



FIRE

FEDERAZIONE ITALIANA PER
L'USO RAZIONALE DELL'ENERGIA

...

OSSERVAZIONI FIRE AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE ARERA 449/2022/R/EEL

Iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nel D.Lgs. 210/21 e nel D.Lgs. 199/21 in tema di mobilità elettrica

Premessa.....	2
S1. Si condivide l'ambito di interesse delineato? Si ritiene necessario valutare ulteriori aspetti ritenuti rilevanti nell'ambito delle materie inerenti al tema della decarbonizzazione?	3
S3. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito alle attuali principali motivazioni che spingono all'acquisto di veicoli elettrici? Se no, si vogliono segnalare studi alternativi che potrebbero portare a conclusioni diverse?	4
S4. Si condividono le previsioni di aumento al 2030 della domanda di potenza (e in parte di energia) illustrate per i settori considerati in questo capitolo?	5
S5. Si dispone di ulteriori dati o fonti informative che possano essere considerate per integrare tali previsioni, con particolare riferimento anche ai settori qui non considerati?	6
Allegato 1 - indagine FIRE su mobilità elettrica ed elettrificazione	7
Mobilità elettrica	7
Elettrificazione	10
Allegato 2 - valutazioni su un edificio NZEB	13
L'edificio e la sua ristrutturazione	13
I risultati ottenuti	14
Rapporti con la rete di distribuzione elettrica	15
Allegato 3 - impatto sui consumi in fonti primarie delle pompe di calore	18
Allegato 4 - andamento della domanda termica per una rete di teleriscaldamento	20

Premessa

Il documento riporta le osservazioni FIRE sul tema dell'elettrificazione dei consumi nei settori coperti dal DCO. Il tema è di grande importanza nell'ottica del processo di decarbonizzazione e riduzione della dipendenza dall'estero, nonché in relazione agli obiettivi proposti dalla Commissione europea nei pacchetti Fit for 55 e REPowerEU. Si ritiene fondamentale individuare regole che consentano lo sviluppo dell'elettrificazione, eliminando le attuali barriere e favorendo il potenziamento delle infrastrutture necessarie.

La pressione esercitata sulle filiere di soluzioni come quelle per la riqualificazione degli edifici mostra peraltro come, in assenza di programmi di accelerazione della crescita delle industrie di settore e

...

delle relative filiere, i prezzi possano aumentare notevolmente cambiando gli scenari e la raggiungibilità degli obiettivi in modo consistente.

Si ritiene dunque fondamentale intervenire in modo olistico sul sistema energetico, agendo su offerta, domanda e reti. ARERA può senza dubbio svolgere un ruolo fondamentale in questo senso, ma saranno altresì fondamentali provvedimenti legislativi coordinati.

Di seguito le osservazioni FIRE al documento, inclusive dei risultati di un'indagine condotta presso gli associati, di analisi relative a edifici e sistemi esistenti in collegamento all'elettrificazione. Viene inoltre inviato, come documento separato, l'executive summary di uno studio promosso da ENEL e predisposto da FIRE in collaborazione con IEECP contenente proposte legislative per favorire uno sviluppo armonico ed efficace dell'elettrificazione negli edifici.

S1. Si condivide l'ambito di interesse delineato? Si ritiene necessario valutare ulteriori aspetti ritenuti rilevanti nell'ambito delle materie inerenti al tema della decarbonizzazione?

Si ritiene che ARERA abbia fatto un ottimo lavoro e condividiamo l'importanza di una valutazione approfondita e meditata sugli effetti dell'elettrificazione dei consumi per consentirne lo sviluppo massimo nei prossimi anni in ragione dei benefici ambientali, energetici e di altro genere (e.g. sicurezza, comfort, etc.) che tale processo è in grado di apportare. D'altra parte, in assenza di adeguati investimenti sulle reti e sulle tecnologie, nonché sull'informazione degli utilizzatori e su strutture tariffarie in grado di promuovere consumi razionali, questa trasformazione rischia di andare incontro a problemi di vario genere e di subire rallentamenti.

Riteniamo particolarmente importanti gli incontri previsti con i portatori di interesse, cui FIRE è interessata a partecipare.

Per rendere fattibile il processo di elettrificazione previsto dall'attuale legislazione e dalle proposte comunitarie Fit for 55 e REPowerEU suggeriamo inoltre di:

- **Estendere l'attenzione ai sistemi di building automation**, sia in ragione della previsione di incrementare l'intelligenza degli edifici nei prossimi anni, sia in quanto potenzialmente in grado di favorire una gestione efficiente ed efficace dei carichi elettrici nuovi per riscaldamento/raffrescamento, cucina e ricarica elettrica. Tali dispositivi, peraltro, parteciperanno all'incremento della domanda elettrica, sebbene con caratteristiche più continue delle altre utenze considerate nel rapporto.
- **Allargare l'attenzione alla necessità di campagne informative volte a stimolare, negli utenti residenziali in particolare, utilizzi opportuni delle nuove tecnologie di riscaldamento**, sfruttando al meglio l'inerzia degli edifici e, laddove presente, la disponibilità di fotovoltaico diretta o tramite comunità energetica. A tale proposito sarebbe utile approfondire le curve di funzionamento più idonee a garantire efficienza energetica e a evitare un eccesso di carico di picco nelle mattine e nelle sere invernali, ad esempio producendo più calore nelle ore centrali della giornata, superando la temperatura standard dei 20°C per ridurre il carico la sera, oppure promuovendo un uso efficiente delle valvole termostatiche, differenziando ove possibile la temperatura fra i diversi ambienti. In altre

...

parole, **ARERA potrebbe promuovere studi su queste tematiche attraverso la Ricerca di sistema (RdS) o commissionarne a strutture non coinvolte nell'RdS.**

- **Promuovere la diffusione di tecnologie che consentano di gestire i carichi elettrici come le pompe di calore e i sistemi di ricarica in modo da evitare sovraccarichi nelle ore di picco.** Tali tecnologie dovrebbero essere obbligatoriamente installate in tutti i dispositivi commercializzati e **si ritiene indispensabile creare le condizioni per arrivare ad un utilizzo efficace di tali soluzioni nel minore tempo possibile attraverso opportuni progetti dimostrativi ed eventualmente regolamentazioni sperimentali in cui coinvolgere gestori di rete e gruppi di utenti.**
- **Favorire attraverso la regolazione la digitalizzazione delle reti elettriche ed il loro potenziamento** onde evitare che problemi di capacità e stabilità in BT finiscano per creare problemi seri al processo di elettrificazione a causa dell'impossibilità per gli utenti di riscaldarsi, cucinare e ricaricare i propri veicoli in modo adeguato.
- **Promuovere l'adeguamento delle reti di distribuzione interne agli edifici, non solo condominiali, in ragione sia della necessità di avere a disposizione una capacità adeguata a garantire l'elettrificazione dei consumi in tale contesto, sia dei potenziali rischi connessi a reti interne insufficienti.**

S3. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito alle attuali principali motivazioni che spingono all'acquisto di veicoli elettrici? Se no, si vogliono segnalare studi alternativi che potrebbero portare a conclusioni diverse?

Sebbene non siamo a conoscenza di studi in merito alle motivazioni per la scelta delle auto elettriche, sulla base dell'esperienza **personale ci permettiamo di ritenere che vi siano fattori che prevalgano nettamente su valutazioni oggettive come il total cost of ownership (TCO) sia nel residenziale che nei settori produttivi e commerciali.** Spesso le decisioni sono collegate a temi come l'ingombro, il comfort e la silenziosità, le prestazioni, il costo effettivo di acquisto (cosa ben diversa dal costo di listino e legato anche ai modelli di finanziamento proposti dal venditore) o noleggio, la disponibilità di officine di manutenzione e di punti di ricarica, etc. Inoltre è noto da vari studi sulle barriere all'efficienza energetica, fra cui quelli condotti da FIRE negli anni, che molti decisori tengono purtroppo più in considerazione il costo di acquisto iniziale delle tecnologie che non il life cycle cost (LCC) o il TCO, nonostante questo porti a una scelta di investimento errata oltretutto irrazionale.

I veicoli BEV, d'altra parte, risultano particolarmente accattivanti per prestazioni, silenziosità e comfort di guida, oltre a richiedere anche una manutenzione ridotta, come in genere conferma la maggior parte dei soggetti che ne abbiano avuto uno. Al momento i veri ostacoli alla diffusione sono collegati alla disponibilità di colonnine di ricarica, all'autonomia, alla disponibilità di officine di manutenzione e al costo di acquisto in assenza di incentivi.

Riteniamo che ARERA possa operare per favorire una diffusione adeguata dei punti di ricarica, non solo in termini di potenza installata, ma soprattutto di distribuzione territoriale e di copertura della rete autostradale, come giustamente osservato nel DCO e nel farsi portavoce della

...

necessità di promuovere nel tempo e/o di favorire la diffusione di veicoli con capacità vehicle to grid (VtG).

S4. Si condividono le previsioni di aumento al 2030 della domanda di potenza (e in parte di energia) illustrate per i settori considerati in questo capitolo?

Il documento di consultazione ipotizza, in tabella 9 di pagina 47, di arrivare per il 2030 a incrementare la richiesta di potenza per pompe di calore di 9.600 MW (7.000 MW nel settore residenziale e 2.600 MW nel terziario) mentre per la ricarica di auto elettriche in luoghi privati sono previsti 8.200 MW (6.000 MW nelle residenze e 2.200 MW nei luoghi di lavoro).

