifico per sistemi tariffari e interruzione dell'allacciamento.

#### ***Dati misurati per il cliente finale***

Il cliente finale deve avere accesso ai dati misurati. È lui il proprietario dei dati. Il gestore di rete li amministra come fiduciario. Gli smart meter hanno un'interfaccia verso il cliente finale, che ad es. può essere usata da dei sistemi di Home AreaNetwork (HAN) o InHouseDisplay (IHD). Un'alternativa a un'interfaccia diretta può essere un'interfaccia a livello Web.

#### ***Frequenza di misurazione sufficiente per risparmi energetici***

Gli smart meter supportano gli sforzi verso una migliore efficienza energetica. A tale scopo risulta necessario visualizzare i valori attuali di consumo in tempo reale (ad es. 2 sec.). I valori misurati non devono essere obbligatoriamente memorizzati.

#### ***Telelettura***

È possibile la telelettura dei dati misurati da parte del gestore della misurazione. Per l'energia elettrica la lettura e la memorizzazione dei dati nello smart meter avviene almeno ogni 15 minuti. I valori misurati vengono memorizzati. La trasmissione dei dati (lettura) avviene abitualmente ogni giorno o in caso di

---

<sup>5</sup> European Commission: A joint contribution of DG ENER and DG INFSO towards the Digital Agenda, Action 73: Set of common functional requirements of the SMART METER, October 2011

necessità (on-demand). Possono venir trasmessi anche i dati misurati di altri mezzi come gas, acqua e riscaldamento.

### ***Comunicazione a due vie***

Si tratta di una funzione chiave per il gestore di rete. Gli interventi sul posto necessari si riducono al minimo. A tale scopo oltre alla trasmissione dei dati misurati è necessario anche un aggiornamento remoto del firmware, una sorveglianza, un allarme e la sincronizzazione oraria.

### ***Frequenza di misurazione sufficiente per la pianificazione della rete***

La frequenza di misurazione è sufficientemente elevata da permettere la pianificazione della rete (a differenza della gestione della rete). Questo non comporta in pratica ulteriori requisiti.

### ***Supporto di sistemi tariffari***

I futuri sistemi tariffari saranno più flessibili di quelli odierni. Da ciò risulta un requisito per l'intero sistema, tuttavia non per gli smart meter stessi: vengono misurati e trasmessi i dati energetici, non i dati tariffari.

### ***Interruzione dell'allacciamento***

L'allacciamento può essere disattivato sia sul posto, sia in modo remoto. Possibili impieghi sono ad esempio la disattivazione in caso di fornitura energetica o di potenza troppo elevata, fatture non pagate, emergenze tecniche sulla rete ecc. Al momento dell'accensione e della disattivazione occorre rispettare le indicazioni di sicurezza. Il cliente viene informato (disattivazione). L'effettiva riattivazione avviene sul posto da parte del cliente. Questa funzionalità facilita ad esempio i traslochi (nessun prelievo in locali vuoti).

### ***Protezione dei dati***

I requisiti per la protezione dei dati sono soddisfatti e le leggi rilevanti sono rispettate. È possibile solo un accesso autorizzato.

***Rilevamento e impedimento di abusi***

Gli smart meter sono costruiti in modo tale da permettere il rilevamento di manipolazioni. Tentativi di manipolazione fanno scattare un allarme.

***Flusso di corrente in entrambe le direzioni***

La misurazione funziona per entrambe le direzioni di corrente (importazione, esportazione). In questo modo viene supportata anche l'immissione decentralizzata di corrente.

Oltre a questi requisiti stabiliti dalla Commissione europea, in Svizzera gli smart meter devono soddisfare obbligatoriamente ulteriori requisiti:

***Sostituzione del telecomando centralizzato***

I sistemi smart meter o le smart grid devono essere in grado di sostituire le funzionalità dei telecomandi centralizzati attualmente in uso.

***Plug and play***

Gli smart meter devono essere plug and play dal punto di vista tecnico del sistema e dell'installazione.

***Consumo energetico***

Il consumo energetico degli smart meter (incluso i sistemi collegati) deve essere minimo.

***Basati su standard***

Gli smart meter e le loro interfacce soddisfano standard riconosciuti. Il protocollo di comunicazione è preferibilmente IP.

***Condizioni generali***

- Sono possibili procedure di controllo statistiche.

- Gli smart meter sono disponibili, ora e in futuro.
- Almeno due fornitori offrono una soluzione interoperabile.

