



Ricerca di Sistema elettrico

Rassegna dell'attività di comunicazione e diffusione del progetto C1-Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi

A cura di Ilaria Bertini (UTEE)
ENEA

RASSEGNA DELL' ATTIVITÀ DI COMUNICAZIONE E DIFFUSIONE DEL PROGETTO C1-RISPARMIO DI ENERGIA
ELETTRICA NEI SETTORI: CIVILE, INDUSTRIA E SERVIZI

La redazione del rapporto è stata a cura di Ilaria Bertini.

Le iniziative descritte sono state organizzate da tutti i gruppi di ricerca di ENEA che hanno prestato la loro attività nel Progetto C1.

Settembre 2014

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

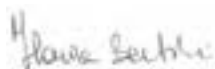
Piano Annuale di Realizzazione 2013

Area: Razionalizzazione e Risparmio nell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria, servizi

Obiettivo: Comunicazione e diffusione dei risultati

Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA



Indice

1	Introduzione	4
2	Reti di poligenerazione.....	4
3	Gestione ottimale di reti di edifici	110
4	Sviluppo di prodotti efficienti per l'illuminazione.....	118
5	Tecnologie per l'industria del freddo.....	131

1 Introduzione

Il presente testo fornisce una rassegna delle principali iniziative organizzate per la comunicazione e diffusione dei risultati con il relativo materiale prodotto, suddivise per le quattro linee in cui si articola il progetto C1; il materiale è stato messo a disposizione da tutti i colleghi ENEA che hanno partecipato alle attività del presente progetto.

2 Reti di poligenerazione

2.1.1 Subtask A.1: Sviluppo di indici per la valutazione delle prestazioni di reti energetiche in assetto poligenerativo e caratterizzazione mediante tali indici di varie topologie di reti reali e simulate mediante codici di calcolo dinamici

2.1.1.1 Partecipazione Convegno Nazionale AICARR, Padova 5 giugno 2014

La partecipazione al congresso ha portato alla pubblicazione di un articolo negli atti.

Sviluppo di un modello di simulazione avanzato per impianti di Solar Cooling Development of an advanced simulation model for Solar Cooling plants

GIOACCHINO MOROSINOTTO¹ - GIOVANNI PUGLISI² - GIUSEPPE EMDI¹ - MICHELE DE CARLI²

¹Università degli Studi di Padova, Dipartimento di Ingegneria Industriale

²ENEA, Unità Tecnica Efficienza Energetica - Generazione Distribuita

SOMMARIO

Gli impianti di Solar Cooling rappresentano una valida soluzione per incrementare lo sfruttamento dell'energia solare negli edifici, contribuendo a coprire la domanda di raffrescamento in modo sostenibile e vantaggioso. Sebbene la tecnologia di riferimento sia matura, questi impianti sono caratterizzati da scarse esperienze progettuali e realizzative, mancano infatti soluzioni commerciali standardizzate e le difficoltà maggiori si incontrano nella gestione dell'integrazione con i tradizionali sistemi di generazione. Il lavoro svolto ha avuto come obiettivo lo sviluppo e la calibrazione di un modello di simulazione per un impianto di raffrescamento solare al fine di creare uno strumento di supporto solido ed efficiente alle fasi di progettazione e gestione. Il modello è stato creato in ambiente Simulink prendendo come impianto di riferimento il sistema installato presso l'edificio F-51 del centro di ricerca ENEA Casaccia. La calibrazione effettuata ha reso il modello rappresentativo della realtà con un errore medio del 10% ed ha permesso di quantificare il beneficio ottenibile da alcuni interventi di ottimizzazione al fine di rendere massimo il risparmio di energia primaria complessivo. Lo strumento sviluppato trova un ottimo utilizzo oltre che nella scelta delle taglie dei componenti e del layout impiantistico più idoneo, nello studio delle logiche di integrazione con altre fonti di energia, modalità di gestione dei parametri caratteristici e scenari di utilizzo.

SUMMARY

Solar Cooling systems represent an effective solution to increase the use of solar energy in buildings, satisfying the demand for cooling of indoor environments in a sustainable and profitable way. Although the reference technology is mature, these plants are characterized by poor planning and implementation experiences, lacking business and standardized solutions and the main difficulties you have in managing the integration with traditional systems of generation of energy. The work has been focused on the development and calibration of a dynamic simulation model of a solar cooling system in order to create a robust and efficient tool to support the phases of planning and management. The model was created in matlab-simulink taking as a reference the system in-

stalled at the building F-51 in the research center ENEA Casaccia. The calibration carried out made the representative model of reality with an average error of 10% and has allowed us to quantify the benefits obtained by some optimization measures in order to make the maximum primary energy savings in the overall operation of the system. The developed tool is a great addition to use in choosing the sizes of the components and of the most suitable plant layout, in the study of the logic of integration with other energy sources, how to manage characteristic parameters and usage scenarios.

Parole chiave: solar cooling, energie rinnovabili, raffrescamento estivo.

Key words: solar cooling, renewable energy, summer cooling.

1. INTRODUZIONE

È ormai consapevolezza diffusa il fatto che sia assolutamente necessario porre un freno allo sfruttamento intensivo delle fonti di energia di natura fossile per cercare di mitigare l'emissione in atmosfera dei gas serra, principali responsabili dei mutamenti climatici in corso. Per combattere quest'emergenza globale le azioni sono: risparmio energetico, efficienza energetica e maggior ricorso alle fonti rinnovabili di energia. Tutte queste opzioni, ognuna con le proprie caratteristiche, si presentano come strumento essenziale per ridurre le emissioni e per promuovere la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, favorendo al contempo lo sviluppo tecnologico e l'innovazione. In questo contesto l'energia solare è una fonte rinnovabile che potenzialmente può contribuire in maniera significativa a coprire parte dei fabbisogni energetici legati alla gestione dell'edificio. Per far ciò è necessario individuare e sviluppare le modalità più idonee per un suo sfruttamento efficiente e sostenibile.

Un ambito in cui lo sfruttamento dell'energia solare risulta importante riguarda i consumi energetici nel settore civile relativi alla produzione di acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento, che rappresentano mediamente più del 35% dei consumi di energia nazionali. Il potenziale risparmio energetico in questo settore è molto alto, si stima che l'utilizzo di un sistema solare termico possa coprire tra il 20 e il 60% dei consumi di un edificio in funzione della richiesta energetica. La tecnologia del raffrescamento solare, oggetto di questo lavoro, consente di sfruttare l'energia della radiazione solare per produrre energia frigorifera in due ambiti: la refrigerazione ed il condizionamento dell'aria. Nei paesi sviluppati la refrigerazione delle derrate alimentari ed il condizionamento vanno ad incidere in modo sempre più rilevante sul fabbisogno energetico complessivo. La necessità di produrre freddo sarebbe inoltre ancora più sentita nei paesi in via di sviluppo, poiché la mancanza di una refrigerazione adeguata implica ingenti perdite di derrate alimentari e poiché l'elevato livello termico negli ambienti lavorativi è generalmente causa di ridotti rendimenti nelle attività. Il condizionamento degli ambienti non può essere considerato un lusso ma una vera e propria necessità specialmente negli ambienti di lavoro. Se questo avviene tramite impianti tradizionali si ha un utilizzo non trascurabile di energia elettrica. Considerando poi la crescente richiesta di climatizzazione estiva, sia negli edifici residenziali ed industriali dei paesi del sud Europa, sia nei pae-

si nordici a causa dell'aumento del peso dei guadagni interni in edifici con involucri sempre più isolati termicamente, si deduce come l'utilizzo dell'energia solare nel campo del raffrescamento possa contribuire in modo significativo a prevenire un drastico aumento del consumo di energie convenzionali nonché a ridurre le emissioni di anidride carbonica aiutando i paesi europei a rispettare gli impegni presi in ambito di salvaguardia ambientale.

L'attività svolta si inserisce nell'ambito di ricerca di sistema elettrico (RdS) svolta dall'ENEA, si tratta di un programma che mira ad assicurare al Paese le condizioni operative per uno sviluppo più sostenibile studiando modalità di utilizzo delle risorse energetiche più razionali. Varie tematiche di studio fanno parte di tale programma, in particolare questo studio si inserisce nella categoria "risparmio di energia elettrica" attività finalizzata a ricercare e studiare i settori in cui si ritiene possano realizzarsi significativi risparmi di energia: terziario, civile, illuminazione pubblica, condizionamento degli ambienti, trasporti. In particolare l'ambito di ricerca in cui è inserito questo studio è quello legato all'utilizzo dell'energia solare per il condizionamento estivo con lo scopo di sperimentare e qualificare componenti e sistemi per applicazioni industriali o civili, sviluppando sistemi di controllo per impianti di climatizzazione in edifici e distretti energetici.