Lo stato di maturità di questi due obiettivi è molto diverso:

- le pompe di calore contribuiscono, già oggi, al bilancio energetico italiano per circa 2,5 Mtep di calore aerale (per quanto si suggerisce di rafforzare la raccolta dati mirata a costruire il dato statistico); le applicazioni, grazie anche ad incentivi come il superbonus e il conto termico, sono attualmente in forte espansione sia per gli impieghi invernali che per quelli estivi e sono prodotte da molte industrie nazionali;
- le auto elettriche sono in fase iniziale di diffusione pilotata, le vendite dipendono dalla disponibilità di incentivi meno regolari di quelli presenti per gli impianti termici e dalla congiuntura e la presenza delle nostre industrie è ancora limitata.

Questi due obiettivi si appoggiano entrambi alla rete di distribuzione elettrica, alle residenze ed al terziario, ma lo fanno in modalità molto diverse per cui è preferibile mantenere separate le analisi. Gli effetti della somma dei due obiettivi devono tenere conto sia dello stato di partenza attuale, sia dell'evolversi della generazione distribuita, sia di una capacità di accumulo che tenga conto anche delle batterie delle auto.

Nel 2021 il settore residenziale ha assorbito elettricità per 68 TWh, cui corrisponde una potenza media di soli 7.700 MW essendo queste utenze caratterizzate da una non continuità dei carichi. Alla luce di ciò, il fattore di carico, anche non considerando le ore notturne a bassissima domanda, è inferiore al 10% rispetto alla potenza di connessione alla rete di ciascun POD. La somma aritmetica delle previsioni di incremento per 13.000 MW riguarda invece tipologie di carichi che rimangono attaccati per molte ore al giorno. **Questa domanda porterebbe a raddoppiare, specie per i mesi invernali, le funzioni della rete di distribuzione; rete che dovrebbe divenire ben diversa da quella attuale.**

Si ritiene che la presenza di sistemi fotovoltaici dotati di accumulo potrebbe contribuire a ridurre i picchi invernali legati alle pompe di calore modificando le modalità di utilizzo delle stesse in funzione del grado di inerzia dell'involucro edilizio. Sfruttando l'apporto solare nelle ore diurne è infatti possibile ipotizzare di tenere accese le pompe di calore durante il giorno per raggiungere temperature interne superiori ai 20 gradi centigradi, opzione che consentirebbe di evitare il picco serale sfruttando l'inerzia dell'edificio. L'energia solare accumulata di giorno dal sistema e non usata dalla pompa di calore potrebbe essere inoltre usata la mattina per ridurre il prelievo da rete. Oltretutto sfruttare la digitalizzazione per fare gestire a distanza le pompe di calore e altre utenze distaccabili da parte dei gestori di rete, sarebbe dunque possibile promuovere – con

...

campagne informative o strutture tariffarie idonee – modalità di gestione degli impianti termici in grado di ridurre l'impatto sulla rete elettrica di questi dispositivi.

L'evoluzione appare più gestibile nel terziario che, sempre nel 2021, ha assorbito 91 TWh elettrici (cui corrisponde una potenza media di 10.600 MW); l'incremento previsto di 4.800 MW appare meglio gestibile, considerando che vi è già una rilevante penetrazione delle pompe di calore. Eurostat indica infatti nel terziario un consumo di fonte rinnovabile per 2,5 Mtep (29 TWh_t) verosimilmente tutto calore aeraulico prodotto dalle pompe di calore.

Si osserva, infine, che mentre i cittadini ricevono da almeno tre anni suggerimenti ed incentivi perché aumentino la domanda di pompe di calore e auto elettriche, solo di recente le imprese che gestiscono il servizio di distribuzione di elettricità hanno iniziato a presentare le previsioni di investimenti nelle reti nelle loro campagne d'informazione, investimenti che avrebbero dovuto precedere, almeno in parte, gli stimoli alla domanda. **Appare fondamentale evitare il formarsi di sovraccarichi delle reti ed interruzioni del servizio per non togliere credibilità a tutto il processo della transizione energetica e ambientale.**

Sovraccarichi delle reti e sfasamenti temporali fra domanda ed offerta sono situazioni connaturate con le transizioni dei sistemi distribuiti sul territorio, per limitare i rischi che ne derivano appaiono opportune quattro scelte:

- **mantenere una comunicazione trasparente ed efficace fra le reti di distribuzione e i territori sul livello di saturazione delle reti locali e le scadenze temporali dei loro potenziamenti**, vedi i precedenti citati nel documento ARERA a pag. 13, punto 4.6.;
- **favorire la scelta da parte dei cittadini sia di componenti ibridi (pompe di calore ed auto), sia di interventi di flessibilità ed autonomia (fotovoltaico per autoconsumo, cogenerazione di piccola e media taglia, accumuli elettrici e termici)**;
- **favorire un'accelerazione iniziale della transizione nel terziario**, specie nelle attività in ambito sanità e la grande distribuzione, ove i consumi energetici sono già molto elettrificati, diversamente da quelle a basso fattore di utilizzo, come nella scuola primaria;
- **predisporre un sistema tariffario premiante per impianti flessibili dotati di una regolazione "smart" che reagisca agli eventuali segnali della rete** per evitare le condizioni di possibili sovraccarichi.

S5. Si dispone di ulteriori dati o fonti informative che possano essere considerate per integrare tali previsioni, con particolare riferimento anche ai settori qui non considerati?

Si veda al riguardo l'indagine condotta dalla FIRE presso gli energy manager dei settori interessati dall'analisi del DCO riportata di seguito come allegato, insieme ad alcune valutazioni che si ritiene possano fornire elementi utili sul tema oggetto di consultazione.

Si allega infine, come documento separato, l'executive summary dello studio condotto da FIRE in collaborazione con IEECP "Powering our buildings, how policies can support energy efficiency through building electrification". Lo studio completo è disponibile sul sito web della FIRE.

...

Allegato 1 - indagine FIRE su mobilità elettrica ed elettrificazione

L'indagine è stata veicolata agli associati alla FIRE e agli energy manager di organizzazioni operanti nei settori terziario, trasporti e pubblica amministrazione. Il numero di coloro i quali hanno completato l'indagine è stato pari a 40, numero non trascurabile vista la specificità delle tematiche trattate.

Nel documento sono riportati i pareri degli stakeholder così come ricevuti.

Mobilità elettrica

Quasi la metà dei rispondenti si è dotato di una flotta di veicoli elettrici, per lo più a batteria, mentre un quarto non l'ha fatto e non sta pensando di farlo in un prossimo futuro (Figura 1).

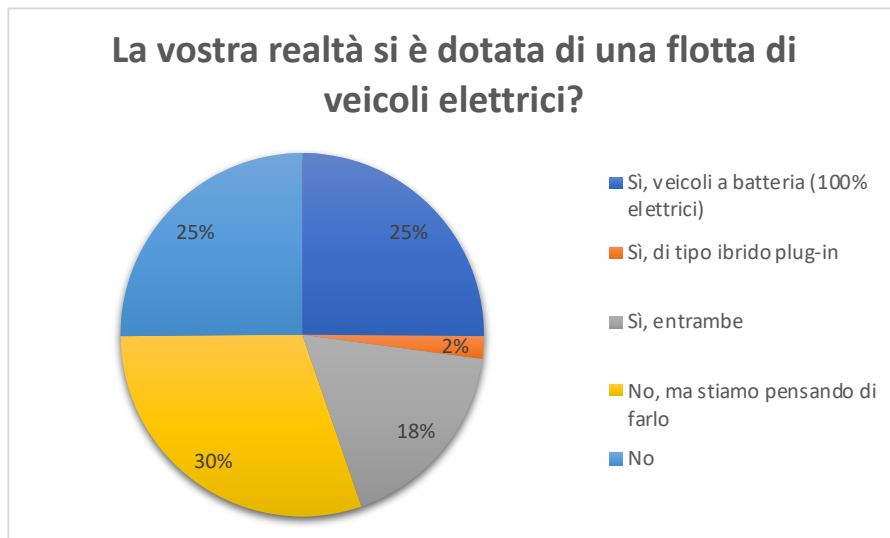


Figura 1. Possesso di una flotta di veicoli elettrici

Come mostrato in Figura 2, le flotte sono composte quasi totalmente da vetture cittadine, super utilitarie e berline, mentre i veicoli commerciali sono presenti in percentuale minore.