### **3.4 Valutazione delle funzionalità presenti**

I membri del VSGS hanno proposto nove progetti che sono stati valutati secondo i requisiti conformi al paragrafo 3. La seguente tabella per ciascun progetto indica il grado di soddisfazione dei singoli requisiti. In generale è possibile sostenere quanto segue:

- I requisiti della Commissione europea sono stati perlopiù soddisfatti o soddisfatti quasi completamente.
- Apparentemente i requisiti più facili da soddisfare sono frequenza di misurazione sufficiente per la pianificazione della rete e supporto di sistema tariffari flessibili. Questo non sorprende, in quanto il supporto di tariffe flessibili è un requisito per l'intero sistema e non per gli smart meter.
- Il requisito più difficile da soddisfare o non (ancora) implementato è l'accesso ai dati misurati da parte del cliente finale a una velocità sufficiente per consentire risparmi energetici.
- Gli altri requisiti risultano più difficili da soddisfare a livello svizzero, in particolare la funzionalità plug and play e le condizioni generali.
- Poco più della metà dei progetti (cinque su nove) hanno soddisfatti in media in modo elevato, ovvero hanno soddisfatto e soddisfatto quasi completamente i requisiti.

Nello specifico i requisiti sono stati soddisfatti come risulta dalla tabella sottostante.

Soddisfazione dei requisiti	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	Media
Dati misurati per il cliente finale	3	3	1	2	1	2	3	1	1	1.89
Frequenza di misurazione sufficiente per risparmi energetici	4	4	4	1	1	1	1	4	1	2.33
Telelettura	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1.67
Comunicazione a due vie	2	1	3	1	1	1	2	3	3	1.67
Frequenza di misurazione sufficiente per la pianificazione della rete	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1.11
Supporto di sistemi tariffari	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1.11
Interruzione dell'allacciamento	4	1	4	1	1	1	1	1	1	1.67
Protezione dei dati	2	3	1	1	3	1	1	1	1	1.56
Rilevamento e impedimento di abusi	1	1	2	1	1	1	4	1	1	1.44
Flusso di corrente in entrambe le direzioni	1	1	4	1	1	1	1	1	1	1.33
Sostituzione del telecomando centralizzato	4	1	3	2	2	2	3	3	2	2.44
Plug and play	4	4	3	2	2	2	4	2	3	2.89
Consumo energetico			3	2	1	2	3	1	1	1.86
Basato su standard	1	4	3	3	2	2	1	4	3	2.56
Condizioni generali	1	4	3	3	3	3	4	3	2	2.89
Media	2.3	2.2	2.5	1.7	1.5	1.5	2.1	1.9	1.4	1.96

Legenda: 1=soddisfatto, 2=soddisfatto quasi completamente, 3=appena soddisfatto, 4=non soddisfatto

	<b>Commento alla soddisfazione del requisito</b>	<b>Ø</b>
<b>Dati misurati per il cliente finale</b>	Perlopiù soddisfatto o soddisfabile, evtl. non implementabile Accesso tramite portale web ma non tramite interfaccia diretta.	<b>1.89</b>
<b>Frequenza di misurazione per risparmi energetici</b>	La metà dei progetti offre accesso ai dati sufficientemente rapido per i clienti finali.	<b>2.33</b>
<b>Telelettura</b>	Soddisfatta bene ovunque, con diversa memoria locale.	<b>1.67</b>
<b>Comunicazione a due vie</b>	Perlopiù soddisfatta Gli aggiornamenti del firmware sono permessi dalla legge.	<b>1.67</b>
<b>Frequenza di misurazione per la pianificazione della rete</b>	Soddisfatta senza problemi.	<b>1.11</b>
<b>Supporto di sistemi tariffari</b>	Soddisfatto nell'intero sistema. Occorre tenere in considerazione la sincronizzazione oraria.	<b>1.11</b>
<b>Interruzione dell'allacciamento</b>	Possibile, non implementabile dappertutto	<b>1.67</b>
<b>Protezione dei dati</b>	Dati perlopiù cifrati. Altri requisiti poco chiari → occorrono chiarimenti. Richieste eccessive potrebbero impedire l'impiego di smart meter o renderlo molto più caro.	<b>1.56</b>
<b>Rilevamento di abusi</b>	Ben soddisfatto.	<b>1.44</b>
<b>Flusso di corrente in entrambe le direzioni</b>	Dipende dallo smart meter impiegato. Soddisfatto con un'eccezione.	<b>1.33</b>
<b>Sostituzione del telecomando centralizzato</b>	Implementato parzialmente, ma perlopiù possibile, spesso con dispositivi aggiuntivi.	<b>2.44</b>
<b>Plug and play</b>	Male. Necessari ulteriori sviluppi.	<b>2.89</b>

<b>Consumo energetico</b>	Non esistono ancora limiti chiari, ma è al centro dei progetti.	<b>1.86</b>
<b>Basato su standard</b>	Parz. proprietario, parz. su base standard. Occorre creare un chiaro modello per gli standard.	<b>2.56</b>

