

| | |
|--------------|---|
| Titolo: | Caso studio |
| Data: | Febbraio 2014 |
| Descrizione: | Fattibilità dell'integrazione di un impianto solare termico a servizio di un futuro nuovo quartiere multifunzione collegato alla rete di teleriscaldamento dell'utility A2A) di |
| Autore: | Alice Dénarié – alice.denarie@polimi.it |
| Co-autore: | Marco Calderoni – marco.calderoni@polimi.it |
| Lingua: | Italiano |
| Versione: | 1.1 |

Sommario

| | | |
|---|--|----|
| 1 | Introduzione..... | 2 |
| 2 | Configurazioni di impianto, caratteristiche e dati tecnici | 3 |
| 3 | Posizionamento | 7 |
| 4 | Benefici dell'impianto | 8 |
| 5 | Aspetto economico | 10 |
| 6 | Eventuali criticità | 10 |

1 Introduzione

1.1 Contesto dello studio

La compagnia di teleriscaldamento A2A servirà un futuro quartiere di nuova costruzione nella città di Milano caratterizzato dalla presenza di edifici a diversa destinazione d'uso: residenziale, uffici, commercio, scuole ecc. Si prevede che il quartiere sarà all'avanguardia dal punto di vista della sostenibilità energetica e le prestazioni energetiche attese per gli edifici sono coerenti con le classi A e B.

Con queste premesse viene quindi preso in considerazione il solare termico come possibile fonte di calore, tecnologia che ben si abbina con edifici a bassa domanda energetica e sistemi di emissione a bassa temperatura.

Una seconda e importante motivazione di questa scelta si trova anche nelle prospettive di evoluzione delle reti nel futuro: A2A, come molte altre utility di teleriscaldamento, guarda verso il futuro in modo da prepararsi alle imminenti novità in ambito normativo che interesseranno la quota di rinnovabili nel teleriscaldamento. La legislazione attuale infatti promuove già le energie rinnovabili nelle reti di teleriscaldamento tramite il meccanismo della certificazione energetica degli edifici. Una volta che la direttiva europea 2012/27/UE verrà recepita a livello nazionale, le regole relative alle energie rinnovabili verranno introdotte anche in Italia

1.2 Normativa e incentivi

Come detto nel paragrafo precedente, la direttiva europea 2012/27/UE promuove il modello di teleriscaldamento «efficiente», cioè quello che usa:

- per almeno il 50% energia rinnovabile;
- il 50% di calore di recupero;
- il 75% di calore cogenerato;
- oppure il 50% di una combinazione di tale energia e calore.

Il recepimento della direttiva a livello nazionale, Decreto Legge del 4 giugno 2013, n.63, non riporta però né metodi di calcolo né prescrizioni in termini di valori limite, quindi non è ancora chiaro e definito l'obiettivo da raggiungere per le utility di teleriscaldamento.

L'aggiornamento della Direttiva europea sull'efficienza energetica negli edifici 2010/31/UE (nearly zero energy buildings) non riguarderà il progetto in analisi in quanto si riferisce a edifici costruiti dopo il 2020.

Non essendo chiaro il panorama legislativo dell'immediato futuro, è ragionevole considerare che il 50% del fabbisogno energetico per riscaldamento e raffrescamento sarà da soddisfare tramite energie rinnovabili. Allo stesso tempo si tiene valida la definizione di teleriscaldamento efficiente della Direttiva 2012/27/UE, per cui la rete esistente di teleriscaldamento viene considerata come backup efficiente in quanto il 50% del calore è prodotto da un mix di rinnovabili, cogenerazione ad alta efficienza e recupero termico.

Siccome l'oggetto di questo studio è un potenziale nuovo impianto che ricadrà in un sistema normativo futuro, ancora indefinito, non è stato considerato alcun incentivo.

La legislazione attuale, Conto Energia DM 28/12/2012, incentiva la produzione di energia dalle rinnovabili, ma gli impianti solari termici di grande taglia, con area lorda superiore a 1000 m², non sono coinvolti.

2 Configurazioni di impianto, caratteristiche e dati tecnici

2.1 Il quartiere

Sono stati ipotizzati i seguenti carichi per il quartiere in esame:

Fabbisogno annuo di riscaldamento: 7.000 MWh_{th}

Fabbisogno annuo di raffrescamento: 6.800 MWh_{cool}

Fabbisogno annuo di acqua calda sanitaria: 7.000 MWh_{th}

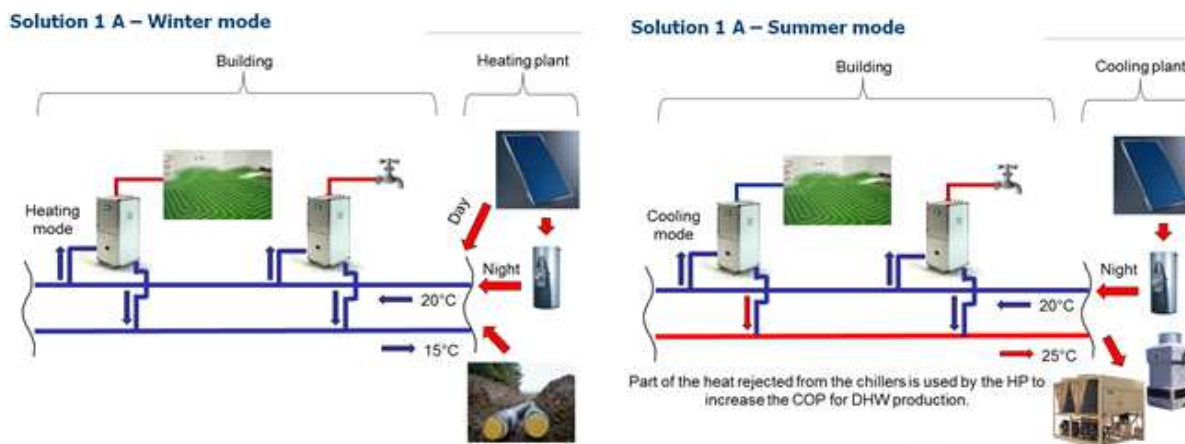
L'area resa disponibile per il campo solare è di 21.000 m²



Figura 1 Area disponibile per campo solare

2.2 Possibili alternative nella configurazione di impianto

Soluzione 1 A – “Anello idronico a bassa temperatura”, impianto solare con accumulo giornaliero

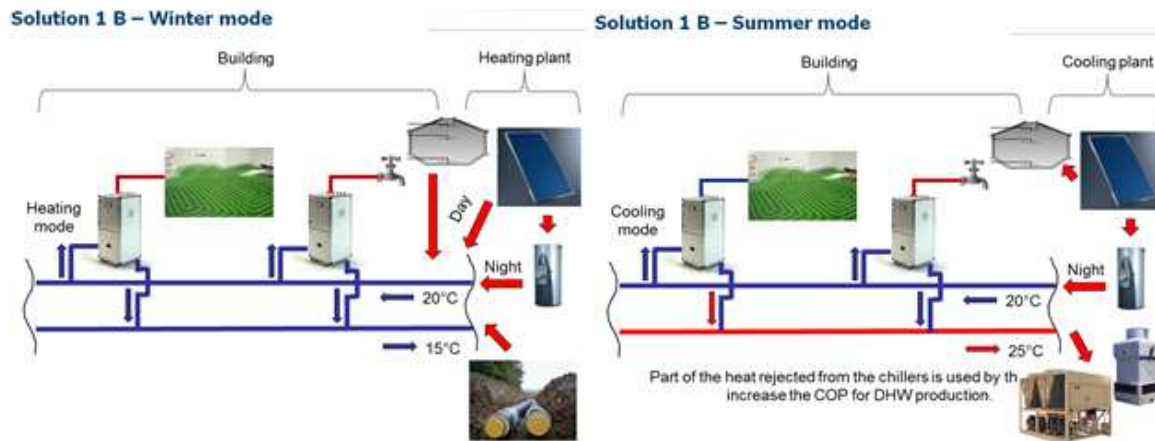


Una nuova sottorete a bassa temperatura (anello idronico) viene mantenuta a una temperatura di mandata di 20°C durante tutto l'anno. Ogni edificio è servito da pompe di calore invertibili per riscaldamento e raffrescamento e per acqua calda sanitaria con DT sull'anello idronico di 5°C.

Inverno: le pompe di calore beneficiano dei 20°C della sorgente calda mantenendo dei COP alti. La fonte di calore che mantiene in temperatura l'anello idronico è il solare termico e, quando questa non è sufficiente, la rete di teleriscaldamento di A2A già esistente ad alta temperatura viene utilizzata come back up. ($T_s=20^\circ\text{C}$, $T_r=15^\circ\text{C}$)