2. L'IMPIANTO OGGETTO DI STUDIO

L'impianto di Solar Cooling realizzato nell'edificio F-51 del Centro Ricerca ENEA Casaccia è stato integrato con l'impianto di climatizzazione esistente. Il "retrofit" è stato realizzato nel 2009 con componenti, apparecchiature e macchine commerciali di facile reperimento sul mercato in modo da assicurare una facile replicabilità esterna del sistema. La realizzazione dell'impianto ha comportato l'installazione di:

- un campo solare realizzato con 30 collettori solari a tubi evacuati inclinati a 40°, rivolti verso sud, per una superficie totale lorda di 112 m² di cui 99.3 m² di apertura, i collettori sono ancorati tramite struttura d'acciaio al tetto piano dell'edificio (Figura 1);
- un sistema di accumulo termico caldo costituito da due serbatoi da 1500 litri ciascuno, interfacciati con il circuito solare tramite uno scambiatore a piastre e funzionanti in modo alternato. L'adozione della configurazione con doppio accumulo caldo permette, da un lato di migliorare l'operatività e le prestazioni del sistema perché il riscaldamento tramite fonte solare avviene su una quantità di fluido che è a metà della totale accumulata, dall'altro non viene limitata la capacità totale in quanto nelle condizioni più favorevoli si hanno entrambi i volani termici alla massima temperatura. La logica di controllo considera alternativamente un accumulo prioritario rispetto all'altro per lo scambio con il campo solare ed il rimanente accumulo ha quindi la priorità per alimentare l'utenza (Figura 1);
- un gruppo ad assorbimento ad acqua/bromuro di litio da 70 kW frigoriferi alimentato dall'energia termica prodotta dal campo solare e utilizzando come integrazione la caldaia a gas metano da 115 kW esistente;
- un accumulo di acqua refrigerata da 2000 litri collegato in serie alla macchina frigorifera ad assorbimento (Figura 1);

- una Torre evaporativa a servizio del gruppo frigo ad assorbimento;
- rete di sensori collegati ad un sistema di controllo ed acquisizione dei dati (Figura 2).



Figura 1 – Componenti principali dell'impianto di Solar cooling.

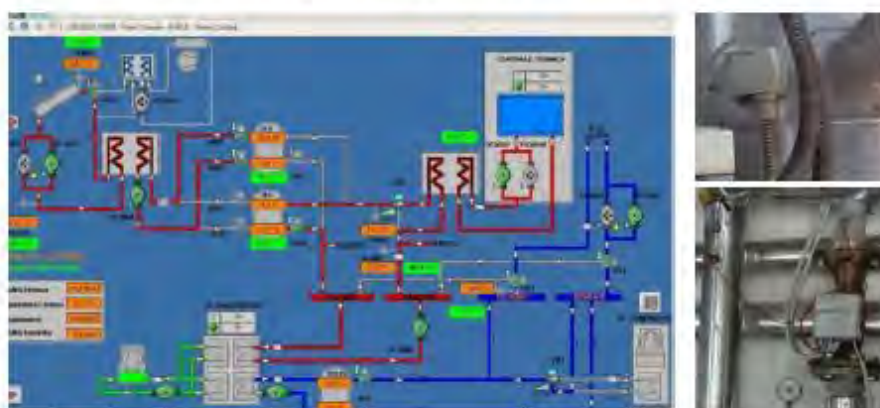


Figura 2 – Sistema di monitoraggio parametri impiantistici e sensori installati.

3. SVILUPPO DEL MODELLO DI SIMULAZIONE

L'ambiente utilizzato per la simulazione dell'impianto è SIMULINK, software commerciale che nasce come pacchetto interno al codice MATLAB. L'ambiente SIMULINK è stato progettato per la modellazione, la simulazione e l'analisi di qualsiasi tipo di sistema dinamico secondo l'approccio sequenziale-modulare in modo che i dati di output di un componente sono utilizzati come input per il componente successivo. Lo schema che viene costruito è formato da un certo numero di blocchi connessi tra loro da frecce direzionali, all'interno dei blocchi vengono eseguite delle operazioni. Per avviare la simulazione, l'utente deve specificare un intervallo temporale, un istante iniziale, un istante finale e un metodo di integrazione. I valori dei segnali trasportati dalle frecce vengono aggiornati durante la simulazione a ogni passo temporale tra l'istante iniziale e l'istante finale. Il modello dell'impianto di raffrescamento solare in esame è stato creato collegando i vari componenti (collettori solari, accumuli, scambiatori, ecc) a loro volta sviluppati sulla base delle equazioni fisiche relative al loro funzionamento e delle carat-

teristiche di funzionamento fornite dai costruttori. Di seguito la descrizione dei modelli sviluppati.

- Collettori solari: lo sviluppo del modello per il campo solare (Figura 3) è iniziato con la configurazione del modello per il singolo collettore, si è partiti dall'equazione di Bliss (esprime il rendimento del collettore come rapporto tra l'energia assorbita dal fluido termovettore e quella potenzialmente sfruttabile proveniente dal sole), inserendo alcune correlazioni correttive per tener conto: dei differenti valori di portata rispetto a quelli di test definiti dalla normativa di riferimento, del numero di collettori collegati in serie, e della non perpendicolarità della radiazione solare sulla superficie captante (Duffie and Beckman, 2006);

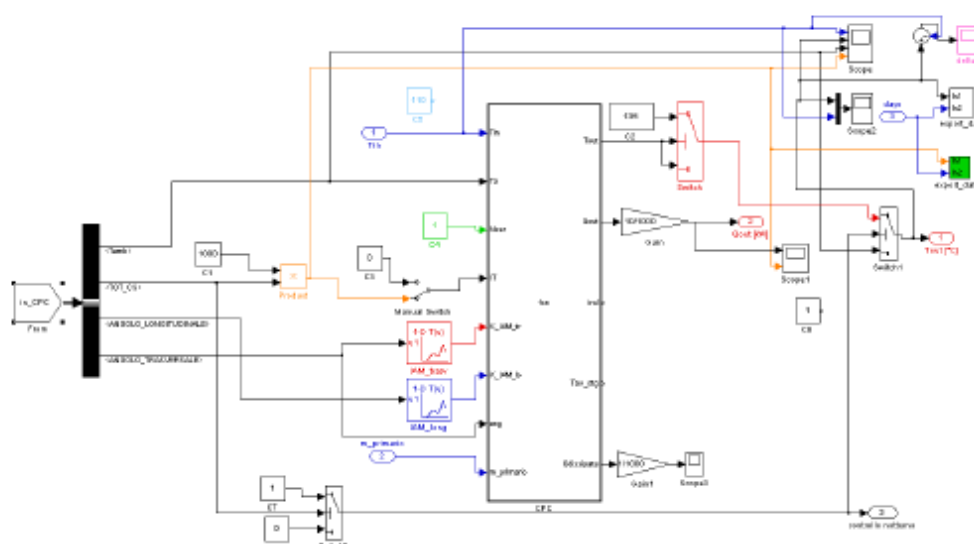


Figura 3 - Immagine del modello relativo ai collettori solari.

- Scambiatori di calore: le equazioni utilizzate nel modello dello scambiatore di calore (Figura 4) collegato al campo solare sono quelle riconducibili al metodo ϵ -NTU in cui il flusso termico massimo scambiato è stato posto pari a quello proveniente dai collettori solari. Per le condizioni di funzionamento in off-design è stata utilizzata una correlazione che varia il coefficiente di trasmissione globale di calore in relazione alla variazione della portata secondo un coefficiente determinato sperimentalmente con una serie di monitoraggi sull'impianto. Per completare il modello dello scambiatore è stato infine necessario ricavare ulteriori caratteristiche tecniche rispetto a quelle fornite dal costruttore;

- Nell'ottica di un progressivo avvicinamento tra i modelli di simulazione e la complessa realtà fisica è stato elaborato un modello di simulazione dei serbatoi che tenga conto della stratificazione termica interna, questo modello di base sull'approccio *multinode* (Figura 6) secondo il quale il serbatoio viene diviso in un numero N di nodi o sezioni, per ognuno dei quali viene scritto il bilancio di energia in modo da ottenere la temperatura media in funzione del tempo per ogni sezione. Nel modello viene considerato trascurabile il gradiente di temperatura in direzione orizzontale e si assume che il flusso entrante raggiunga il nodo a temperatura più vicina senza indurre un mescolamento verticale del liquido all'interno del serbatoio (Musa, 2010);

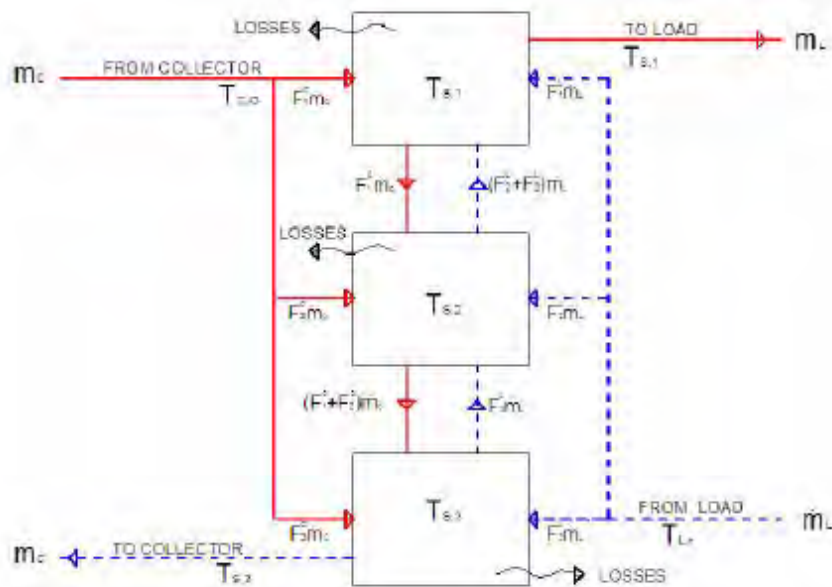


Figura 6 – Schema concettuale dell'approccio multinode per il modello del serbatoio a stratificazione.