### 3.5 Richieste identificate

I progetti esaminati e la loro valutazione ci hanno permesso di individuare richieste per diversi interlocutori:

legislatore (METAS):

- abbandono della richiesta di tariffazione nel contatore
- approvazione di un metodo di prova statistico per la funzionalità degli smart meter
- consenso agli aggiornamenti del firmware nonostante le disposizioni di taratura

legislatore (protezione dei dati):

- chiarimento della protezione dei dati per consentire un impiego economico degli smart meter

Produttore di smart meter:

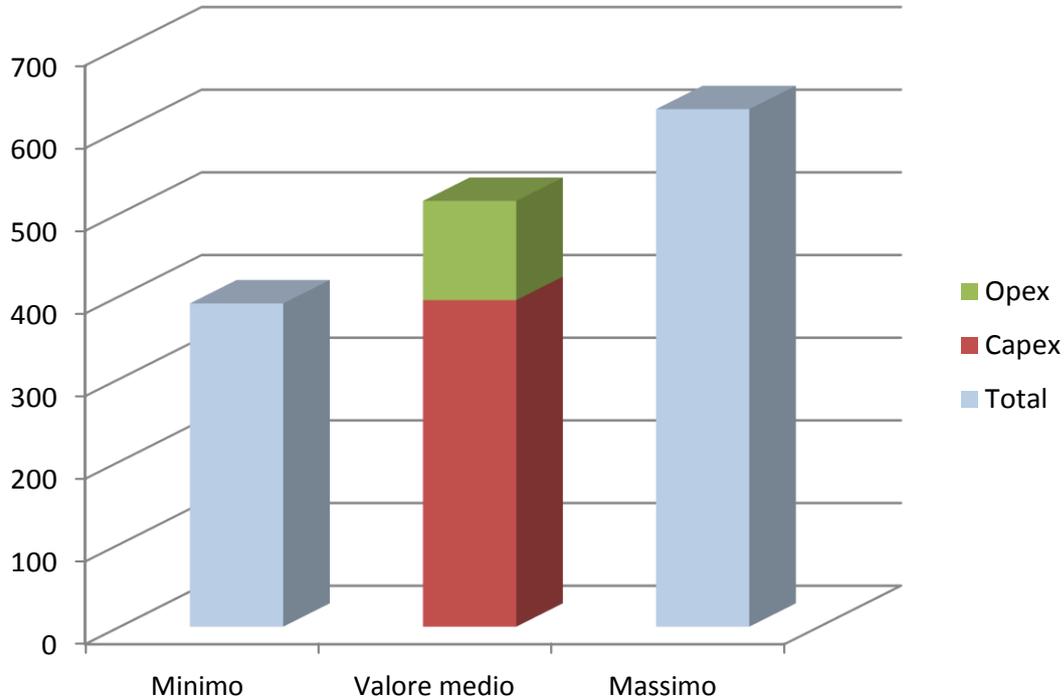
- sviluppo di soluzioni interoperabili
- interfaccia standardizzata per l'accesso diretto da parte del cliente finale
- funzione plug and play

### 3.6 Stima dei costi

Sei membri del VSGS hanno stimato i costi totali per i sistemi di smart metering inseriti nei progetti pilota: lancio più esercizio. Le seguenti tabelle mostrano i valori minimi, massimi e medi. Occorre notare che i valori minimi e massimi sono indicati per ogni riga e non possono quindi essere semplicemente sommati. I costi per ammortamenti straordinari di vecchi contatori sono calcolati per una durata di lancio tipicamente di 5 anni, mentre i costi di esercizio sono indicati per 10 anni. Generalmente si prevede che la vita utile dei dispositivi diventi più breve. La stima dei costi è un calcolo temporaneo che si modificherà costantemente.

	<b>Minimo</b>	<b>Valore medio</b>	<b>Massimo</b>
Contatori e moduli di com.	178	209	286
Installazione	33	122	260
Sistemi IT	13	18	24
Implementazione	0	18	27
Ammortamento straordinario vecchi contatori	10	28	72
<b>CAPEX (Fr. per contatore)</b>	<b>302</b>	<b>395</b>	<b>546</b>
Piattaforma OPEX	23	69	98
Comunicazione OPEX	20	52	106
<b>OPEX (Fr. per contatore, 10 anni)</b>	<b>49</b>	<b>120</b>	<b>185</b>
<b>TOTALE (Fr. per contatore, 10 anni)</b>	<b>391</b>	<b>516</b>	<b>626</b>

**Costi stimati in modo approssimativo in CHF / contatore**



*Costi totali stimati in modo approssimativo in CHF/contatore per un lancio di smart meter durante un periodo di osservazione di 10 anni.*

In termini forfettari per i costi totali è possibile affermare quanto segue:

- lancio ed esercizio per 10 anni provocano costi nell'ordine di 400 – 600 CHF per contatore
- la parte principale di 80 +/-10% dei costi è rappresentata da investimenti (CAPEX)
- la percentuale OPEX ammonta a 10 - 30% o 50 – 180 CHF per contatore

### **3.7 Potenziale di risparmio con gli smart meter**

Un impiego degli smart meter su tutto il territorio permette un aumento dell'efficienza e quindi un risparmio dei costi attraverso l'automazione di diversi processi.