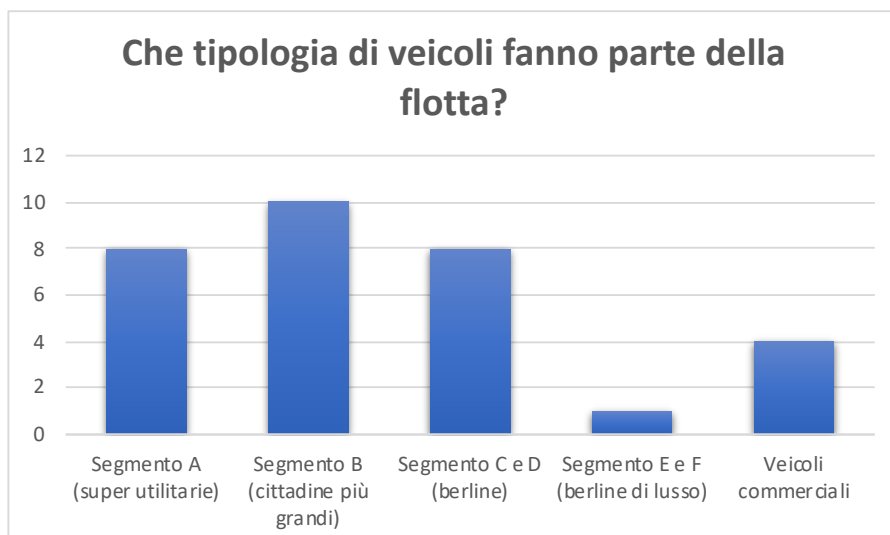


Figura 2. Tipologie di veicoli adottati

Si è ritenuto opportuno rilevare la distanza percorsa media in elettrico per i veicoli a batterie e/o ibrido plug in, e la capacità tipica delle batterie dei veicoli. Dai dati forniti dalle organizzazioni che si sono dotate di tali veicoli emerge la distribuzione riportata in Figura 3:

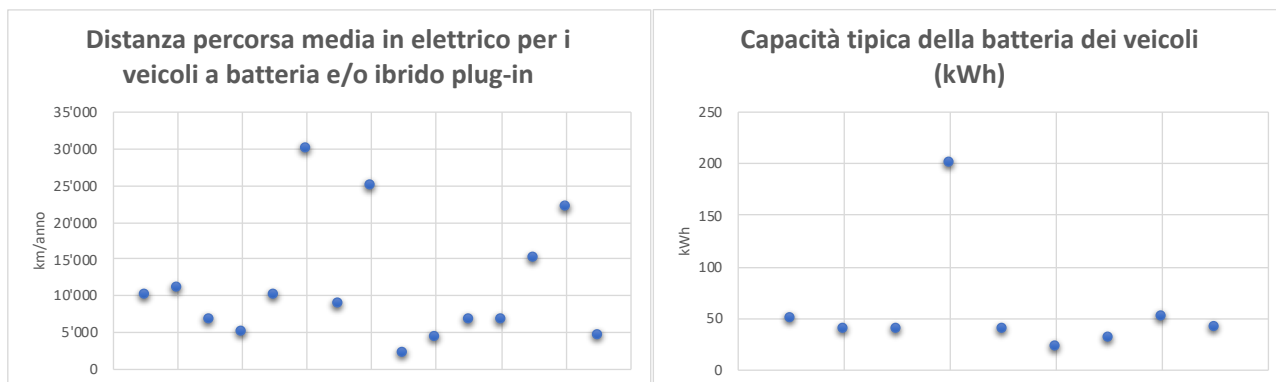


Figura 3. Distanza percorsa in elettrico e capacità tipica delle batterie

Le tipologie di ricarica più installate da parte delle organizzazioni che si sono già dotate di veicoli elettrici sono quelle di tipo lento e accelerato (Figura 4). È importante in ogni caso notare in Figura 5 come il 65% dei rispondenti preveda di installare nuovi punti di ricarica nel prossimo periodo, per lo più in luoghi privati.

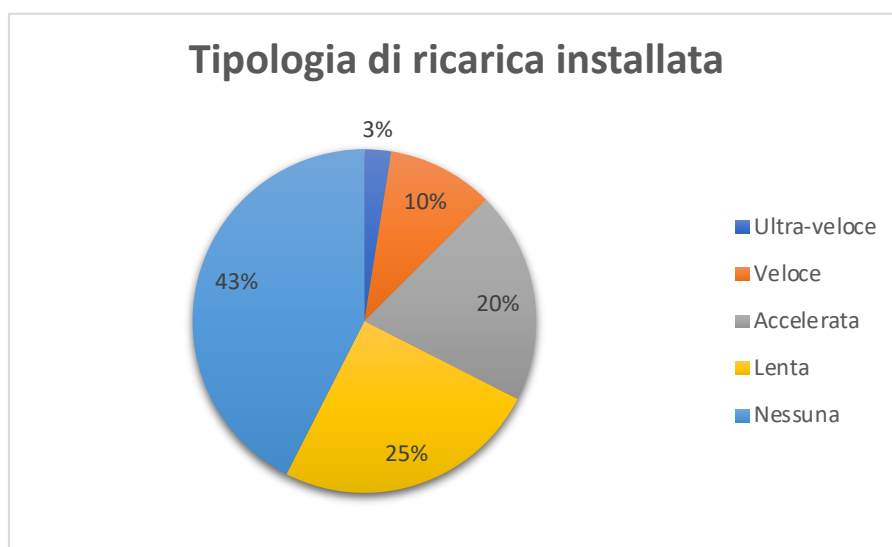


Figura 4. Tipologie di ricariche installate

...

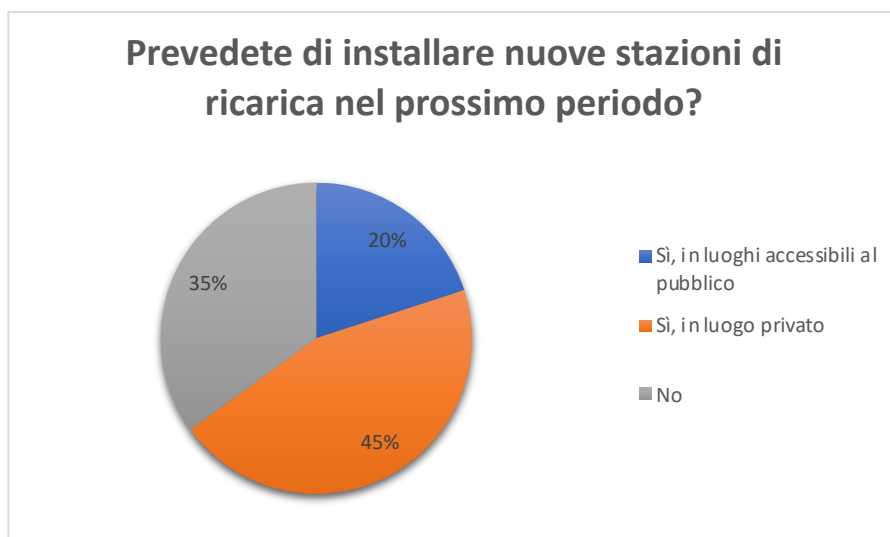


Figura 5. Previsione di nuove ricariche

Solamente una minima parte delle organizzazioni ha scelto di configurarsi come *Charging Point Operator* (Figura 6), ossia come soggetto che gestisce l'infrastruttura di ricarica installando e mantenendo le stazioni. Tra le motivazioni che spingono a questa scelta vi è in primo luogo la possibilità di incrementare il proprio business sia nei confronti della clientela e del territorio che di cittadini e turisti nel caso di enti pubblici.

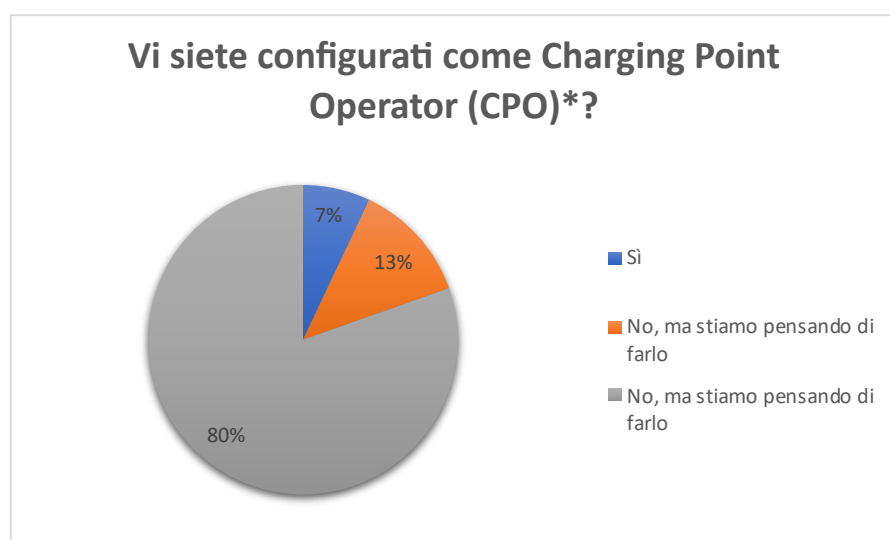


Figura 6. Configurazione come CPO da parte delle organizzazioni

Per i tre quarti dei rispondenti, l'acquisto di un veicolo elettrico è legato alla sensibilità dell'acquirente nei confronti di tematiche ambientali e riduzione delle emissioni (Figura 7). Gli incentivi all'acquisto possono costituire uno stimolo in più, ma non vengono ritenuti un fattore determinante, al pari della silenziosità che non è stata neanche presa in considerazione tra le possibili opzioni.

...