- Caldaia: il modello della caldaia (Figura 7) è stato elaborato tenendo in considerazione la reale configurazione impiantistica presente nell'impianto al fine di avere la possibilità di regolare la soglia di controllo per la valvola a tre vie ed il set point della caldaia. Il ruolo della valvola a tre vie viene svolto nel modello tramite un *Embedded* in cui avviene il confronto tra la temperatura in uscita dal serbatoio caldo ($t_{out,rank}$) e quella impostata nella valvola a tre vie ($t_{set,valvola}$); se $t_{out,rank} > t_{set,valvola}$ la caldaia rimane spenta e la macchina frigorifera ad assorbimento viene alimentata unicamente dal serbatoio, viceversa la caldaia si attiva. La potenza data dalla caldaia è determinata tramite una *lookup table* in base alla temperatura di uscita dell'acqua dal serbatoio, per cui più questa è bassa più la potenza della caldaia è elevata. Il funzionamento della caldaia è stato posto modulante fino al 30% della potenza nominale.

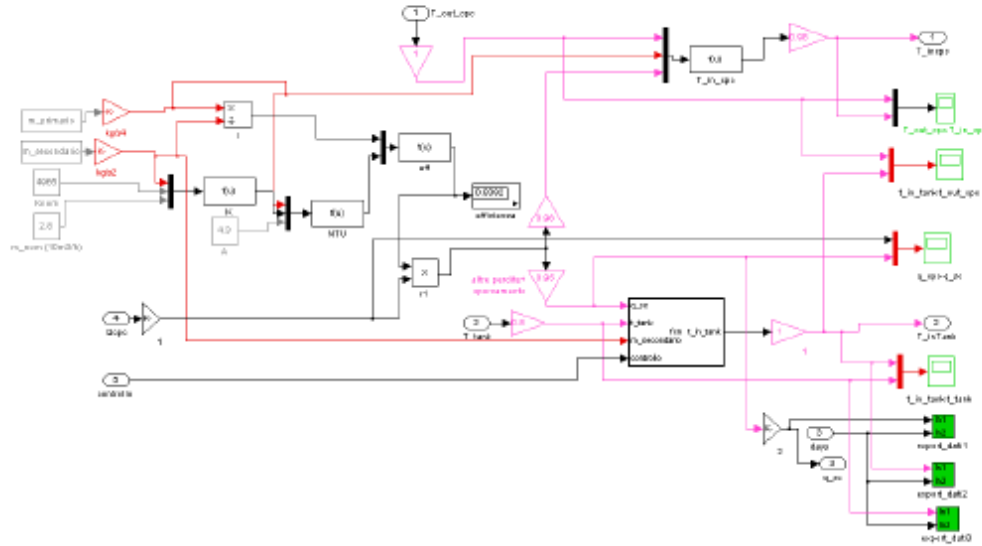


Figura 4- Immagine del modello relativo allo scambiatore.

- **Accumuli:** il modello sviluppato per gli accumuli (Figura 5) li considera a mescolamento perfetto con la temperatura nel serbatoio uniforme. Tale temperatura è variabile in funzione del tempo per effetto dell'immissione o dell'estrazione di energia durante i processi di carico e scarico e delle interazioni con l'ambiente. Il comportamento dell'accumulo viene quindi descritto mediante un'equazione di bilancio di energia in forma differenziale. Il sistema di controllo è inserito nel modello tramite una *S-function* in cui le temperature dei due serbatoi vengono confrontate con quella di riferimento e con quella di uscita dal circuito solare, a seconda delle condizioni si procede ad alimentare un serbatoio rispetto all'altro ed a prelevare energia dal rimanente;

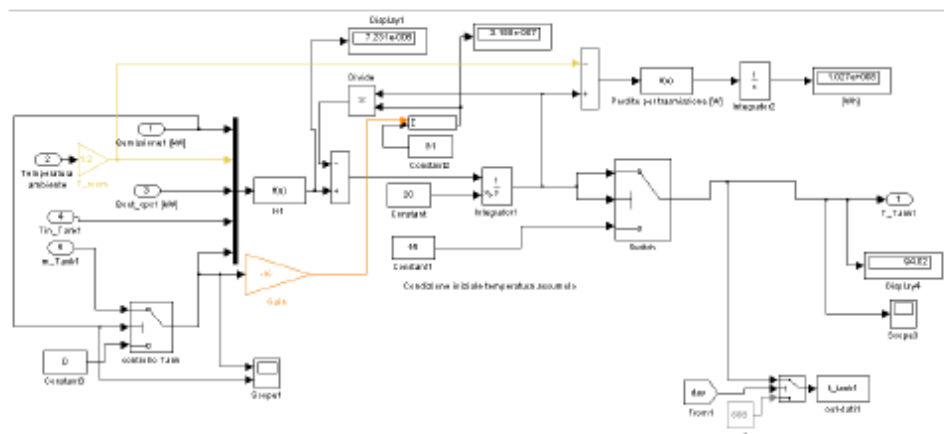


Figura 5 - Immagine del modello relativo agli accumuli.

La potenza fornita dalla caldaia viene trasferita al flusso in ingresso alla macchina frigorifera tramite uno scambiatore a piastre. Per poter operare anche sul set point della caldaia è stato modellato il contenuto di acqua presente nel generatore termico come un accumulo che viene riscaldato da una potenza data dalla combustione del gas e viene scaricato dalla potenza ceduta tramite lo scambiatore di calore.

La potenza di combustione è determinata tramite un'altra *lookup table* costruita con i valori di rendimento forniti dal costruttore tenendo conto dell'usuale andamento del rendimento al variare del fattore di carico (Rossi, 2003). Quando la temperatura di questo accumulo interno alla caldaia raggiunge la temperatura di set point la caldaia si spegne e la potenza erogata al flusso d'acqua si annulla;

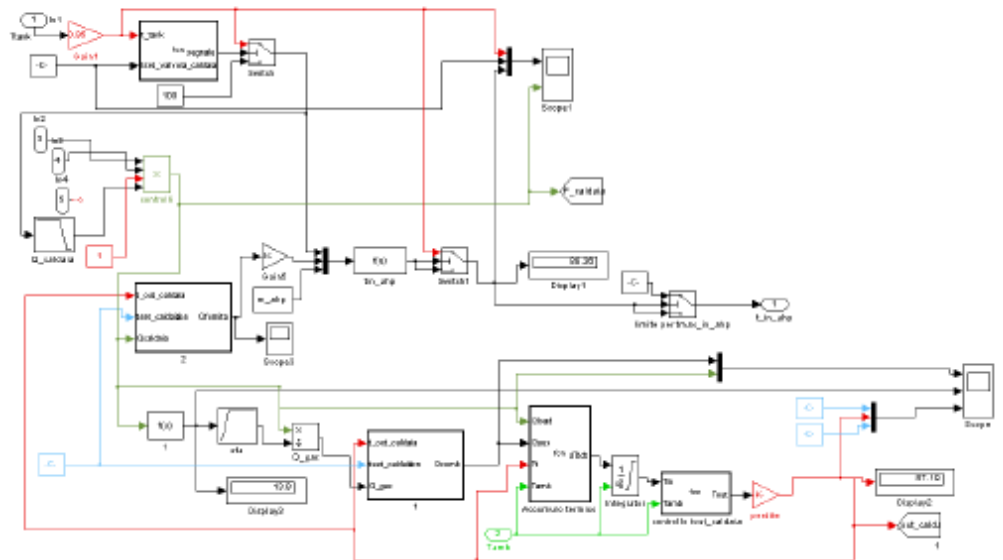


Figura 7 - Immagine modello relativo alla caldaia.