Esempi:

- Con la seconda fase pianificata di apertura del mercato i clienti avranno la possibilità di cambiare fornitore di energia. Gli smart meter permettono lo svolgimento automatico e quindi più rapido di questo processo di cambiamento.
- Oggi il prelievo di corrente con telecomando centralizzato può essere posticipato temporalmente e quindi ottimizzato. A tale scopo gli acquirenti di elettricità vengono suddivisi in gruppi. Gli smart meter consentono di gestire in modo flessibile e individuale lo spostamento temporale.
- Non è più necessaria la lettura manuale degli smart meter e in questo modo viene ottimizzato il processo di meter-to-cash. È possibile un conteggio temporalmente preciso.
- In caso di traslochi può essere ridotto l'intervento personale e amministrativo.

Gli smart meter offrono inoltre possibilità per introdurre nuovi servizi volti ad aumentare l'efficienza energetica.

### **3.8 Punto di vista del cliente**

Fino ad ora non è stato possibile identificare esigenze specifiche relativamente allo smart metering da parte dei clienti. Ricerche svolte in precedenza hanno rilevato un grande potenziale di risparmio che potrebbe essere raggiunto

informando i consumatori. Le ricerche attuali relativizzano questi risultati<sup>6</sup>. Esempi ne sono i display inhome di EKZ<sup>7</sup> e di Vattenfall<sup>8</sup> e i display via Internet di CKW<sup>9</sup>.

Alcuni utenti vedono questo sistema come uno stimolo che aumenta la loro sensibilità nei confronti del consumo energetico, ma solo pochi riescono a ridurre considerevolmente i loro consumi in questo modo. La maggior parte degli utenti dimostra molto interesse all'inizio, ma l'utilizzo scende rapidamente a un livello molto basso. Con i sistemi attuali l'utilizzo da parte dei consumatori risulta limitato. Non esiste nemmeno un solido modello per scaricare i costi di investimento per le aziende distributrici. Futuri impieghi come ad es. la posticipazione dei carichi potrebbero relativizzare questa affermazione.

È incerto se convenga investire in un sistema smart meter con display per la minoranza degli utenti interessati. Eventualmente risultano più adatti altri sistemi, più economici e più semplici da realizzare.

Fino ad ora non è stato possibile rilevare dati relativamente a un eventuale impiego attraverso lo smart metering con tariffe dinamiche, misure di fidelizzazione dei clienti (ad es. VELIX<sup>10</sup>, iSmart<sup>11</sup>, MUNX<sup>12</sup>, e-Vision) o applicazioni Smart Home. A tale riguardo occorre attendere ulteriori ricerche. Un'interfaccia standardizzata con funzionamento in tempo reale rappresenterebbe un'integrazione ideale dello smart meter per le applicazioni Smart Home.

---

<sup>6</sup>S. Gölz et al., Führt Verbrauchsfeedback zu Stromeinsparungen?, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2012, Heft 8, S. 32ff:

<sup>7</sup>[http://www.ekz.ch/content/dam/ekz/umwelt/smartgrid/MM\\_110810\\_Smart%20Metering.pdf.res/MM\\_110810\\_Smart%20Metering.pdf](http://www.ekz.ch/content/dam/ekz/umwelt/smartgrid/MM_110810_Smart%20Metering.pdf.res/MM_110810_Smart%20Metering.pdf)

<sup>8</sup><http://www.golem.de/news/verbraucherschuetzer-erster-smart-meter-grossversuch-in-berlin-gescheitert-1207-93216.html>

<sup>9</sup>[http://www.ckw.ch/internet/ckw/de/medien/news/archiv/2012/smart-metering-einsparungen.-CKWSlot1-0004-File.File.FileRef.pdf/2012-01-05\\_Smart%20Metering-Einsparungen\\_f.pdf](http://www.ckw.ch/internet/ckw/de/medien/news/archiv/2012/smart-metering-einsparungen.-CKWSlot1-0004-File.File.FileRef.pdf/2012-01-05_Smart%20Metering-Einsparungen_f.pdf)

<sup>10</sup>[http://www.ethlife.ethz.ch/archive\\_articles/100510\\_energiesparen\\_kas/index](http://www.ethlife.ethz.ch/archive_articles/100510_energiesparen_kas/index)

<sup>11</sup><http://inergie.ch/thematik/projekte-2/projekte/>

<sup>12</sup><http://munx.ch/de/>

### **3.9 Protezione dei dati con smart meter<sup>13</sup>**

Lo scopo della legge sulla protezione dei dati è di proteggere la personalità e i diritti fondamentali delle persone i cui dati sono oggetto di trattamento.