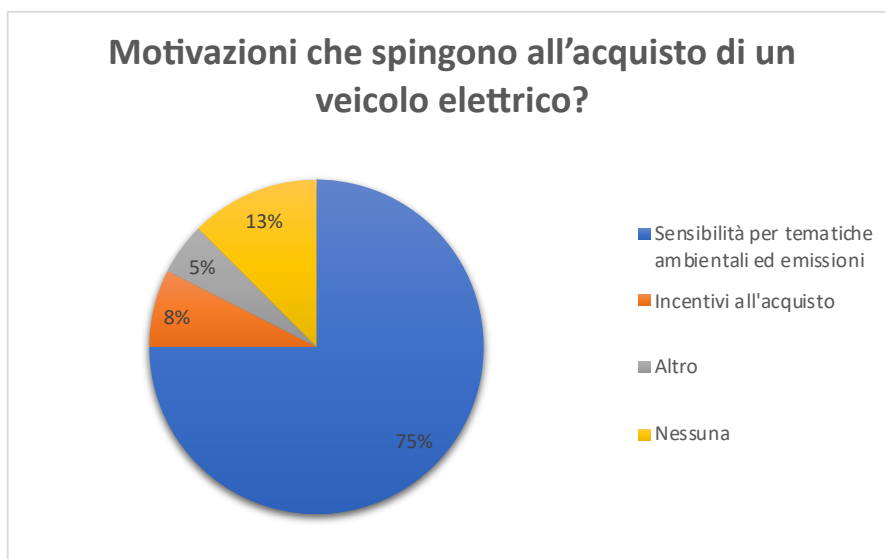


Figura 7. Motivazioni per l'acquisto di veicoli elettrici

Tra gli interventi che possano favorire l'elettrificazione dei veicoli presso le singole realtà, si segnala il tema dell'incentivazione (diretta o mediante detrazioni fiscali), sia all'acquisto/noleggino dei veicoli che per la ricarica (es. crediti d'imposta ulteriori per i costi di ricarica su rete pubblica e detassazione dei costi di ricarica in capo ai dipendenti). Sempre in termini di incentivi, viene proposto di declinarli anche in termini di costo dell'energia per le ricariche e di tasse di circolazione e spese assicurative. Oltre al necessario potenziamento delle infrastrutture di ricarica, due ulteriori spunti sono emersi:

- possibilità di scambio sul posto in abbinamento con altre utenze di produzione non sottese alla medesima cabina MT;
- liberalizzazione del mercato relativo all'energia prodotta con impianti rinnovabili destinata ad alimentare veicoli a trazione elettrica.

Elettrificazione

Una massiccia elettrificazione dei consumi energetici impone la promozione dello sviluppo e la digitalizzazione della rete elettrica, per prevenire rischi legati a interruzioni e sicurezza.

Tra i rispondenti, la percentuale di coloro i quali hanno finora riscontrato interruzioni dovute a un sovraccarico della rete di distribuzione elettrica è trascurabile (2%). I tre quarti del totale ritengono utile avere aggiornamenti continui dai distributori sulla capacità di sovraccarico delle reti (Figura 8), percentuale sì elevata ma che lascia emergere altresì una fetta di organizzazioni che non ritengono questo un tema prioritario.

...

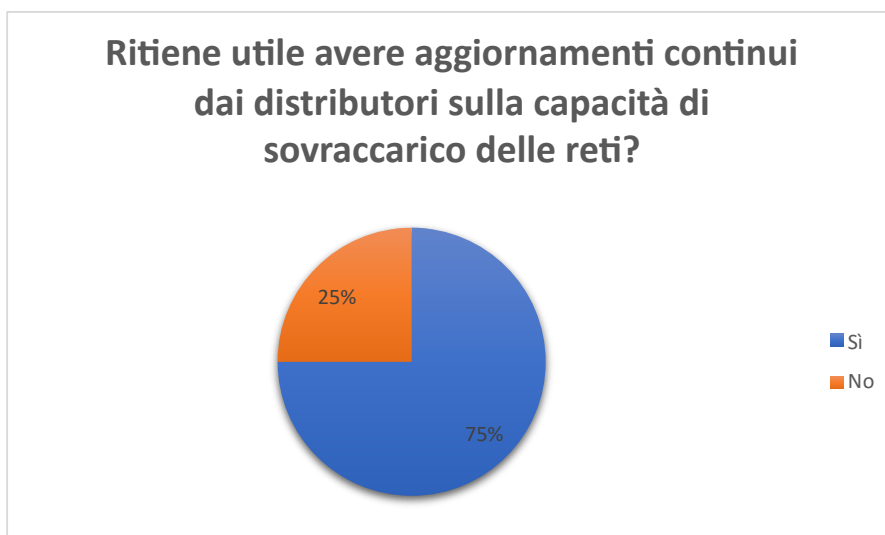


Figura 8. Necessità di aggiornamento sullo stato delle reti

Spostando l'orizzonte temporale ai prossimi due anni, la Figura 9 mostra che la elettro-tecnologia che gli intervistati prevedono di adottare in misura maggiore è la pompa di calore, in particolare per le funzioni di riscaldamento e raffreddamento. Si prevede anche una buona installazione di sistemi di building automation.

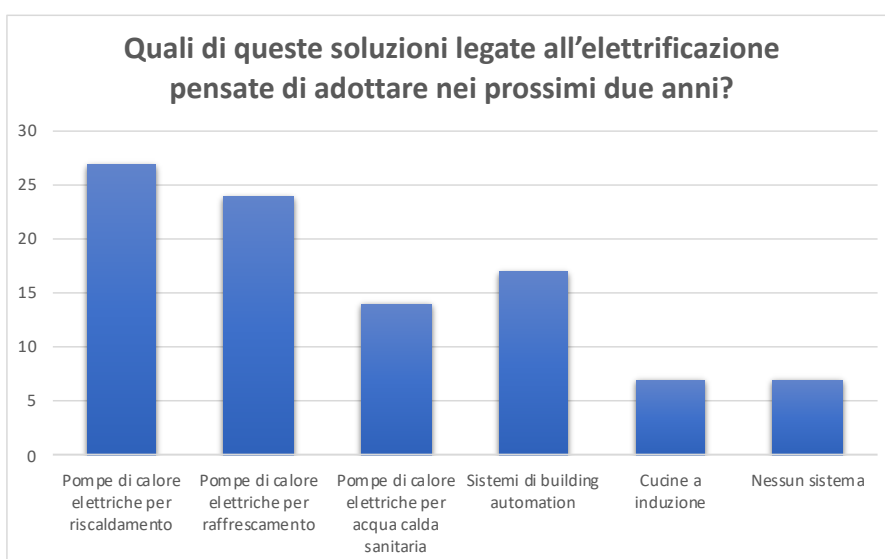


Figura 9. Soluzioni tecnologiche previste per i prossimi due anni

In conseguenza di ciò, l'incremento di potenza previsto in più della metà dei casi si staglia tra il 5 e il 10% (Figura 10).

...



Figura 10. Incremento di potenza previsto nei prossimi due anni

In conclusione, è stato sondato il parere delle organizzazioni riguardo le linee di intervento regolatorie sull'elettrificazione ritenute più rilevanti in ottica decarbonizzazione, con la Figura 11 che mostra le risposte raccolte in tal senso. La priorità è stata assegnata ad interventi regolatori volti a favorire l'interoperabilità delle strutture di ricarica in modo che possano funzionare in modo bidirezionale e partecipare alle esigenze di flessibilità per le reti. Anche la promozione di abitudini di consumo in grado di ridurre i picchi di prelievo sulle reti di distribuzione è ritenuta significativo, al pari di misure tariffarie volte a favorire l'elettrificazione dei consumi per climatizzazione.

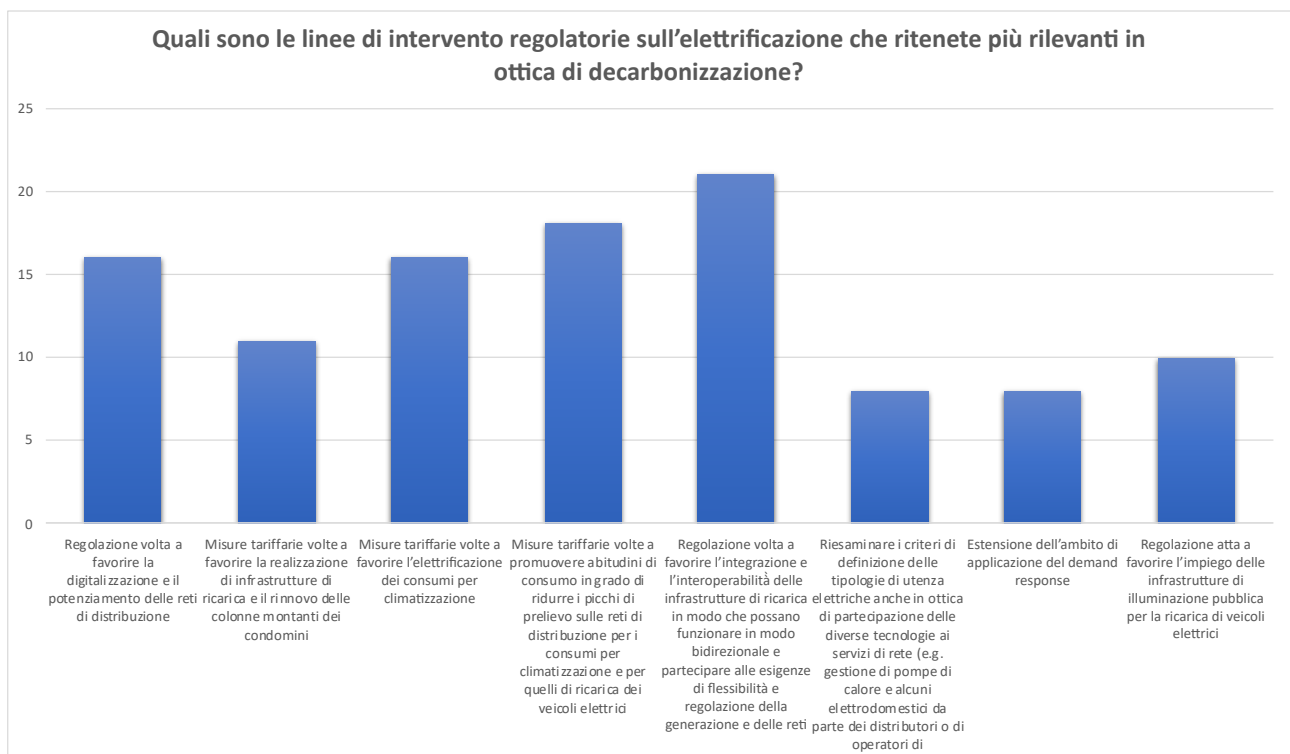


Figura 11. Linee di intervento sull'elettrificazione in ottica decarbonizzazione

...