- **Macchina frigorifera ad assorbimento:** il modello costruito (Figura 8) consente di prevedere la potenza frigorifera erogata dalla macchina avendo come input la temperatura dell'acqua in ingresso all'assorbitore e le condizioni ambientali. Le prestazioni sono ricavate utilizzando le caratteristiche tecniche fornite dal costruttore. Tramite una *lookup table* sono state implementate delle curve, parametrizzate per diverse temperature dell'acqua di uscita dalla torre evaporativa, queste consentono di ricavare il rapporto tra potenza termica in ingresso e potenza termica nominale nota la temperatura dell'acqua calda di alimentazione. Sono state poi sviluppate le curve dell'andamento del COP medio sempre in funzione della temperatura dell'acqua calda di alimentazione. Dal prodotto tra il coefficiente di effetto utile e la potenza termica si ottiene la potenza frigorifera prodotta;

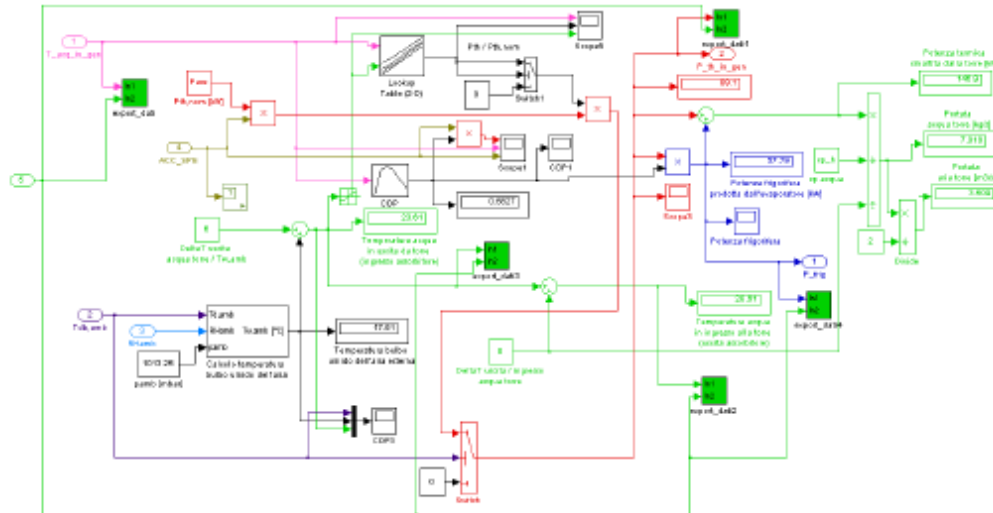


Figura 8 - Immagine del modello relativo alla macchina frigorifera ad assorbimento.

- Macchina frigorifera a compressione: il modello della macchina frigorifera (Figura 9) consente di valutare, a partire dai dati di targa, le prestazioni della macchina al variare delle condizioni di carico e di funzionamento. Nel modello sono state inserite delle matrici di correzione delle prestazioni nominali per caratterizzare la macchina nelle condizioni di off design. Tali matrici derivano dall'applicazione delle metodologie suggerite dalla normativa ad un campione di macchine commerciali. Il modello è in grado di determinare le prestazioni della macchina note le sue caratteristiche nominali per qualsivoglia coppia di temperature della sorgente calda e di quella fredda. Per quanto riguarda il funzionamento della macchina in regime estivo le matrici di correzione sono state ricavate dal metodo proposto nella UNI TS 11300-3. Tramite l'implementazione di una *lookup table* il modello è in grado di fornire il valore dell'EER in condizioni di parzializzazione noto il valore nelle condizioni nominali. Per tener conto dell'interazioni con le sorgenti a temperature diverse da quelle nominali è stata implementata una *lookup table 3D* in cui in input si ha il grado di parzializzazione e le temperature delle sorgenti e come output si ha il valore di η_1 che va moltiplicato per l'EER valutato nelle condizioni di parzializzazione;

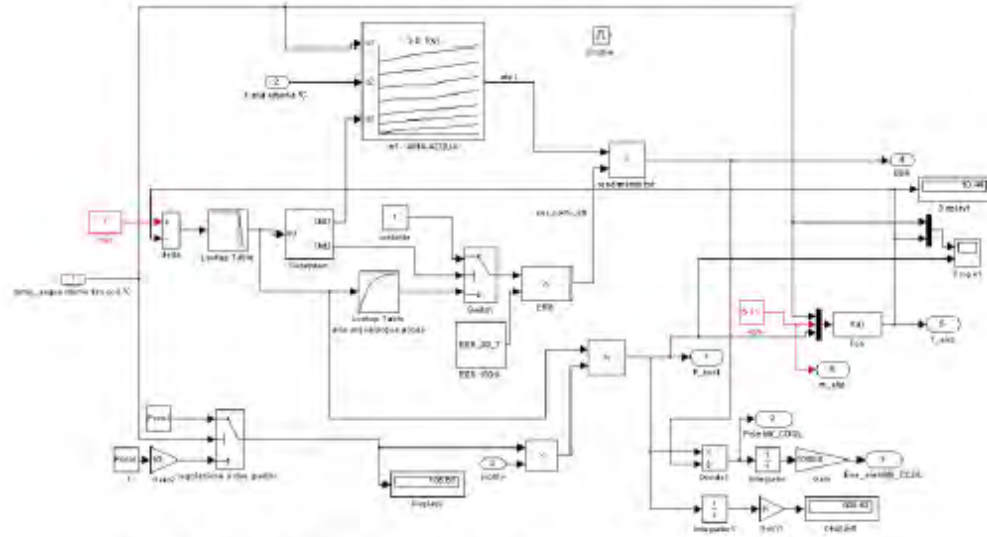


Figura 9 - Immagine del modello relativo alla macchina frigorifera a compressione.

- Ventilconvettori: nel modello di simulazione dei fancoil (Figura 10) il terminale viene controllato in modalità on-off per azione di una valvola termostatica in funzione della temperatura interna dell'edificio. Come valori di set point implementati nel modello è stato posto che in raffreddamento il terminale si attiva quando la temperatura interna supera i $26,5^{\circ}\text{C}$ e si disattiva quando questa scende al di sotto dei $25,5^{\circ}\text{C}$ (in riscaldamento tali limiti sono accensione per $t_{\text{int}} < 19,5^{\circ}\text{C}$ e spegnimento per $t_{\text{int}} > 21,5^{\circ}\text{C}$). Il blocco di simulazione ha come input la temperatura interna dell'ambiente climatizzato, la temperatura dell'acqua di alimentazione ed i profilo di accensione dell'impianto. Come output si ottengono la temperatura di uscita dell'acqua, dell'aria e la potenza scambiata dal terminale.

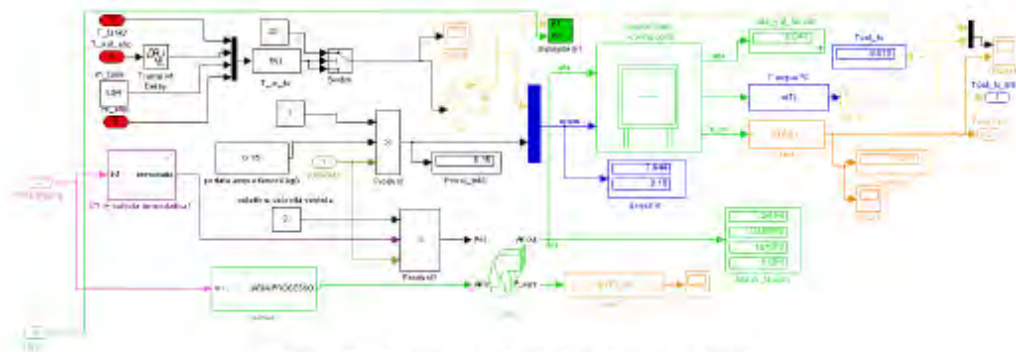


Figura 10 - Immagine del modello relativo ai fancoil.

- Sistema radiante: il modello del sistema radiante (Figura 11) è stato sviluppato seguendo il metodo contenuto nella normativa di riferimento UNI 15377-1, in particolare si è fatto riferimento al caso F, relativo al sistema a tubi capillari. La normativa indica come calcolare la resistenza termica totale partendo dalle diverse resistenze termiche (R_w, R_r, R_x, R_1, R_2) che il flusso termico incontra nel suo passaggio dalla tubazione all'ambiente. Dalla resistenza totale si calcola la caratteristica di scambio termico da cui, fissando una differenza di temperatura tra acqua in mandata e in ritorno, si ottiene la resa termica del pannello radiante che, moltiplicata per l'area utile stimata, fornisce la potenza in raffreddamento di tutto l'edificio. Uno dei parametri fondamentali per la gestione di questo tipo di impianti è la temperatura superficiale del pannello che non deve mai scendere sotto la temperatura di rugiada dell'ambiente pena la formazione di condensa superficiale quindi un rapido degrado delle strutture con situazioni di forte discomfort per gli occupanti. E' stata impostata una soglia limite costante per la temperatura superficiale del pannello pari a 18°C, quando tale temperatura scende al di sotto del limite interviene un sistema di regolazione che innalza la temperatura dell'acqua in mandata al pannello. Nella realtà questo può essere fatto con una valvola modulante a tre vie miscelatrice collegata tra la mandata ed il ritorno del pannello. Il limite di 18°C corrisponde alla temperatura di rugiada che si ottiene in condizioni interne di riferimento dal punto di vista del comfort (26°C e 60% di umidità). Per tener conto dell'inerzia del sistema sono state calcolate le caratteristiche di emissione nel caso di accensione e spegnimento dell'impianto considerando una costante di tempo calcolata come il prodotto tra la resistenza termica e la capacità termica del sistema (De Carli e Perretti, 2011). Tramite una serie di *switch*, comandati dai segnali della valvola termostatica istantanei e precedenti, il modello calcola la potenza emessa dal sistema radiante lungo la curva di aumento asintotico nel caso di accensione, lungo quella di decremento nel caso di spegnimento e mantenendo un valore costante nel caso di funzionamento a transitori terminati.