Effettuando misurazioni ogni quarto d'ora, gli smart meter permettono uno sguardo approfondito nella vita dei clienti privati. Oltre alla Legge federale sulla protezione dei dati (vale per l'azienda distributrice come persona giuridica) esistono anche leggi cantonali sulla protezione dei dati (valgono per gli organi dei Cantoni e dei comuni). Occorre chiarire quale sia la legge sulla protezione dei dati da applicare nel singolo caso.

Il gestore della rete è tenuto a garantire il rispetto delle leggi sulla protezione dei dati personali. Una eventuale piattaforma comune deve rispettare le diverse leggi sulla protezione dei dati da applicare.

Secondo l'Incaricato federale della protezione dei dati e della trasparenza (IFPDT), per la fatturazione non è necessario rilevare valori ogni 15 min. I valori devono essere resi anonimi e riassunti per le previsioni relative al fabbisogno. Per permettere in futuro diversi modelli tariffari con tariffe flessibili riteniamo necessario rilevare i valori ogni 15 min.

La sicurezza dei dati deve essere garantita a diversi livelli:

- tutela contro accesso e lettura da parte di persone non autorizzate
- trasmissione cifrata dei dati, ad es. mediante AES<sup>14</sup>
- concetto dei diritti d'accesso a banche dati

---

<sup>13</sup> Fonte: VSE electrosuisse Bulletin 9 + 10/2011

<sup>14</sup>[http://it.wikipedia.org/wiki/Advanced\\_Encryption\\_Standard](http://it.wikipedia.org/wiki/Advanced_Encryption_Standard)

### **3.10 Lancio di massa**

Per ottenere un lancio di successo sul mercato, la fase preparatoria deve essere molto accurata. A tale scopo è necessario considerare esperienze e risultati ottenuti con progetti precedenti. Se in precedenza non è stato realizzato alcun progetto proprio, occorre scegliere un progetto di esempio che corrisponda alle proprie condizioni. All'inizio della pianificazione è necessario prendere alcune decisioni determinanti. È importante: "In che periodo deve essere realizzato il lancio?". La restante progettazione deve essere coordinata con il periodo prescelto. Per un lancio di massa è importante definire i seguenti punti di riferimento:

- risorse
  - il lavoro viene svolto con personale interno e/o esterno
  - i lavori di installazione vengono integrati nel lancio
  - come può essere garantita la sicurezza sul lavoro
- pianificazione delle risorse umane
  - il luogo di montaggio di un singolo smart meter è già determinato
  - i processi di mutazione vengono automatizzati
  - l'elaborazione mobile dei dati deve essere realizzata solo per un puro svolgimento dell'ordine o anche in caso di emergenza per la lettura
- logistica
  - capacità di produzione e di fornitura e flessibilità del produttore
  - esiste un secondo fornitore
  - ci sono uno o più luoghi di consegna
  - chi si occupa dello smaltimento ecologico
- processi
  - che punto deve raggiungere l'automazione del processo di meter-to-cash

- chi si occupa dei processi di incasso e di cambio di fornitore
- organizzazione
  - chi si occupa della documentazione
  - a chi fa capo l'organismo di vigilanza

### **3.11 Conclusione e consigli**

L'introduzione dello smart metering viene spinta economicamente e politicamente sia in Svizzera che all'estero (Europa). Mentre in Svizzera ci si concentra ancora su progetti pilota, in diversi Paesi in Europa sono già in corso lanci su tutto il territorio. Il gruppo di lavoro «Smartmeter» ha identificato le funzionalità minime degli smart meter. Tariffe flessibili e misurazione della qualità della tensione non sono (obbligatoriamente) una funzionalità degli smart meter stessi, ma dell'intero sistema. Le funzioni di base o minime nei progetti pilota in corso sono perlopiù ben soddisfatte. Attualmente la situazione è negativa ancora relativamente a compatibilità e interoperabilità. Il gruppo di lavoro ha eseguito inoltre una stima approssimativa dei costi dello smart metering: lancio ed esercizio per un periodo di dieci anni costerebbero 400 – 600 CHF per ogni contatore, pari all'80% della quota di investimento.