Allegato 2 - valutazioni su un edificio NZEB

Si presentano le prestazioni energetiche di un edificio situato nel comune di Anguillara Sabazia, 30 km a nord di Roma, ristrutturato profondamente nel 2016-2017 dal nuovo proprietario entrante, per raggiungere le caratteristiche di un edificio NZEB.

L'edificio e la sua ristrutturazione

L'edificio è la porzione terminale, con ampio giardino, di un blocco di villette a schiera; si articola su tre livelli, di cui uno seminterrato, per un totale di circa 150 metri quadri ed è abitato da due adulti, entrambi con lavoro in strutture esterne.

La ristrutturazione dell'edificio ha riguardato:

- la sostituzione degli infissi con triplo vetro,
- un cappotto isolante sulle pareti esterne (spessore 10cm) e sul tetto (ventilato con spessore 10 cm),
- la creazione di una veranda solare per il primo piano.

La ristrutturazione impiantistica è stata altrettanto pesante:

- è stato chiuso il contratto con la rete del metano,
- è stato installato un impianto fotovoltaico sul tetto, di potenza nominale 3,12 kW,
- è stata installata una pompa di calore aria-aria invertibile, per riscaldamento, raffrescamento e deumidificazione, di potenza 1,12 kW_e,
- è stato installato un sistema di ventilazione meccanica per la distribuzione negli ambienti, con recupero di calore dall'aria di espulsione,
- è stato installato un pannello solare termico di 2,5 m² ed un serbatoio per ACS di 220 litri, collegato anche alla pompa di calore,
- non è stato installato un quadro per la gestione e programmazione degli apparati ma tutto è gestito tramite l'app dei sistemi.

I lavori sono stati diretti dal proprietario, gli infissi hanno richiesto un intervento correttivo l'anno successivo nell'isolamento dei telai, il cappotto non ha avuto problemi, la veranda si è dimostrata molto efficace.

L'impianto fotovoltaico si è dimostrato particolarmente efficiente: sono stati montati 12 pannelli con potenza di targa 260 Watt, globalmente 3.120 Watt, che è il valore nominale formalizzato con il GSE. La produzione fotovoltaica, disponibile in Figura 12, è stata molto regolare senza decadimento nei tre anni 2019, 2020, 2021, per un totale di 13.151 kWh per un valore medio di 4.383 kWh.

I dati di generazione permettono un confronto con le medie nazionali riportate dal GSE: i 4.651 kWh generati nel 2020 danno un funzionamento equivalente alla potenza nominale di $4.651 : 3,120 = 1.490$ ore, mentre i dati GSE, rapportati alla potenza nominale, danno per il Lazio una durata di 1.272 ore e per la Puglia, record italiano, una durata di 1.343 ore. I risultati non cambiano anche considerando la produzione dei tre anni 2019-2021, che danno un funzionamento equivalente di $4.383 / 3,12 = 1.404$ ore/anno, molto alto rispetto alla media italiana, dato confermato dalla lettura della potenza registrata

•••

a maggio 2022, in un momento di cielo molto pulito, di ben 3.262 Watt, il 104% della potenza di targa.

Questo confronto può indicare che questo impianto è molto ben mantenuto (accurata pulizia ogni 6 mesi) mentre il parco nazionale lo è molto meno, o probabilmente sono valide entrambe le ipotesi.

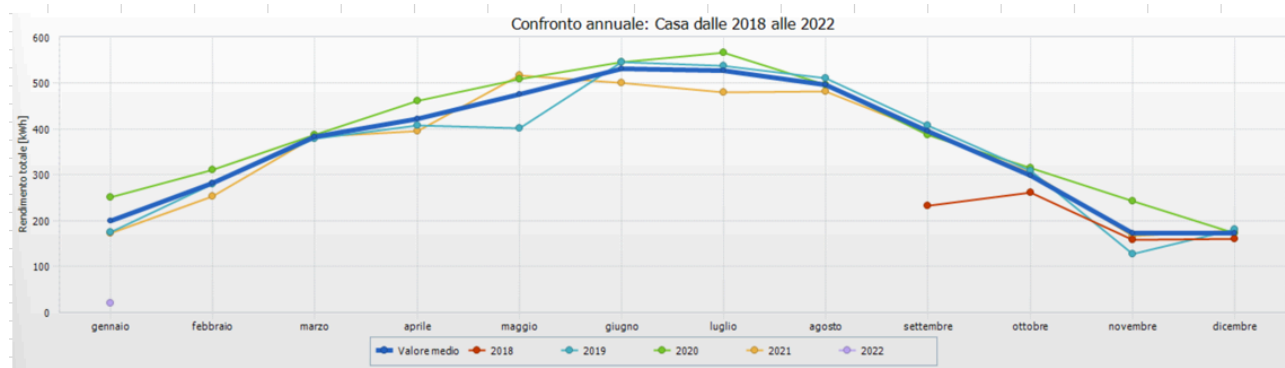


Figura 12. Andamento della produzione fotovoltaica dell'impianto nel corso degli anni.

I risultati ottenuti

La Figura 13 riporta i dati mensili per il 2019: generazione PV, immissione in rete, autoconsumo, prelievo dalla rete e infine il consumo complessivo dell'abitazione.

Presentazione dati 2019 di un impianto residenziale con fotovoltaico su casa elettrificata													TOT.
	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	
FV generata [kWh]	175,21	281,04	378,51	407,93	401,89	547,07	538,06	511,97	407,80	309,98	127,12	181,37	4267,95
med giornaliera	5,65	10,04	12,21	13,60	12,96	18,24	17,36	16,52	13,59	10,00	4,24	5,85	
FV immessa [kWh]	65,00	67,00	148,00	271,00	323,00	310,00	285,00	274,00	215,00	157,13	78,32	51,27	2244,71
med giornaliera	2,10	2,39	4,77	9,03	10,42	10,33	9,19	8,84	7,17	5,07	2,61	1,65	
FV autoconsumata [(kWh)]	110,21	214,04	230,52	136,94	78,89	237,07	253,06	237,98	192,80	152,85	48,80	130,10	2023,24
med giornaliera	3,56	7,64	7,44	4,56	2,54	7,90	8,16	7,68	6,43	4,93	1,63	4,20	
% del generato	63%	76%	61%	34%	20%	43%	47%	46%	47%	49%	38%	72%	47%
E prelevata da rete [kWh]	365,75	353,62	292,34	152,48	102,93	133,08	170,39	94,88	148,16	182,53	293,52	426,74	2716,41
Consumo complessivo [kWh]	475,96	567,66	522,86	289,41	181,82	370,15	423,45	332,86	340,96	335,37	342,32	556,84	4739,65
% autoconsumo	23%	38%	44%	47%	43%	64%	60%	71%	57%	46%	14%	23%	43%

Figura 13. Dati sulla produzione fotovoltaica nel 2019.

Non sono disponibili i dati di consumo antecedentemente alla ristrutturazione per cui ci si riferisce a consumi tipici del Lazio per edifici a schiera: 2.100 kWh elettrico e 1.000 m³ di metano per riscaldamento e i servizi. Si considera poi che nei mesi invernali circa un terzo dell'elettricità della rete è generata da fonti rinnovabili e che quella generata da fonti fossili ha rendimenti attorno al 50%. I risultati sono i seguenti:

- I consumi antecedenti, espressi in usi finali sono 2.100 kWh e 1.000 m³ di metano, (2.100+8.600) = 10.700 kWh di cui 700 kWh rinnovabili, mentre espressi in fonti primarie sono (700 + 1.400/0,5 + 8.600) = 12.100 kWh.
- I consumi dopo la ristrutturazione ora riguardano non solo il riscaldamento invernale ma anche il condizionamento estivo; espressi in usi finali sono 2.700 kWh dalla rete, di cui 900 rinnovabili, ai quali vanno aggiunti i 2.023 kWh fotovoltaici autoconsumati, per un totale di

...

4.723 kWh, mentre espressi in fonti primarie sono $(900 + 1.800/0,5 + 2.023) = 6.523$ kWh, delle quali 2.923 kWh rinnovabili.