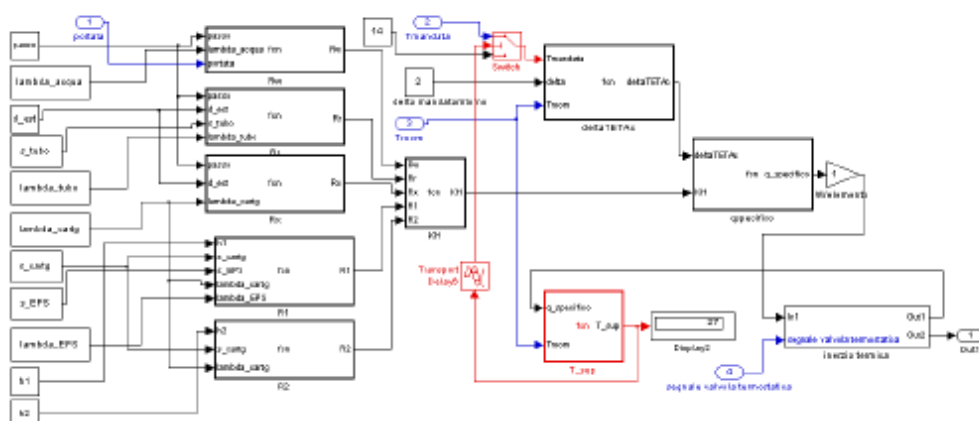


Figura 11 - Immagine del modello relativo ai terminali radianti.

4. CALIBRAZIONE DEL MODELLO

L'impianto in esame è provvisto di una piattaforma gestionale, questa rileva le principali variabili di funzionamento, effettua le operazioni di controllo sull'impianto comandando gli stati di funzionamento delle apparecchiature e memorizzando i dati monitorati (Figura 2).

I sensori utilizzati per il monitoraggio dell'impianto sono:

- Sensori di temperatura: termocoppie PT100 di tipo resistivo in classe B con un campo di misura compreso tra -30°C e 130°C . Tali sensori (Figura 2) in accordo con le specifiche tecniche del costruttore sono installati in posizioni valide per la misura, con l'elemento sensibile rivolto contro il flusso di corrente e in posizioni in cui il flusso d'acqua sia ben miscelato (per esempio dopo una pompa, a 1,5-2 metri dopo una valvola di miscelazione o in un gomito).
- Sensore di temperatura e umidità esterna installato in posizione coperta e orientato verso nord. Il sensore di umidità è di tipo capacitivo, viene sfruttata la variazione di impedenza di un materiale igroscopico al variare dell'acqua adsorbita mentre il sensore di temperatura è di tipo resistivo.
- Contabilizzatori di energia: dotati di due sonde termometriche a immersione PT100 al platino, di un misuratore di portata ad ultrasuoni e di un dispositivo di acquisizione dati ed elaborazione (Figura 2). Lo strumento è dotato di uno schermo in cui è possibile visualizzare dati di misura istantanei, valori massimi, valori mensili, effettuare il set point dei parametri e visualizzare eventuali messaggi di anomalia rilevati durante gli automatici controlli diagnostici dello strumento. Nell'impianto sono installati otto contabilizzatori nelle seguenti posizioni:
 - Tra scambiatore di calore "solare" ed accumuli caldi;
 - Tra serbatoi e collettore caldo di mandata;
 - All'ingresso del generatore della macchina ad assorbimento;
 - All'uscita dell'evaporatore dalla macchina ad assorbimento;
 - Tra macchina ad assorbimento e torre evaporativa;
 - All'uscita della macchina frigorifera a compressione;
 - All'uscita della caldaia;
 - Alla mandata delle utenze.

Per quanto riguarda i dati climatici di input è stato possibile utilizzare i dati di radiazione solare rilevati da una stazione di misura posta in prossimità dell'impianto in esame. Questo ha permesso di avere a disposizione delle misure di radiazione solare precise ed affidabili in quanto il sistema di misura è costituito da un pireliometro e due piranometri che misurano radiazione globale, diretta e diffusa sul piano orizzontale con campionamento ogni 5 minuti. Temperatura ed umidità ambiente sono stati monitorati da un sensore posto nella parte esterna dell'impianto. Questi dati meteo sono stati inseriti a

valle del generatore di dati meteo a reti neurali presente nel modello. Tramite uno *switch* controllato dal numero del giorno il modello legge il dato meteorologico caricato o, viceversa, utilizza il dato fornito del generatore. La calibrazione del modello di simulazione ha avuto come obiettivo la verifica della corrispondenza tra i valori misurati rispetto a quelli simulati, per fare ciò i dati utili per la calibrazione sono stati esportati dal modello tramite il blocco *"To Workspace"* il quale permette di salvare i dati come file di testo per poi essere importati facilmente in un foglio di calcolo. Il processo di esportazione dei dati viene comandato dal numero del giorno in modo da poter avviare la simulazione qualche giorno prima rispetto a quello effettivo di inizio del periodo in esame al fine di portare il modello a regime senza avere possibili fenomeni di transitorio iniziali.

La calibrazione è stata fatta confrontando l'andamento delle grandezze (temperature e potenze) misurate rispetto alle stesse grandezze simulate, l'ottimizzazione della calibrazione ha cercato il giusto compromesso tra sforzo computazionale, principalmente inteso come tempo necessario per la simulazione, e riduzione dell'errore tra i due segnali confrontati. Questo processo di riduzione della differenza tra gli andamenti delle grandezze monitorate e simulate è stato fatto in primo luogo cercando di capire se l'andamento differente fosse frutto di errori nella costruzione del modello rispetto all'impianto reale; verificato ciò, i segnali sono stati corretti inserendo opportunamente delle amplificazioni, delle riduzioni o dei coefficienti correttivi di cui si è comunque sempre data un'interpretazione pratica. Per esempio una diminuzione dell'efficienza negli scambiatori nell'ambiente simulato può essere giustificata con la presenza di sporco o di depositi calcarei negli scambiatori reali, cosa che di fatto pregiudica il coefficiente di scambio termico, oppure eventuali *gain* amplificatori utilizzati nei segnali di temperatura tengono conto delle perdite di calore lungo lo sviluppo delle tubazioni, il modello non tiene infatti conto di tutto il volume di fluido contenuto nello sviluppo delle linee di collegamento tra le diverse parti dell'impianto. Oltre a ciò è necessario tener conto di alcuni limiti intrinseci del modello per cui l'ottenimento di una perfetta simulazione della realtà diventa alquanto difficile: prima di tutto lo step temporale del modello di quindici minuti che, per quanto sia minore rispetto a quello orario comunemente utilizzato, induce dei ritardi nell'esecuzione di determinate regolazioni che nella realtà avvengono nell'ordine dei minuti mentre nella simulazione non possono che avvenire dopo quindici minuti, portando la grandezza controllata spesso oltre i limiti preposti. Al fine di limitare le conseguenze di questi valori sono state inserite nel modello diversi sistemi, non presenti nell'impianto reale, che mantengono i valori di tali grandezze entro i limiti previsti. Un'altro aspetto da tenere in considerazione riguarda le logiche di costruzione di alcuni modelli, in riferimento soprattutto a quello dell'assorbitore che, non essendo stato creato per simulare la specifica macchina in esame, bensì per ricreare il funzionamento medio di una macchina ad assorbimento generica, presenta un funzionamento sicuramente non corrispondente a quello reale della macchina utilizzata. Un'ultima considerazione riguarda la parte di simulazione relativa ai fabbisogno dell'edificio, sebbene siano stati implementati i profili di carico (occupazione, apparecchiature, ecc.) questi non rispecchiano esattamente quelli reali per ovvia soggettività ed indeterminazione di tali dati. Questo si traduce in differenze sostanziali tra grandezze misurate e simulate relativa alla produzione, distribuzione ed emissione del freddo, viceversa la parte solare, proprio grazie alla correttezza degli input inseriti (dati meteorologici e dati tecnici dei componenti),

ha permesso di ottenere un risultato migliore in termini di corrispondenza dei risultati ottenuti. Si riportano di seguito gli andamenti di alcune grandezze confrontando il valore misurato con quello simulato (Figure 12-13-14-15).

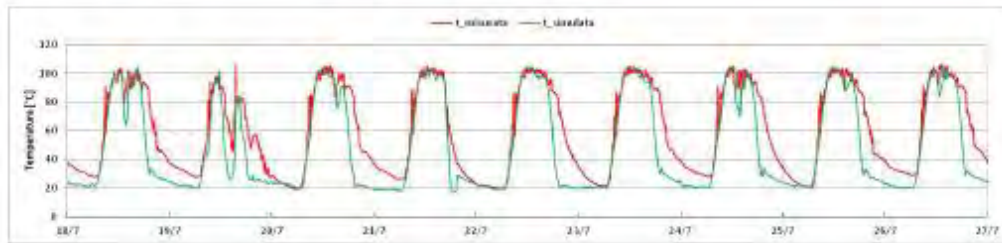


Figura 12 – Confronto tra l'andamento della temperatura misurata e simulata, in uscita dai collettori solari dal 18 al 26 luglio.