La valutazione dei sistemi attuali ha permesso la formulazione di richieste per il legislatore e per i fornitori:

- abbandono della richiesta di tariffazione nel contatore
- approvazione di un metodo di prova statistico per la funzionalità degli smart meter
- consenso agli aggiornamenti del firmware nonostante le disposizioni di taratura
- chiarimento della protezione dei dati per consentire un impiego economico degli smart meter

- sviluppo di soluzioni interoperabili
- interfaccia standardizzata per l'accesso diretto da parte del cliente finale
- funzione plug and play

Finora solamente una minima parte dei clienti finali ha dimostrato interesse per i sistemi di smart meter con display. Eventualmente risultano più adatti altri sistemi, più economici e più semplici da realizzare.

La comunicazione dati è una parte importante dei sistemi di smart meter. Sono disponibili diverse soluzioni. Al momento il mercato degli smart meter è in movimento. Mancano chiare condizioni generali stabilite per legge e quindi risulta difficile prendere decisioni sugli investimenti ottimali.

Si può ritenere ragionevole un lancio degli smart meter su tutto il territorio svizzero con le corrispondenti condizioni generali. Secondo il rapporto finale dell'UFE del 5 giugno 2012 ulteriori misure di accompagnamento permetterebbero di risparmiare energia elettrica. È però molto difficile stimarne l'entità. Oltre al risparmio di corrente previsto dall'UFE è possibile automatizzare e quindi ottimizzare diversi processi. I lead time si riducono e i costi diminuiscono. Questo è particolarmente significativo per i processi di cambiamento quando si giungerà al secondo livello di apertura del mercato. Per poter sfruttare il potenziale degli smart meter, le aziende distributrici devono realizzare elevati investimenti per molti anni. A tale scopo occorre chiarire il finanziamento del lancio sul mercato. Fondamentalmente ai clienti finali spetta l'impiego e al gestore della rete spettano i costi, che devono poter essere scaricati mediante computabilità. Se questo parere centrale e le altre condizioni generali saranno soddisfatti, sarà possibile dare il via a un lancio degli smart meter su tutto il territorio.

## CAPITOLO 4

### Verein Smart Grid Schweiz: posizione attuale e consigli

Nell'ultimo capitolo il VSGS prende posizione sul tema smart grid o, meglio, sul tema **smart energy**. Spesso il termine «smart grid» viene usato per indicare indistintamente concetti molto diversi tra loro. Per maggiore chiarezza, noi evitiamo di farlo. Il concetto di «smart energy» abbraccia le tre sottoaree smart grid (in senso stretto), smart metering e smart market. Si prende inoltre posizione su un possibile **lancio dello smart metering** in Svizzera. Da questo punto di vista deve essere chiaro che **lo smart metering non è un presupposto per la smart grid**. Una considerazione di carattere generale può tuttavia essere utile per individuare eventuali sinergie. Un potenziale è offerto ad esempio dalle soluzioni di comunicazione. **La comunicazione dati** ha infatti una rilevanza estrema, in quanto costituisce la base sia della smart grid che dello smart metering.

#### 4.1 Smart energy = smart grid + smart meter + smart market

Il VSGS sintetizza il concetto e la funzionalità della smart grid attorno a quattro grandi temi centrali:

La transizione energetica mette le reti elettriche di fronte a tre sfide decisive che occorre esaminare separatamente.

- A) l'immissione sempre più decentralizzata mette alla prova le reti di distribuzione. Il suo superamento rientra nel campo di responsabilità dei gestori di queste ultime.
- B) è necessario incrementare l'efficienza energetica. Qui è richiesta la collaborazione dei consumatori finali, i cui sforzi sono sostenuti dai gestori delle reti di distribuzione.

C) il mutamento nella produzione di elettricità mette alla prova i relativi fornitori. Per la compensazione di energia e potenza servono strumenti di mercato. La responsabilità ricade principalmente sui gruppi di bilancio rispettivamente sui fornitori di energia.

***Approvvigionamento intelligente di energia elettrica – smart energy***

La transizione energetica implica tre nuove sfide decisive per il settore dell'energia elettrica:

- produzione di corrente e immissione **decentralizzate** nelle reti di distribuzione
- aumento dell'**efficienza energetica** in generale e dell'**efficienza elettrica** in particolare
- il rapido **mutamento** della produzione di corrente nel tempo richiede nuovi strumenti di mercato.

Il fatto che il termine «smart grid» venga spesso utilizzato per indicare indistintamente questi tre punti nettamente diversi ostacola la discussione e la ricerca di soluzioni. I mezzi necessari a superare queste sfide sono da individuare nei settori dei diversi attori coinvolti. Il chiaro parere del VSGS è pertanto che queste sfide debbano essere, nel limite del possibile, considerate separatamente. Il termine «smart grid» non dovrebbe riunire tutte le soluzioni intelligenti nel settore dell'approvvigionamento energetico. Per questo esistono definizioni migliori come, ad esempio, «smart energy».