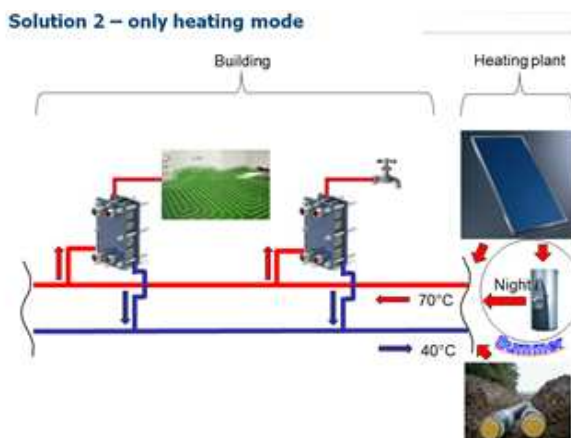
Estate: Le pompe di calore per ACS funzionano come in inverno, mentre le pompe di calore invertibili funzionano in modalità di raffrescamento, beneficiando dei 20°C dell'anello come pozzo, raggiungendo così elevati EER. Essendo i carichi di raffrescamento decisamente più alti di quelli per ACS, l'anello idronico tende a riscaldarsi; si necessita quindi di smaltire calore tramite una torre evaporativa centralizzata e un chiller centralizzato. ($T_s=20^\circ\text{C}$, $T_r=25^\circ\text{C}$). In estate l'impianto solare termico carica un accumulo giornaliero che copre i carichi notturni (ACS), ma la maggior parte del calore solare prodotto non è utilizzato. (Il campo solare non raggiunge i 90°C che sarebbero necessari per poter alimentare direttamente la rete di teleriscaldamento esistente tramite la mandata).

Soluzione 1 B – “Anello idronico a bassa temperatura”, impianto solare con accumulo stagionale



Uguale alla soluzione 1A , ma con un accumulo solare stagionale aggiuntivo: in estate l'impianto solare termico carica un accumulo giornaliero che copre i carichi notturni di ACS e, l'eccesso di calore, viene accumulato in un accumulo stagionale. Quest'ultimo è quindi utilizzato durante l'inverno per aumentare la quota di rinnovabili a copertura dei carichi di riscaldamento e ACS.

Soluzione 2 – Nuova rete di TR a bassa temperatura



Una nuova rete di teleriscaldamento a bassa temperatura (es. $T_s=70^\circ\text{C}$) fornisce calore per i fabbisogni di ACS e sistemi di riscaldamento a bassa temperatura (pannelli radianti, fan coil...).

Ogni edificio è dotato di chiller ad aria per la stagione estiva (non c'è bisogno di torre evaporativa).

Un impianto solare di grandi dimensioni fornisce calore per mantenere la rete a 70°C tutto l'anno. La rete esistente di teleriscaldamento ad alta temperatura è usata come back up.

2.3 *Dettagli tecnici*

- La rete di teleriscaldamento esistente gestita da A2A può già essere considerata esistente secondo



la direttiva di efficienza energetica in quanto rispetta il requisito di avere almeno il 50% del calore prodotto da un mix di rinnovabili, cogenerazione ad alta efficienza e calore di scarto.

- L'area di apertura del campo solare è di:
 - 21.000 m² (tutta area disponibile) nelle soluzioni 1A e 1B,
 - 4.500 m² nella soluzione 2.
- Soluzione 1A: nuova rete a 2 tubi con Tmandata=20°C e Tritorno=15°C in inverno, Tritorno=25°C in estate. Accumulo giornaliero. Pompe di calore per ACS, riscaldamento e raffrescamento.
- Soluzione 1B: Come la 1A ma con serbatoio stagionale di approssimativamente 31.500 m³
- Soluzione 2: la rete di teleriscaldamento a bassa temperatura ha Tmandata=70°C e Tritorno=40°C



3 Posizionamento

3.1 Posizionamento dei collettori

Vista la possibilità di disporre di un'area di grandi dimensioni, si prevede di installare un campo solare a terra.



Figura 2 Impianto con collettori solari installati a terra (foto: Riccardo Battisti)

Poiché si tratta di impianti di grande dimensione, si utilizzano solitamente collettori pre-assemblati di grande taglia, con superficie di apertura compresa tra 10 m^2 e 15 m^2 . Il fatto di adottare una tale scelta permette di diminuire in maniera considerevole il numero di collettori, consentendo al tempo stesso un risparmio non indifferente di tubazioni e accessori di collegamento, oltre alla minore manodopera di installazione e alla necessità di successivi interventi di manutenzione.

Dal momento che i collettori saranno installati a terra è necessario disporre più file parallele, prendendo in considerazione le cosiddette *aree di rispetto*; questo per evitare il rischio di mutuo ombreggiamento tra le file stesse nelle zone pianeggianti. La minima distanza tra una fila e la successiva dipende dall'angolo di inclinazione con cui sono installati i collettori, dalla loro altezza, e anche dalla latitudine del sito. Alle nostre latitudini e con angoli di inclinazione intorno ai 30° , la distanza tra le file deve essere pari ad almeno due volte l'altezza dei collettori. Nella stima dell'ingombro complessivo di un impianto, si può quindi considerare, per ogni m^2 di collettori installati, una superficie occupata lorda compresa tra $2,5 \text{ m}^2$ e $3,5 \text{ m}^2$ nelle zone

pianeggianti. Nelle zone di pendio presenti invece i collettori verrebbero installati seguendo la già presente pendenza e quindi senza necessità di aree di rispetto per evitare ombreggiamenti.