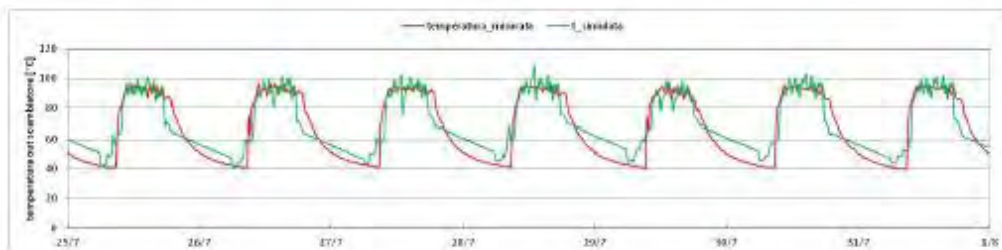
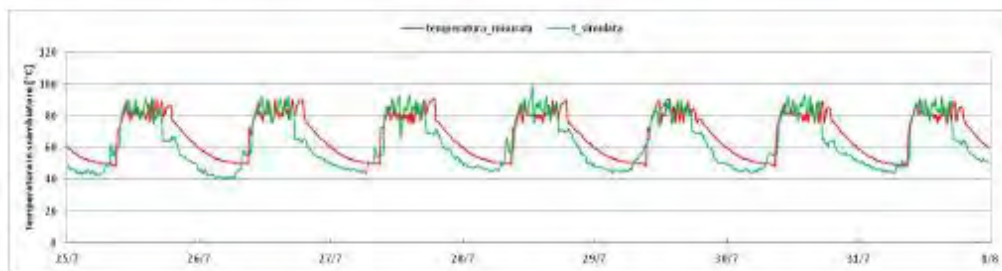
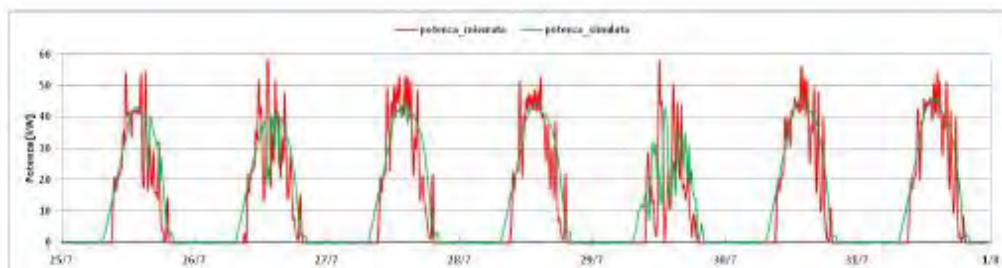


Figura 13 - Confronto tra l'andamento delle grandezze allo scambiatore solare: potenza, temperatura in ingresso e in uscita lato secondario dal 16 al 31 luglio.



Figura 14 – Confronto dell'andamento della temperatura nei due serbatoi caldi dal 25 al 31 luglio.



Figura 15 - Confronto tra l'energia dello scambiatore solare misurata e simulata nel mese di agosto.

Complessivamente la calibrazione del modello effettuata lo ha reso rappresentativo della realtà con un errore medio pari a circa il 10%. È stata maggiormente presa in considerazione la parte relativa allo sfruttamento della fonte solare.

Le maggiori differenze sono state riscontrate nei giorni caratterizzati da valori di radiazione solare variabile (giornate nuvolose o di brutto tempo), il modello relativo ai collettori solari non risponde adeguatamente alle reali prestazioni in queste condizioni e tende a sovrastimare la potenza solare prodotta nelle condizioni di bassa radiazione.

Una ulteriore considerazione relativa al circuito solare riguarda il valore della portata circolante nel campo solare utilizzato nella simulazione, tale valore non è misurabile con precisione nell'impianto ed è stato perciò utilizzato un valore di portata medio calcolato tramite bilanci di scambio termico allo scambiatore solare.

Sulla parte relativa alla produzione dell'energia frigorifera si sono ottenuti degli errori medi sull'energia in ingresso all'assorbitore del 20%, su quella frigorifera prodotta

del 13% (Figura 16), questo legato soprattutto ad una sovrastima del COP nella simulazione rispetto a quello reale (COP medio misurato pari a 0.46, quello medio simulato è pari a 0.51), mentre l'errore medio sull'energia frigorifera inviata all'utenza è pari al 15%.

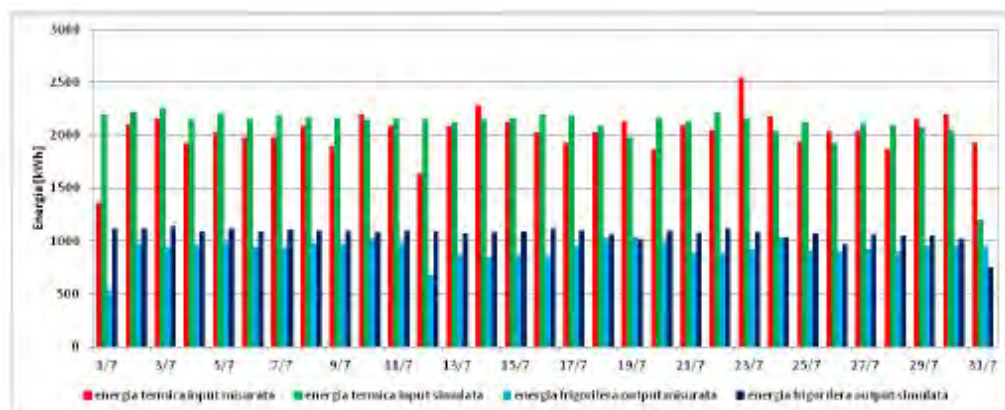


Figura 16 - Confronto tra le energie in input e in output all'assorbitore misurate e simulate.

5. SIMULAZIONI DI OTTIMIZZAZIONE

Nell'ottica di individuare alcuni interventi rivolti al miglioramento del funzionamento dell'impianto e all'aumento della sua efficienza è stato utilizzato il modello di simulazione per quantificare il beneficio ottenibile considerando di operare con le portate di progetto (caso B), rispetto a quelle inferiori circolanti realmente, nel lato primario e secondario dello scambiatore posto tra i collettori solari e gli accumuli caldi (caso A). Nello specifico è stata aumentata la portata lato primario da 0,6 l/s a 1,6 l/s, lato secondario da 0,97 l/s a 3,05 l/s.

Questo, oltre ad aumentare la potenza sfruttabile dal campo solare e quindi la frazione solare, consente una migliore gestione dell'intero impianto in quanto, con l'aumento della portata al secondario, il tempo di ricarica dei serbatoi caldi risulta più rapido rispetto al caso precedente anche grazie al miglioramento dello scambio termico conseguenza dell'incremento dell'efficienza dello scambiatore che passa da 0,84 a 0,88. I risultati evidenziano un aumento dell'energia fornita dal campo solare del 15%, ed un incremento della frazione solare di 5 punti percentuali (Figura 17 e Tabella I).

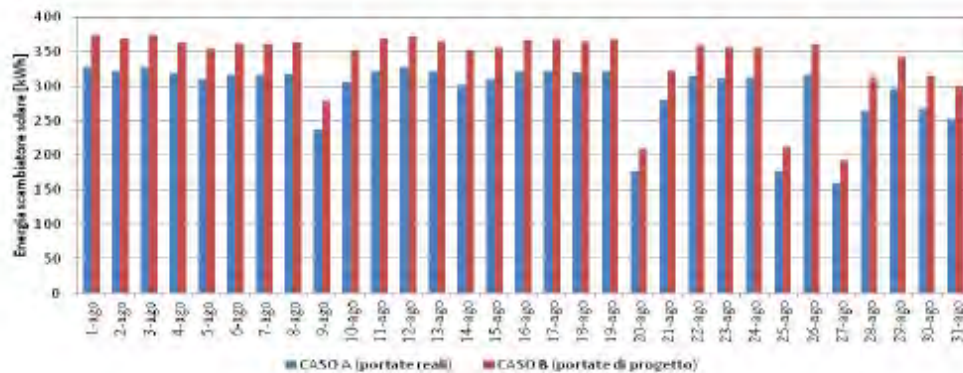


Figura 17 - Confronto dell'energia solare sfruttabile utilizzando le portate di progetto.

5.1. Simulazione con un'estensione dell'area solare

Un altro intervento che permette di utilizzare in modo migliore l'impianto è quello di aumentare l'area di captazione dell'energia solare aumentando il numero di collettori termici (caso C). Si è considerato un aumento dell'area solare del 50% rispetto a quella presente passando perciò dai 100 ai 150 m² netti, cioè passando dai 30 ai 45 collettori e arrivando così ad un valore di circa 2.15 m²/kWf rispetto all'1.43 m²/kWf precedente. La scelta di un tale aumento d'area è stata fatta facendo alcune considerazioni pratiche riguardo alla reale possibilità di realizzazione dell'intervento, nel tetto piano dell'edificio infatti, può trovare posto una terza fila di collettori collegata in parallelo alle due già presenti senza provocare alcun ombreggiamento sugli altri collettori già installati e senza necessità di grandi interventi impiantistici o strutturali. Per la simulazione è stata mantenuta la portata di progetto lato secondario dello scambiatore, mentre lato primario è stata considerata una portata maggiore rispetto al caso precedente, questa è stata posta pari a 2.5 l/s (valore rapportato all'area dei collettori secondo le specifiche fornite dal costruttore). I risultati ottenuti evidenziano, rispetto alla situazione base (caso A), un aumento dell'energia fornita dal campo solare del 50% con aumento della frazione solare di 18 punti percentuali. (Figure 18, 19 e Tabella 1).