***A) Immissione decentralizzata – smart grid***

Per molti decenni la corrente è stata fundamentalmente prodotta in maniera centralizzata in grandi centrali e quindi convogliata ai consumatori finali decentralizzati attraverso reti di trasporto e di distribuzione concepite per la fornitura. Ora la corrente viene prodotta in modo decentralizzato da un numero sempre maggiore di piccoli impianti e immessa direttamente nelle reti di distribuzione. La Strategia energetica 2050 della Confederazione sostiene attivamente questa evoluzione. L'immissione decentralizzata di corrente pone le reti di distribuzione davanti a grandi sfide quali l'inversione dei flussi di energia, l'aumento dei carichi e la maggiore complessità tecnica. Oltre a queste ripercussioni a livello tecnico, in assenza di misure adeguate si registrano effetti sulla sicurezza delle persone e dell'approvvigionamento. Il cambiamento delle condizioni generali influisce in modo prolungato nel tempo sul potenziamento e l'esercizio delle reti di distribuzione. Il VSGS fa ricadere la responsabilità del superamento di queste sfide sui gestori delle reti di distribuzione.

***B) Efficienza elettrica – smart meter***

L'incremento dell'efficienza energetica in generale e dell'efficienza elettrica in particolare è una colonna portante della Strategia energetica 2050 della Confederazione. Il VSGS sostiene questo approccio. Per via della crescita demografica prevista e delle sostituzioni, il mantenimento del consumo complessivo di corrente a un livello costante è già ora possibile solo con grandi sforzi. Una riduzione appare improbabile. La responsabilità del consumo di corrente e dell'efficienza elettrica ricade sul consumatore finale che, per poter rendersi conto di questa responsabilità, ha bisogno di informazioni relative al consumo attuale e alle possibilità di ottimizzazione. Il VSGS sostiene questi sforzi. In condizioni generali adeguate viene caldeggiata un'introduzione su tutto il territorio di smart meter (sussidiarietà). Gli smart meter, incorporati in soluzioni di comunicazione idonee, permettono, oltre all'acquisizione dei dati, anche di informare il consumatore finale.

**C) Mutamento della produzione di corrente – smart market**

La produzione di elettricità dall'energia solare ed eolica offre il vantaggio di utilizzare fonti rinnovabili. Queste fonti dipendono tuttavia dalle condizioni meteorologiche e possono quindi variare molto nel tempo. Diventa più difficile fare stime sulla produzione. L'approvvigionamento di energia elettrica dipende da un equilibrio costante tra la produzione e il consumo di corrente.

Questo equilibrio energetico «produzione=consumo » e, di conseguenza, la stabilità della frequenza devono essere assicurati principalmente a livello sovraregionale. Dinnanzi all'aumento della quota di produzione stocastica e fluttuante, al fine di garantire l'equilibrio tra domanda e offerta si rendono necessari nuovi strumenti (di mercato). Consumatori finali verranno coinvolti maggiormente in questi strumenti. Si possono prefigurare tariffe per l'energia flessibili per i consumatori finali o anche per gli accumulatori di energia. A seconda del meccanismo di incentivazione, la produzione di corrente sovvenzionata può influire negativamente sull'andamento del mercato. Secondo il VSGS la responsabilità della compensazione energetica in Svizzera ricade in ultima istanza su Swissgrid. Se il mercato viene meno, la sicurezza dell'approvvigionamento è a rischio. I gestori delle reti (di distribuzione) sostengono quindi l'assicurazione della compensazione energetica anche se forniscono principalmente capacità di trasporto e distribuzione.

## **4.2 Lancio dello smart metering**

Il VSGS è fondamentalmente a favore di un'introduzione dello smart metering su tutto il territorio svizzero. L'attuazione concreta da parte dei gestori delle reti dovrebbe avvenire sotto la loro responsabilità (sussidiarietà), sostenuta da condizioni generali adeguate stabilite per legge. Il VSGS ha identificato le funzionalità minime di cui devono essere in possesso gli smart meter. La soluzione di base dotata di questa funzionalità minima deve essere finanziata dai clienti finali sulla base di computabilità. Una finestra temporale ragionevole prevede 10 anni per il lancio dell'80% degli smart meter altri 20 anni per il restante 20%.

Nel suo rapporto finale del 5 giugno 2012, intitolato *Valutazione dell'impatto dell'introduzione di «smart meter» in combinazione con «smart grid» in Svizzera*, l'UFE ha esaminato a sua volta la possibilità di introdurre ovunque gli smart meter. Il rapporto mostra che un'introduzione a tutto campo sarebbe redditizia dal punto di vista dell'economia pubblica: da qui al 2035, i costi per gli apparecchi e l'installazione genererebbero spese aggiuntive pari a 1 mld. di CHF, a fronte di un risparmio di corrente da parte dei clienti finali compreso tra 1,5 e 2,5 mld. di CHF.