3.2 Posizionamento dell'accumulo

Gli accumuli dovrebbero essere posizionati nelle vicinanze del campo. Nel caso 1B con accumulo stagionale si pone il problema di dove posizionare un volume così grande stimato essere intorno a 31.500 m³ soprattutto perché, vista la presenza dell'alto livello della falda nell'area e le necessità di bonifica in caso di scavo causate dall'inquinamento del sottosuolo circostante, un accumulo interrato sarebbe decisamente troppo oneroso ed è quindi una soluzione da escludersi.

4 Benefici dell'impianto

In questa sezione sono presentati i risultati delle simulazioni fatte mediante il software di simulazione in regime dinamico TRNSYS.

Soluzione 1 A – “Anello idronico a bassa temperatura”, impianto solare con accumulo giornaliero

Energia fornita dal solare termico: 3.700 MWh => gran parte del calore solare non viene sfruttato

Energia termica fornita dalla rete del teleriscaldamento esistente: 5.170 MWh

Potenza richiesta alla torre per smaltire il calore: ca. 5 MW

Energia termica che la torre deve smaltire: 1.600 MWh

Potenza richiesta al chiller centralizzato: 10 MW

Energia termica che il chiller deve smaltire: 5.700 MWh

Quota parte di energia fornita da teleriscaldamento efficiente (definizione da direttiva) Soluzione 1A: ca 40%

Quota parte di energia fornita rinnovabile Soluzione 1A: ca 25%

Solar Fractional Savings Soluzione 1A: ca 40% (confronto con lo stesso schema di impianto ma senza solare)



Soluzione 1 B – “Anello idronico a bassa temperatura”, impianto solare con accumulo stagionale

Energia fornita dal solare termico: 7.700 MWh => grossa quota di energia solare sfruttata

Energia termica fornita dalla rete del teleriscaldamento esistente: 5.170 MWh

Potenza richiesta alla torre per smaltire il calore: ca. 5 MW

Energia termica che la torre deve smaltire: 1.600 MWh

Potenza richiesta al chiller centralizzato: 10 MW

Energia termica che il chiller deve smaltire: 5.700 MWh

Quota parte di energia fornita da teleriscaldamento efficiente (definizione da direttiva) Soluzione 1B: ca 50%

Quota parte di energia fornita rinnovabile Soluzione 1B: ca 45%

Solar Fractional Savings Soluzione 1B: ca 80% (confronto con lo stesso schema di impianto ma senza solare)

Soluzione 2 – Nuova rete di TR a bassa temperatura

Energia fornita dal solare termico: 2.150 MWh

Energia termica fornita dalla rete del teleriscaldamento esistente: 11.900 MWh

SPF chiller raffreddato ad aria: 3

Quota parte di energia fornita da teleriscaldamento efficiente (definizione da direttiva) Soluzione 2: ca 50%
(con 21.000 m² Q_r = ca. 55%)

Quota parte di energia fornita rinnovabile Soluzione 2: ca 20% (con 21.000 m² Q_r = ca. 30%)

Solar Fractional Savings Soluzione 2: ca 15% (confronto con lo stesso schema di impianto ma senza solare)





5 Aspetto economico

Il costo di investimento è stato stimato in maniera approssimativa e con prezzi parametrici (solo per quanto riguarda l'integrazione del solare termico e le torri evaporative, senza considerare la rete di teleriscaldamento, le pompe di calore e il prezzo del terreno):

- Soluzione 1 A: € 6,5 ml

- Soluzione 1 B: € 11,2 ml

- Soluzione 2: € 1,4 ml

Come già detto sopra, siccome l'oggetto di questo studio è un potenziale nuovo impianto che ricadrà in un sistema normativo futuro, ancora indefinito, non è stato considerato alcun incentivo.

6 Eventuali criticità

Trattandosi di simulazioni su una potenziale espansione di rete in un quartiere non ancora esistente la prima difficoltà è stata riscontrata nella stima dei carichi dell'utenza, ipotizzati non essendo ancora noti geometria e dettagli costruttivi.

Una grossa difficoltà per questo tipo di progetto si riscontra anche nell'individuare la disponibilità di un'area così grande per il campo solare in un contesto fortemente urbanizzato.

Questo studio ha poi permesso di capire quanto difficile sarà poter rispondere alle richieste delle future normative sulle energie rinnovabili, rendendo l'utility del teleriscaldamento ben cosciente di questo scenario futuro.

In particolare si è evidenziata la difficoltà di coprire con risorse rinnovabili i carichi di raffrescamento.

Un importante sfruttamento dell'energia solare è possibile solo con accumuli stagionali e l'immissione diretta nella rete è possibile solo con reti di teleriscaldamento a bassa temperatura.