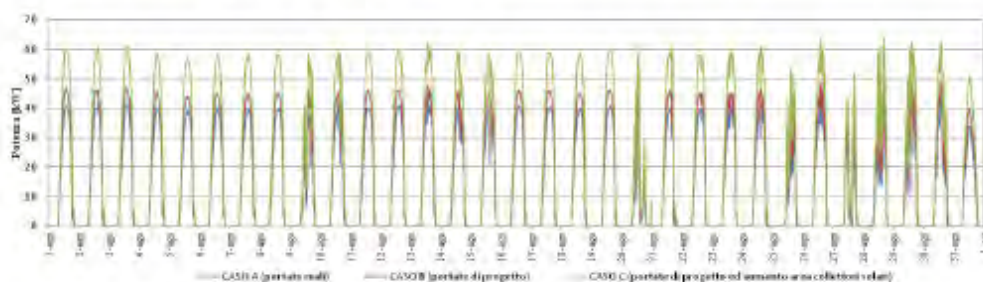


Figura 18 - Aumento della potenza allo scambiatore con l'aumento dei collettori solari.

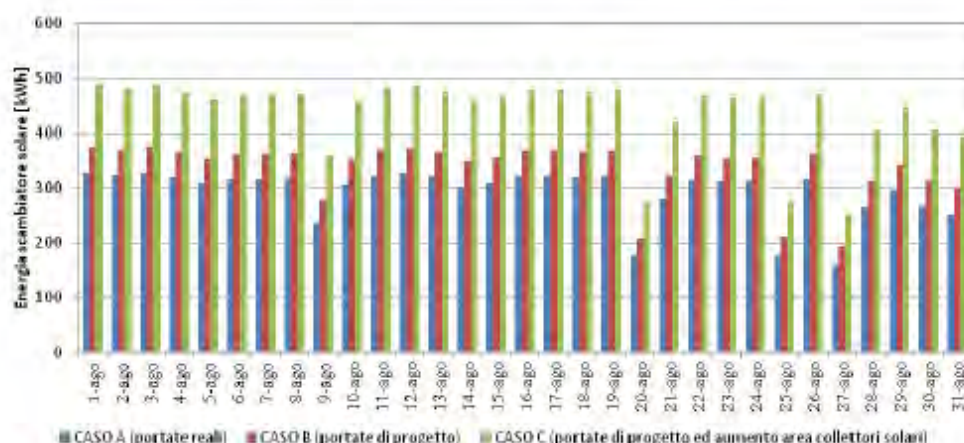


Figura 19 - Confronto dell'energia solare sfruttabile nel caso di aumento dell'area dei collettori solari.

Tabella I - Principali risultati delle simulazioni effettuate per il mese di Agosto 2013.

	CASO A <i>Parametri di funzionamento reale</i>	CASO B <i>Parametri di progetto</i>	CASO C <i>Parametri di progetto con incremento dell'area solare</i>
Portata al primario [l/s]	0,6	1,6	2,5
Portata al secondario [l/s]	0,97	3,05	3,05
Area collettori [m ²]	100	100	150
Energia solare totale nel periodo considerato [kWh]*	9096 (-)	10475 (+15%)	13667 (+50%)
Energia media giornaliera [kWh/giorno]*	293	338	440
Contributo Solare** [%]	38 (-)	43 (+5%)	56 (+18%)

*Valore rilevato a valle dello scambiatore solare (aumento percentuale espresso considerando come riferimento il CASO A);

**Rapporto tra quantità di energia solare in ingresso all'assorbitore e il fabbisogno termico complessivo della macchina (aumento percentuale espresso considerando come riferimento il CASO A).

5.2 Utilizzo di un impianto radiante come terminale di emissione in ambiente

Il sistema radiante utilizzato per la simulazione è un pannello radiante a soffitto a tubi capillari. La scelta di un impianto a soffitto rispetto ad uno a pavimento deriva da considerazioni sulla reale applicabilità del sistema in caso di retrofit energetico di un edificio e dai maggiori benefici che un sistema a soffitto potenzialmente ha rispetto ad un sistema a pavimento nel caso di edifici ad uso uffici o terziario in genere.

Tali edifici presentano spesso un sistema di controsoffittatura adatto per l'installazione di tali pannelli, inoltre rispetto ai sistemi a pavimento questi hanno un'inerzia ridotta e risultano più facilmente ispezionabili per eventuali interventi di manutenzione o per variazioni del layout distributivo negli uffici. Sono state eseguite due simulazioni con l'impianto radiante, nella prima sono stati mantenuti in funzione i ventilconvettori al fine di soddisfare il carico latente generato all'interno dell'edificio a causa della presenza degli occupanti, nella seconda si è ipotizzato che il carico latente sia soddisfatto dall'impianto ad aria e quindi sono stati disattivati i fancoil ed è stato attivato solo l'impianto radiante.

Le simulazioni sono state effettuate sempre cercando di considerare la reale applicabilità tecnica dell'ipotesi di intervento, per esempio nel caso di utilizzo contemporaneo di fancoil e soffitto radiante, si è ipotizzato di alimentare il terminale a soffitto con la portata in uscita dal ventilconvettore in modo da sfruttare una differenza di temperatura maggiore. Per la seconda simulazione è stato cambiato il valore di set point relativo al livello termico che deve essere mantenuto nell'accumulo freddo, infatti nel caso di emissione tramite ventilconvettori la macchina ad assorbimento si spegneva al raggiungimento dei 7°C nel serbatoio, con l'utilizzo dell'impianto a pannelli radianti, data la maggior temperatura di alimentazione, tale valore è stato incrementato a 15°C.

Per entrambe le simulazioni è stato verificato, tramite il valore della temperatura interna, che il comfort interno fosse assicurato.

Una più corretta valutazione delle prestazioni di un sistema radiante andrebbe fatta valutando la temperatura operante (o operativa) dell'ambiente, poiché questa è il parametro che rappresenta la temperatura realmente percepita dalle persone all'interno di un ambiente ed è definita come la media tra la temperatura dell'aria e la temperatura media radiante, che può essere calcolata in modo semplificato come la media pesata delle temperature superficiali.

Nel caso di raffrescamento si ha che a parità di temperatura operante la temperatura dell'aria risulta più elevata mentre diminuisce quella media radiante, viceversa nel caso di riscaldamento. Le evidenti semplificazioni adottate per la modellazione dell'edificio non consentono di conoscere la temperatura operante nelle varie simulazioni e quindi la verifica del mantenimento della condizione di comfort per gli occupanti viene fatta in modo semplificato considerando la temperatura dell'aria ambiente.

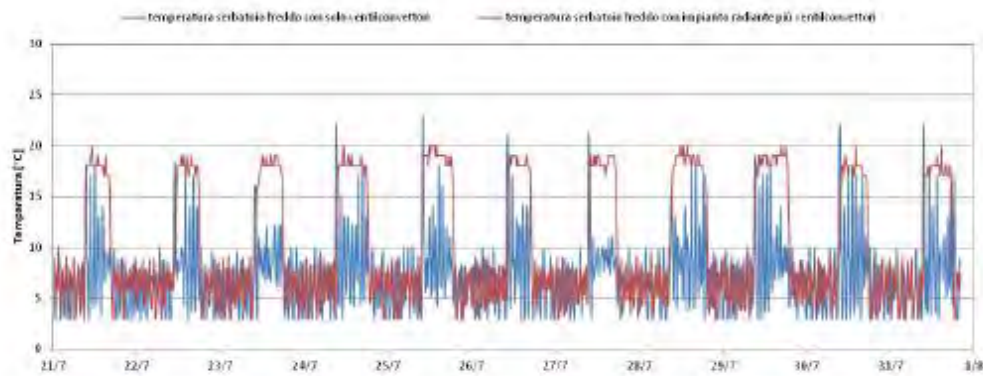


Figura 20-Andamento della temperatura al serbatoio freddo nel caso di emissione tramite i soli fancoil e tramite fancoil più impianto radiante.

I risultati della prima simulazione evidenziano come il carico latente stimato, associando al profilo di occupazione ed al numero di persone, venga facilmente coperto dalla potenza resa disponibile dai fancoil. Il livello termico dell'accumulo freddo tende ad essere più elevato durante le ore di occupazione degli ambienti a causa della maggiore temperatura di ritorno al serbatoio imputabile all'utilizzo dell'impianto radiante rispetto a quello a ventilconvettori (Figura 20). La seconda simulazione effettuata evidenzia come l'utilizzo del solo sistema radiante, sia sufficiente per soddisfare il fabbisogno di raffreddamento dell'utenza mantenendo la temperatura interna nel range definito ed anche in questo caso si ha che il livello termico del serbatoio freddo risulta più elevato (Figura 21). In generale lavorare con serbatoi a temperatura maggiore induce un miglioramento del funzionamento della macchina dovuto all'aumento del COP in quanto si lavora con una temperatura di evaporazione maggiore (Lazzarin, 1982). Infine gli impianti radianti caratterizzati da un'inerzia termica più elevata rispetto ai sistemi a ventilconvettori, consentono un migliore adattamento alle discontinuità che possono derivare dall'approvvigionamento da fonte rinnovabile, quale quella solare.