- La ristrutturazione ha così prodotto sia un aumento di prestazioni, il raffrescamento estivo, sia una riduzione di consumo che espressa in fonti primarie è di $(12.100 - 4.500) = 7.600$ kWh pari al 63%, mentre espressa in usi finali è di $(10.700 - 2.700) = 8.000$ kWh pari al 75%.
- La quota delle fonti rinnovabili negli usi finali è passata dal 6,5% ($700/10.700$) delle condizioni antecedenti, al 45% ($2.923/6.523$) dopo la ristrutturazione.
- L'autoconsumo della propria generazione rinnovabile è globalmente del 47%, tra il 60-70% nei mesi invernali, minimo a maggio, attorno al 40-50% nei mesi estivi; nella media GSE degli edifici che autoconsumano la quota è del 48% (va ricordato che si tratta di edifici non sempre con pompa di calore e molto raramente ristrutturati).

Questi risultati indicano che la ristrutturazione globale ha raggiunto i suoi obiettivi e conferma che la ristrutturazione delle strutture edilizie ha ruolo fondamentale rispetto alla ristrutturazione impiantistica.

Altro aspetto molto importante è quello della gestione e conduzione degli impianti. La conduzione degli impianti è rapidamente evoluta dalla logica tradizionale di caldaia potente che permette di recuperare rapidamente gli scostamenti di temperatura avvenuti durante i periodi di spegnimento, alla logica di edificio a forte inerzia e forte capacità di accumulo, con sorgente di calore di potenza limitata da considerare sempre attiva, con in più l'incentivo a concentrare il funzionamento della pompa di calore non nelle ore di maggiore domanda a causa delle minori temperature esterne, come al mattino presto, ma nelle ore diurne di insolazione, sia per poter autoconsumare la propria elettricità fotovoltaica a costi molto bassi, sia per una maggiore resa della pompa grazie alla maggiore temperatura dell'aria esterna. La funzione di accumulo dell'edificio e la bassa potenza della fonte evitano eccessive variazioni delle temperature.

Molto importante per la qualità delle prestazioni è la funzione di controllo dell'umidità permessa dalla ventilazione meccanica. Non vi sono state situazioni climatiche estreme, per temperature e durate, per cui non si è potuto verificare l'adeguatezza dell'impianto in condizioni critiche.

La formazione della persona che deve condurre impianti così complessi non è da trascurare, l'inerzia soccorre gli inesperti ma non può proteggere da ogni inconveniente. La diffusione di questi impianti nei vari climi e nelle varie condizioni di utilizzo potrà essere supportata dallo sviluppo di soluzioni di intelligenza artificiale che aiuteranno il conduttore/proprietario a meglio controllare i vari parametri.

Rapporti con la rete di distribuzione elettrica

Nell'edificio in studio, a causa della pandemia, non è stato possibile installare un sistema dedicato alla raccolta dei dati dello scambio con la rete elettrica; le considerazioni che seguono si basano perciò esclusivamente sulla lettura delle passate bollette mensili; queste mostrano quindi i valori medi mensili e non i valori di picco necessari per analizzare le potenziali criticità. Pur con questi limiti, i dati disponibili permettono comunque di trarre alcune conclusioni alla raccolta dei dati dello scambio con la rete elettrica.

•••

La Figura 14 nel lato a sinistra riporta i dati dell'anno 2019 del consumo globale dell'edificio, dell'elettricità prelevata dalla rete e di quella fotovoltaica immessa in rete; nel lato a destra si riportano i risultati di una simulazione di quali potrebbero essere i dati di scambio con la rete qualora fosse stato installato anche un accumulo elettrico della capacità di 3 kWh, un componente che completerebbe dal punto di vista tecnologico attuale la ristrutturazione impiantistica ma non ancora commercialmente maturato al momento delle scelte della ristrutturazione.

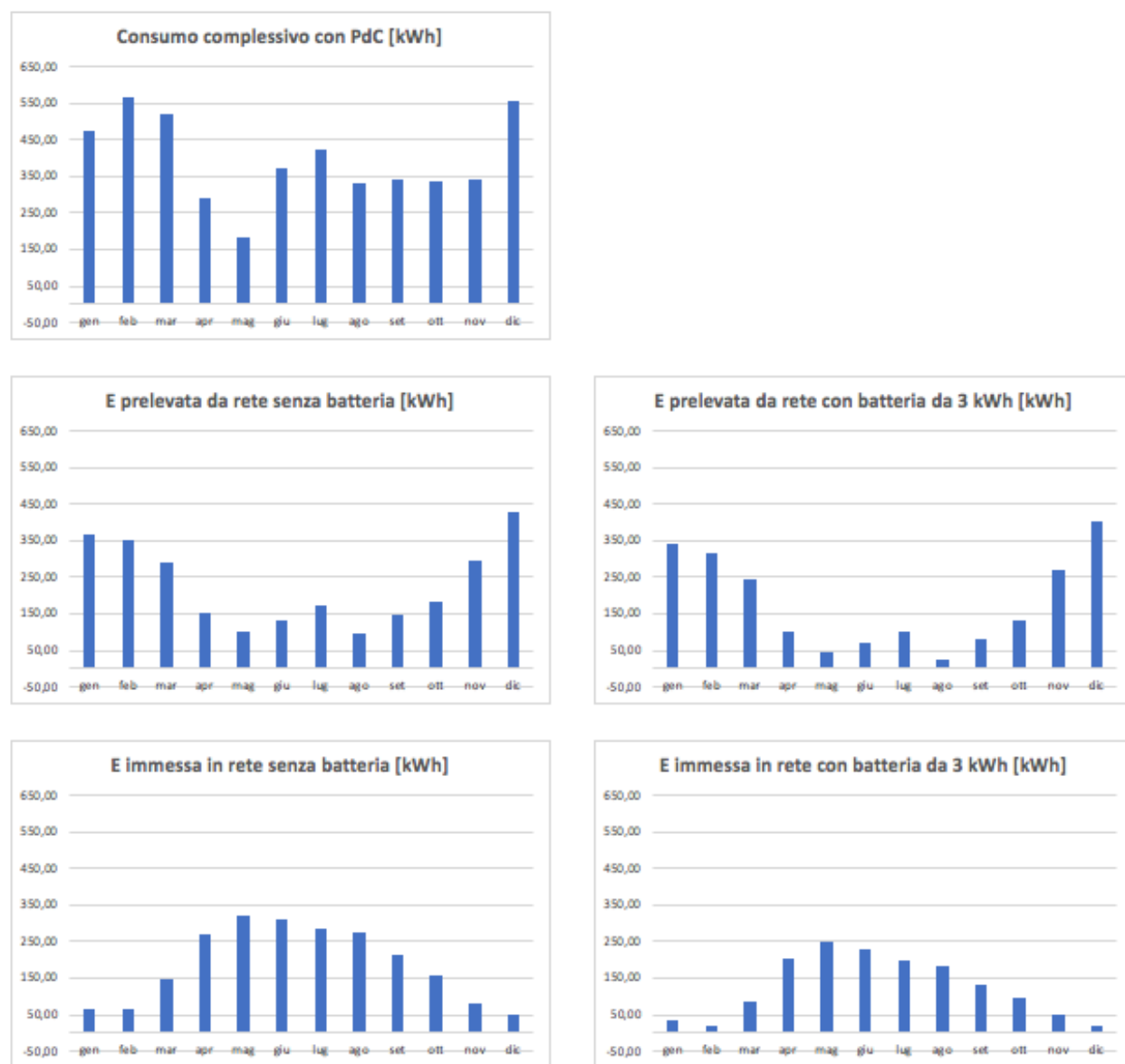


Figura 14. Andamento dei consumi e dell'energia prelevata e immessa in rete in diverse ipotesi.

Il diagramma del fabbisogno/consumo è abbastanza regolare nei vari mesi, salvo che a maggio che appare come l'ultimo residuo delle passate mezze stagioni. Il consumo annuo 4.700 kWh è alto per una utenza residenziale allacciata per 3,5 kW è fondamentalmente fornito dalla rete d'inverno e dal proprio fotovoltaico nei mesi estivi; il consumo medio invernale è di circa 20 kWh giorno, piuttosto

...

elevato per una utenza civile, mentre è difficile fare ipotesi sul fabbisogno di picco invernale perché, dato il forte ruolo dell'inerzia dell'edificio, dipenderà non solo dalla entità della rigidità climatica ma anche dalla durata del fenomeno. Per un edificio ristrutturato con pompa di calore i problemi con la rete elettrica di distribuzione non sono legati al livello di potenza richiesta, ma alla durata della richiesta, costante per molte ore al giorno, in una rete che è abituata a contare sulla non contemporaneità della domanda.

L'effetto del completamento della ristrutturazione con l'aggiunta dell'accumulo è ben evidenziato dai grafici a destra: si accentua l'autoconsumo in estate mentre hanno effetti limitati sulla situazione invernale (almeno nelle ipotesi della simulazione); sostanzialmente un edificio ristrutturato con pompa di calore diventa, per la rete, un cliente solo invernale e con alto fattore di domanda, come fosse un cliente industriale o un pubblico esercizio.

...

Allegato 3 - impatto sui consumi in fonti primarie delle pompe di calore

Per aver 1 kWh di calore finale utile, bruciando gas naturale in una caldaia di rendimento 91%, si consumano 1,1 kWh di fonte primaria fossile.