Il VSGS accoglie positivamente queste indagini. Il documento offre una base preziosa per la discussione sugli effetti di un lancio su tutto il territorio. Il VSGS considera critici i costi indicati, in particolare ritiene troppo ridotti i costi per la comunicazione. I requisiti minimi citati devono essere verificati. Ad esempio la «ricezione di informazioni rilevanti sulle tariffe» e il «rilevamento delle interruzioni e della qualità della tensione» non rientrano in questi requisiti. Gli effetti di risparmio di corrente previsti vengono valutati come eccessivi. Un impiego su tutto il territorio offre vantaggi tramite l'ottimizzazione dei processi,

specialmente del meter-to-cash. Occorre lavorare ancora sulla protezione dei dati, per cui serve una regolamentazione.

I progetti esaminati e la loro valutazione ci hanno permesso di individuare richieste per diversi interlocutori:

legislatore (METAS):

- abbandono della richiesta di tariffazione nel contatore
- approvazione di un metodo di prova statistico per la funzionalità degli smart meter
- consenso agli aggiornamenti del firmware nonostante le disposizioni di taratura

legislatore (UFE):

- regolamentazione della computabilità dei costi per gli smart meter

legislatore (protezione dei dati)

- chiarimento della protezione dei dati per consentire un impiego economico degli smart meter (senza limitazioni e oneri eccessivi)

fornitori di smart meter e sistemi:

- sviluppo di soluzioni interoperabili
- interfaccia standardizzata per l'accesso diretto da parte del cliente finale
- funzione plug and play

## Riepilogo

Il presente Libro Bianco dell'Associazione Smart Grid Svizzera riassume in modo stringente i fondamenti delle smart grid, le reti elettriche intelligenti. La transizione energetica prevista dalla Strategia energetica 2050 del Consiglio federale comporta cambiamenti per le reti elettriche. I tre sostanziali concetti propulsori sono immissione decentralizzata, efficienza energetica maggiorata e produzione variabile di corrente. Essi richiedono soluzioni diverse per diversi settori che confluiscono nella così detta smart energy: smart grid, smart meter e smart market. Tra smart grid e smart market c'è un potenziale conflitto di obiettivi che richiede una regolamentazione.

L'immissione decentralizzata consente di utilizzare le reti elettriche in modo nuovo. Il Libro Bianco inquadra gli effetti di questa immissione decentralizzata in una sistematica chiara e strutturata. Gli effetti principali sono inversione del flusso energetico, incremento di potenza, variazione della potenza di corto circuito e cambiamento delle ripercussioni sulla rete. Gli effetti più importanti sono stati individuati nelle variazioni di tensione e potenza. Tali effetti vanno contrastati prendendo le dovute misure. Già oggi è possibile prendere misure che agiscono su diverse topologie: presso i produttori di corrente decentralizzati regolando la potenza reattiva e limitando la produzione di corrente, a livello di rete 7 tramite convenzionale potenziamento della rete, amplificazioni di linea e interconnessione, a livello di rete 6 tramite convenzionale potenziamento della rete, potenziamento dei trasformatori e trasformatori di reti locali regolabili. In futuro queste misure potranno essere integrate con altre, ad esempio controllo dinamico di carichi, accumulo di energia e regolazione multivoltaggio. Lo sviluppo che porta alla creazione di smart grid avrà luogo gradualmente, in modo evolutivo e non rivoluzionario.

Nel resto di Europa viene promossa caparbiamente l'introduzione dello smart metering. In diversi Paesi si assiste già ad un lancio a livello nazionale mentre in Svizzera l'attenzione del settore è ancora incentrata prevalentemente su progetti pilota. Il Libro Bianco identifica delle funzionalità di base degli smart meter. In questo contesto, tariffe flessibili e misurazione della qualità della tensione non sono necessariamente delle funzionalità degli smart meter stessi quanto piuttosto del sistema complessivo. Nella maggior parte dei casi, i requisiti per le funzionalità di base sono ampiamente soddisfatti. I costi per il lancio e la gestione entro un periodo di dieci anni si aggirano approssimativamente intorno a 400 – 600 CHF per contatore. La valutazione di sistemi attuali ha consentito di presentare richieste specifiche sia agli organi legislativi che ai fornitori. Alle dovute condizioni generali, un lancio a livello nazionale di smart meter è considerato opportuno. Lo smart metering non è comunque un presupposto essenziale per le smart grid.