Adottando una pompa di calore il sistema valorizza il calore disponibile nell'ambiente con un coefficiente di prestazione che è funzione in prima battuta del salto di temperatura fra l'acqua che entra nei corpi scaldanti e la temperatura dell'ambiente esterno (salto di temperatura funzione del sito, quindi diverso nel corso della stagione, del tipo di radiatore e del suo dimensionamento), in secondo luogo dell'efficienza complessiva delle apparecchiature e del salto di temperatura fra il fluido di lavoro della pompa all'uscita dal compressore e la temperatura dello stesso fluido dopo l'espansione prima di andare a scambiare calore con l'ambiente esterno. Per un'analisi preliminare si considerano quattro valori del coefficiente COP, da 2 a 4.

Con il COP 2 la produzione di 1 kWh ora di calore richiederà l'assorbimento di $1/2 = 0,5$ kWh elettrico; l'edificio assorbirà 0,5 kWh di elettricità e 0,5 kWh di calore aeraulico; quindi negli usi finali si ha un dimezzamento del consumo di vettore elettrico sostituito da fonte rinnovabile termica. Nell'ipotesi che l'elettricità venga prelevata dalla rete in bassa tensione si dovrà considerare una perdita del 7% nella rete per cui il prelievo alla generazione sarà di 0,535 kWh elettrici.

Per valutare l'effetto sui consumi di fonti primarie occorre considerare come viene prodotta questa elettricità. Se si preleva elettricità rinnovabile (d'inverno e di notte da fonte idroelettrica fluente, eolica, bioenergie), il prelievo è già definito, per cui si hanno 0,535 (fonte elettrica) + 0,5 (fonte termica) = 1,035 kWh di fonti primarie rinnovabili, con una riduzione di 0,065 kWh rispetto all'uso del gas naturale, ma con il vantaggio di avere sostituito 1 kWh di fossile con 1 kWh di rinnovabili.

Se si prende a riferimento il rendimento medio del parco termoelettrico dei soli impianti alimentati da gas, grazie alla predominanza degli impieghi in cogenerazione si ha un rendimento del 55% per cui ogni kWh elettrico richiede il consumo di 1,82 kWh di combustibile.

Con questa ipotesi il consumo di fonti primarie fossili sarebbe di $0,535 \times 1,82 = 0,973$ kWh di gas naturale, con una riduzione rispetto alla caldaia di 0,127 kWh, solo il 12%. Considerando anche il calore ambientale si avrebbe globalmente un aumento del consumo di fonti primarie da 1,1 a 1,47 kWh, il 34%, col vantaggio di una riduzione del 12% del consumo di metano e quindi delle emissioni e una valorizzazione di 0,5 kWh di fonte rinnovabile termica.

Considerando realisticamente l'intero parco di generazione con una quota di rinnovabili, d'inverno e di notte, del 30%, il consumo di fonte fossile sarebbe di $0,7 \times 0,973 = 0,681$ kWh con una riduzione del $(1,1 - 0,681) / 1,1 = 36\%$.

Passando ad un COP 2,5 la produzione di 1 kWh termico valorizzerà 0,6 kWh aeraulici presi dall'ambiente e richiederà 0,4 kWh elettrici dalla rete (0,428 alla generazione).

Nell'ipotesi di elettricità da fonti rinnovabili il consumo di fonti primarie diventa 1.028 kWh.

Nell'ipotesi di produzione termoelettrica da gas naturale il consumo di fonti fossili diventa di $0,428 \times 1,82 = 0,778$ kWh, il consumo di fonti primarie elettriche e termiche diventa 1,378 kWh, con una riduzione del consumo di fossile rispetto alla caldaia di $1,1 - 0,78 = 0,32$ kWh, circa il 29%; se

...

invece ci si riferisce al parco medio il consumo di fonte fossile sarebbe $0,7 \times 0,778 = 0,546$ kWh con una riduzione di $(1,1 - 0,564) = 0,536$ kWh pari $(0,536/1,1)$ al 49%.

Passando ad un COP 3 la produzione di 1 kWh termico valorizzerà 0,66 kWh aerulici e richiederà alla rete 0,33 kWh elettrici (0,353 alla generazione). Nell'ipotesi di elettricità da fonte rinnovabile il consumo di fonti primarie diventa di 1,019 kWh.

Nell'ipotesi di produzione termoelettrica da gas naturale, il consumo di fonti fossili diventa di 0,606 kWh, il consumo di fonti primarie (elettriche e termiche) è di 1,272 e abbiamo una riduzione di consumo di fossile, rispetto alla caldaia di $(1,1 - 0,606) = 0,494$ kWh circa il 45%. Considerando il parco medio come sopra il consumo di fossile sarebbe di $0,7 \times 0,606 = 0,424$ kWh con un minor consumo rispetto alla caldaia di $1,1 - 0,494 = 0,606$ kWh pari al 55%.

Passando infine ad un COP 4 a produzione di 1 kWh termico valorizzerà 0,75 kWh di calore ambientale e richiederà alla rete 0,25 kWh elettrici (0,267 alla generazione).

Nell'ipotesi di produzione termoelettrica da gas naturale, il consumo di fonte fossile diventa di 0,486 kWh, il consumo di fonti primarie (elettriche e termiche) è di 1,236 kWh, con una riduzione di consumo fossile ed emissioni, rispetto alla caldaia, di 0,614 kWh, circa il 55%; prendendo a riferimento il parco medio di generazione il consumo di fossile sarebbe di $0,7 \times 0,428 = 0,299$ kWh, con minor consumo rispetto alla caldaia di $1,1 - 0,299 = 0,701$ kWh pari al 64%.

Da queste valutazioni si evidenzia che quando, per le caratteristiche dell'edificio, il COP è basso, per avere una riduzione elevata dei consumi di fonte primaria fossile è necessario utilizzare elettricità con una quota rilevante di fonti rinnovabili; quando invece le caratteristiche dell'edificio, tipicamente a tutt'aria, permettono un COP elevato, si evidenziano le caratteristiche di efficienza delle pompe di calore ed il ruolo della quota di elettricità rinnovabile è meno importante. Il rinnovo degli edifici ha CAPEX più alto del rinnovo della impiantistica, ma porta a un impatto superiore in termini di decarbonizzazione.

•••

Allegato 4 - andamento della domanda termica per una rete di teleriscaldamento

Una possibile fonte di dati quantitativi e qualitativi sui consumi energetici per il riscaldamento di edifici in aree urbane, disaggregati quanto meno su base mensile ma anche del quarto d'ora, è costituita dalle società di teleriscaldamento, generalmente dotate di propria rete per il monitoraggio on line delle centraline di fornitura di calore ai loro clienti/utenti; alcuni dati di interesse per questo studio sono stati raccolti ed elaborati in attività del programma RSE, Ricerche sul Settore Elettrico, sezione usi finali.

In Italia lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento nelle cittadine dell'arco alpino è molto recente, a partire dagli anni 80 nella provincia di Bolzano, ove molte realizzazioni sono avvenute sulla base di cooperative di albergatori e residenti. Quindi le reti si sono avviate al servizio di edifici esistenti già dotati di un proprio impianto di riscaldamento, con la scelta conseguente di offrire e garantire, ai clienti che si volevano acquisire, la stessa disponibilità di potenza termica della quale godevano. Le centraline di scambio fra la rete e gli edifici erano così dimensionate con scambiatori capaci di fornire la potenza nominale delle caldaie sostituite. Sono qui condivisi i dati di produzione di calore della rete di Tirano in Valtellina.

La rete di teleriscaldamento è stata avviata a lotti annuali, così inizialmente la potenza installata nelle centrali era esuberante rispetto alla potenza degli scambiatori allacciati. La fornitura comprendeva anche l'acqua calda sanitaria per quegli edifici dove esisteva già una rete centralizzata dedicata, mentre si limitava al riscaldamento in quegli edifici con scaldabagno distribuiti nei vari appartamenti senza rete centralizzata.

Il rapporto contrattuale prevedeva il pagamento, una tantum, delle spese per l'allaccio alla rete (centraline di scambio separate per riscaldamento e per acqua sanitaria, apparato di misura e di trasmissione on line dei dati di temperature e di portata, tubazioni di stacco dalle dorsali) e un addebito mensile del calore assorbito, in genere con tariffa unica per i due servizi: acqua calda tutto l'anno e riscaldamento invernale.

Le caldaie da riscaldamento nei condomini sono gestite tradizionalmente mediante un certo numero di ore di accensione, attorno alle 1.500 ore, 8-10 ore al giorno per 5 mesi e mezzo all'anno in funzione della zona climatica, e durante queste ore un termostato interno all'edificio regola il bruciatore; sono rare le situazioni nelle quali una centralina termostatica esterna regola, a programma, il bruciatore della caldaia tenuta sempre accesa. Nel caso del teleriscaldamento sono i clienti che indicano alla società l'ora di accensione e l'ora di spegnimento delle centraline di scambio con la rete.

Come risultato di questa situazione, all'accensione al mattino le caldaie partono alla loro potenza nominale, indipendentemente dalle condizioni climatiche esterne, mentre poi, nel corso della giornata, la domanda si riduce fortemente con un nuovo picco, meno marcato, nel pomeriggio. Le condizioni di forte sovracapacità delle caldaie domestiche (dimensionate per le rare punte di freddo o, nelle monofamiliari, per la produzione istantanea di acqua calda) producono una domanda molto irregolare ed un basso fattore di carico rispetto alla potenza nominale, attorno a poche centinaia di ore/anno.

...

Questa situazione tradizionale si ripercuote sulle società di teleriscaldamento, le cui reti sono tenute a temperatura costante tutto l'anno per evitare dilatazioni incontrollate, mentre le loro centrali termiche non sono disegnate né per rapidi cambiamenti di potenza né per il picco della domanda; problemi non molto diversi da quelli che si pongono alle reti elettriche per la penetrazione delle pompe di calore per il riscaldamento invernale. I dati delle reti di teleriscaldamento possono così fornire utili informazioni estrapolabili alle reti elettriche.

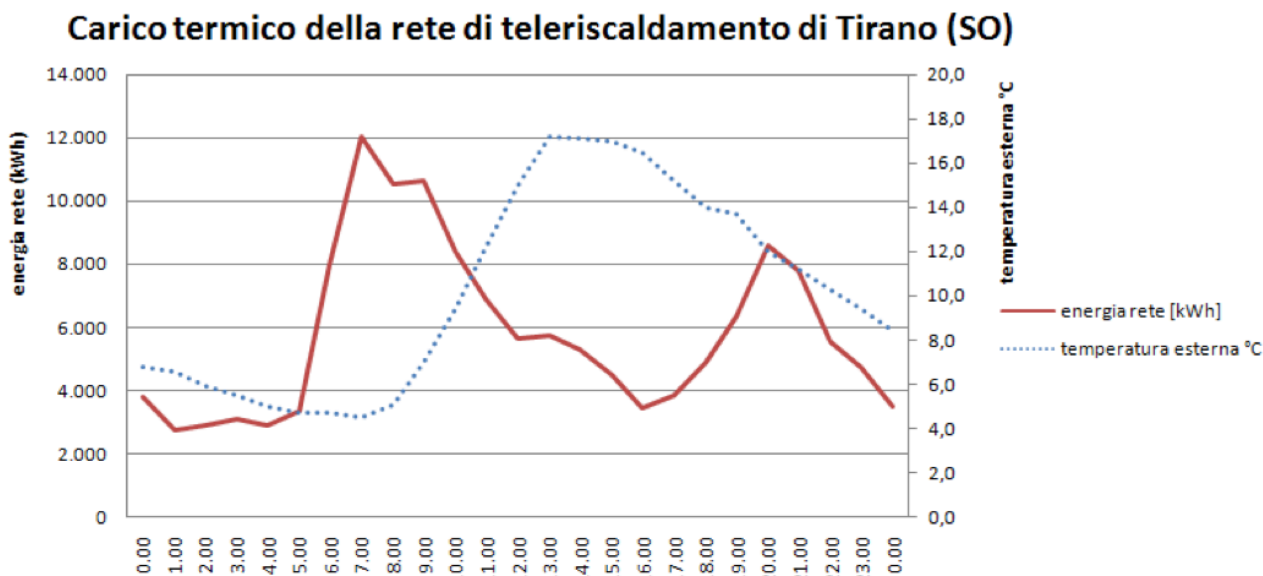


Figura 15. Andamento dell'energia erogata dalla rete di teleriscaldamento di Tirano.

La Figura 15 riporta i diagrammi orari delle temperature esterne e della potenza ceduta alla rete di teleriscaldamento, in fase di espansione, di una cittadina di circa 10.000 abitanti in una valle alpina negli anni 2000, in un giorno invernale piuttosto soleggiato e non freddo.

Quello mostrato è il diagramma del calore fornito. La domanda di picco era certamente più elevata ed in parte inevasa come si riscontrava, per 1-2 ore al giorno, dalla discesa della temperatura di ritorno dell'acqua in centrale. Una volta entrato a regime il servizio di teleriscaldamento e verificato che per gli utenti non era percepita alcuna mancanza di prestazione, si è compreso e verificato che fra i picchi di domanda dei vari clienti c'era una certa non contemporaneità ed una certa flessibilità; si è potuto così procedere ad espandere la rete, acquisendo nuovi clienti, senza espandere parallelamente le centrali di generazione di calore.

Per affrontare la gestione dei picchi di domanda, si sono curati interventi gestionali e strutturali quali:

- l'innalzamento della temperatura di mandata, in anticipo rispetto all'ora di picco, con un aumento della potenza del 5-10% per un'ora;
- la predisposizione di grandi serbatoi di accumulo, in centrale, da caricare durante la notte, ottenendo un aumento del 20-30% della portata, quindi della potenza, per un'ora;
- la stipula di contratti di fornitura con tariffe ridotte per grandi clienti (ricovero e ospedale), che accettavano di anticipare di 1-1,5 ore l'accensione del mattino.

•••

Per risolvere questo stesso problema, molte società altoatesine, forti dell'assodato e trasparente rapporto col territorio, hanno sviluppato politiche tariffarie per la riduzione dei picchi di domanda e delle perdite di calore dalla rete, abbassando la temperatura dell'acqua di ritorno in centrale; in altre aree, anche per effetto di contestazioni sulle tariffe, si è ritenuto che campagne informative su questi temi potessero essere percepite come un segno di debolezza e di maggiore rigidità rispetto alla tradizionale caldaia a combustibile fossile.

La ripartizione dei consumi nei vari mesi invernali è riportata nelle figure seguenti, riferite alla stessa rete della Figura 15 e ad un singolo edificio ma nell'anno 2018, quando la rete stessa serviva ormai buona parte degli edifici plurifamiliari della città. Nei soli due mesi di dicembre e gennaio si concentra il 37% delle forniture annuali. Si osserva che il valore dei consumi per acqua sanitaria è sottostimato perché in alcuni edifici l'ACS non è centralizzata e non è perciò fornita dalla rete, così come raramente le lavatrici sono collegate anche alla rete dell'acqua calda.

STAGIONE	Rete [kWh]	Fatturati [kWh]	Solo Risc [kWh]	Gradi Giorno	Volumetria 1000 m ³	Consumo specifico kWh/GG/m ³
Lug-18	1.304.831	491.496	11.496	1	2.022	
Ago-18	1.273.405	456.302	-23.698	5	2.022	
Set-18	1.248.585	544.291	64.291	32	2.022	
Ott-18	2.114.262	1.321.836	841.836	154	2.022	4,24
Nov-18	4.765.392	3.948.392	3.468.392	320	2.022	6,11
Dic-18	7.958.974	7.007.735	6.527.735	508	2.022	6,83
Gen-19	7.984.143	6.988.977	6.508.977	503	2.022	6,87
Feb-19	6.301.280	5.310.651	4.830.651	390	2.022	6,73
Mar-19	4.670.524	3.602.937	3.122.937	302	2.022	5,91
Apr-19	3.351.805	2.244.563	1.764.563	205	2.022	5,42
Mag-19	2.489.720	1.389.923	909.923	151	2.022	4,56
Giu-19	1.326.877	523.211	43.211	6	2.022	

Figura 17. Andamento dei principali indicatori sul calore erogato, sulle volumetrie servite e sul clima.

	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015
Novembre	45779	44569	44269	35689
Dicembre	68009	74409	73537	53839
Gennaio	73719	72219	64451	67.879
Febbraio	70729	64289	55229	55.189
Marzo	27609	56129	30359	38.019
Totale	285847	311617	267847	250617

Figura 16. Andamento dei consumi fatturati a un singolo condominio campione nel corso degli anni.

...

Si presenta infine la Figura 18 che riporta i dati di fornitura di calore negli anni dal 2011 al 2018, insieme alle volumetrie servite ed ai dati climatici espressi dai gradi giorno. Quella mostrata è la lenta ma continua discesa dei consumi per l'effetto combinato del cambiamento climatico con inverni più corti e meno rigidi, del continuo miglioramento delle prestazioni degli edifici (in quegli anni avviene l'introduzione obbligatoria delle valvole termostatiche) ed infine delle modifiche dei comportamenti; questi due ultimi fattori sono raccolti dall'indicatore sintetico di consumo specifico espresso come kWh/GG/Mm³. La discesa dei consumi permette, nelle situazioni ove non siano già collegate tutte le abitazioni, di continuare ad espandere la rete mantenendo la stessa potenza in centrale, servendo edifici monofamiliari o isolati finora non collegati per minore redditività.

STAGIONE	Rete [kWh]	Fatturati [kWh]	Solo Risc [kWh]	Gradi Giorno	Volumetria 1000 m ³	Consumo specifico kWh/GG/m ³
2018-2019	44.789.798	33.830.314	28.070.314	2.575	2.022	5,39
2017-2018	46.764.084	36.950.727	31.190.727	2.800	2.014	5,53
2016-2017	43.482.401	35.843.987	30.083.987	2.664	2.006	5,63
2015-2016	42.083.947	34.284.711	28.524.711	2.494	1.987	5,76
2014-2015	40.243.511	32.609.477	26.849.477			
2013-2014	42.759.024	33.892.787	28.132.787			
2012-2013	51.944.137	40.078.228	34.318.228			
2011-2012	51.793.752	38.212.445	32.452.445			

Figura 18. Andamento dei principali indicatori sul calore erogato, sulle volumetrie servite e sul clima.

...