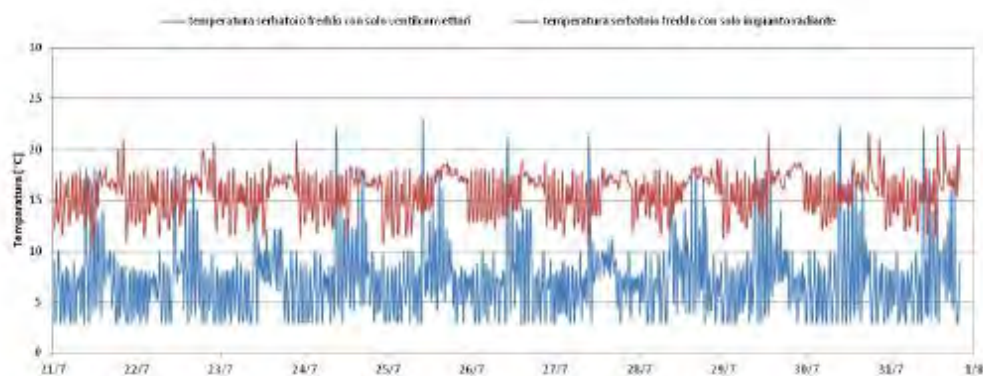


Figura 21 - Andamento della temperatura al serbatoio freddo nel caso di emissione tramite i soli fancoil e tramite il solo impianto radiante.

CONCLUSIONI

Lo scopo principale di questo lavoro è stato la calibrazione di un modello di simulazione dinamica di un impianto di Solar Cooling sviluppato in ambiente MATLAB-SIMULINK, utilizzando i dati reali dell'impianto installato presso un edificio ad uso uffici del Centro di Ricerca ENEA Casaccia (Roma).

La taratura del modello di simulazione ha dato dei risultati soddisfacenti, soprattutto per quel che riguarda la parte relativa alla captazione solare ed accumulo dell'energia principalmente grazie all'elevato grado di dettaglio dei modelli dei singoli componenti (collettore solare, scambiatore a piastre, accumulo termico), alla correttezza dei dati tecnici utilizzati e soprattutto, grazie all'inserimento dei dati climatici effettivamente misurati. Sono state effettuate simulazioni molto realistiche evidenziate dagli andamenti delle principali grandezze simulate, quasi coincidenti con quelle misurate. Nonostante l'elevato livello di dettaglio del modello è comunque impensabile riuscire a rappresentare la realtà nei minimi dettagli e questo si è manifestato soprattutto nelle simulazioni relative alla produzione e distribuzione dell'energia frigorifera, a causa della differenza tra il carico frigorifero necessario all'edificio stimato e quello effettivo.

Mediante l'utilizzo del modello creato sono state effettuate delle analisi su possibili interventi di miglioramento e ottimizzazione di funzionamento dell'impianto anche nell'ottica di testare la robustezza, l'affidabilità e la flessibilità del software in caso di variazioni e modifiche individuando le principali vulnerabilità e le inevitabili criticità. In particolare sono stati presi in considerazione tre differenti campi di intervento, i primi due hanno riguardato l'aumento della frazione solare nel caso in cui l'impianto operi con le portate di progetto (nel circuito dei collettori solari e nel circuito di carica dei serbatoi caldi) e nel caso di aumento del numero di collettori, cioè di aumento della superficie di captazione dell'energia solare. Il terzo intervento ipotizzato ha riguardato la modalità di emissione dell'energia frigorifera nell'edificio pensando di passare dal sistema a ventilconvettori, effettivamente presenti nell'impianto reale, ad un sistema di emissione di tipo radiante a soffitto.

Il modello può essere utilizzato come supporto alle fasi di progettazione e dimensionamento degli impianti, possono essere simulati i diversi comportamenti dell'impianto al variare delle logiche di gestione o di regolazione dei componenti, ottimizzando i valori di set-point al fine di elaborare le migliori strategie di controllo per ottenere il massimo risparmio di energia primaria.

Gli interventi di miglioramento di efficienza analizzati, prima di essere realizzati vanno opportunamente studiati da un punto di vista economico valutando i benefici conseguibili in termini energetici ed economici in quanto, pur essendo una fonte di energia disponibile in natura, generalmente i costi di sfruttamento dell'energia solare, a parità di potenza erogata, sono maggiori rispetto a quelli di un impianto di condizionamento tradizionale operante con macchine frigorifere a compressione di vapore. Inoltre, soprattutto per la realizzazione di nuovi impianti, è da osservare che la tecnologia del Solar Cooling presenta alcuni componenti ancora non molto diffusi e commercializzati, con conseguente accrescimento dei costi, dovuto anche alla necessità di prevedere sistemi di integrazione e accumulo per garantire buone prestazioni anche nei periodi di scarso irraggiamento.

Si è convinti che il solare termico rappresenti una tecnologia matura, tuttavia presenta ancora ampi margini di crescita in particolare nelle applicazioni industriali, nel Solar Cooling e nel teleriscaldamento, tutti ambiti in cui l'innovazione tecnologica dovrà essere massima.

BIBLIOGRAFIA

- De Carli M., Peretti C., 2011. Approfondimenti per la progettazione di impianti radianti a bassa differenza di temperatura, quaderno tecnico, Padova;
- Duffie J.A., Beckman W.A., 2006. Solar Engineering of Thermal Processes, University of Wisconsin. Madison;
- Granryd E. et al., 2011. Refrigerating Engineering, Stoccolma, Department of Energy Technology, KTH;
- Lazzarin R., 1982. L'energia solare e la produzione del freddo, Padova, Peg editrice;
- Musa M. L., 2010. Modellazione dei sistemi di accumulo termico per impianti solari, Tesi di Dottorato di Ricerca in Scienze dell'Ingegneria, Università degli Studi di Ferrara;
- Rossi N., 2003. Manuale del termotecnico, Milano, Hoepli;
- Villarini M., Germanò D., Fontana F., Limiti M., 2010. Sistemi solari termici per la climatizzazione, Maggioli editore

1.1.1.1 Pubblicazione su rivista "Energy Procedia" a valle della partecipazione al 68° Congresso ATI (ATI 2013)



Available online at www.sciencedirect.com

SciVerse ScienceDirect

Energy Procedia 00 (2013) 000–000



68th Conference of the Italian Thermal Machines Engineering Association, ATI2013

Implementation of a simulating code for heating and cooling networks for residential, commercial and tertiary buildings

Giorgio Cucca^a, Andrea Porcu^a and Chiara Palomba^{a*}, Biagio Di Pietra^b, Giovanni Puglisi^b, Danilo Sbordone^c

^a *Dipartimento di Ingegneria Meccanica Chimica e dei Materiali, via Marengo 2, Cagliari 09123, Italy*

^b *ENEA, via Anguillarese 301, S. Galeria Roma 00123, Italy*

^c *Università La Sapienza, via delle sette sale 12/6, Roma 00184, Italy*

Abstract

In the present energy scenario in which efficiency and sustainability will take the primary role in the decision making process it becomes more and more important to dispose of reliable simulating codes which allow to highlight the pros and cons of a given energy installation. New and old (forgotten) technologies are nowadays challenging the traditional technologies in different sectors of energy transformation from power generation down to heating and air conditioning. In the present situation of fuel cost oscillations and with the perspective of long-term scarcity of fuels, new, less energy demanding systems must be employed to maintain the actual comfort level. The present work aims at creating a reliable tool for correct evaluation of energy performance of heating and cooling networks.

A code has been implemented in Simulink environment to simulate the network behaviour in summer and winter weather condition and to evaluate the primary energy indexes for comparison with the traditional configuration of a distributed heating and cooling plants common in residential, commercial and tertiary sectors. The code has been validated and the results will show the energy, economic and environment feasibility and convenience of one solution with respect to another for different climatic regions in Italy.

© 2013 The Authors. Published by Elsevier Ltd.

Selection and peer-review under responsibility of ATI NAZIONALE.

Heating and cooling networks; trigeneration; cogeneration: energy efficiency.

* Corresponding author. Tel.: +39-0706755720; fax: +39-0706755717.
E-mail address: chiara.palomba@dimcm.unic.it

1. Introduction

Modern societies are heavily dependent on energy and must, therefore, be confronted with every aspect related to its use. While the main concern in the past was merely that of energy cost, the progressive impoverishment of the available energy sources and the growing environmental issues due to energy use related emissions raises the new problem of sustainable use of energy. This term may be understood in different ways but it is explicatory in the sense that comprehends both the idea of durability in time and compatibility with the environment.

Nomenclature	
COP	Coefficient Of Performance
CZ	Climatic zone
EUF	Energy Utilization Factor
MCI	Internal Combustion Engine
MFA	Absorption Chiller
TCO ₂ ER	Trigeneration CO ₂ emission reduction
TPES	Trigeneration Primary Energy Saving
Symbols	
μ	Emission factor (g/kWh _e)
F	Fuel thermal content (kWh _t)
H	Transmittance (W/ m ² K)
Q	Heat (kWh _t)
R	Cooling (refrigeration) (kWh _c)
V	Volume (m ³)
W	Electricity (kWh _e)
ρ	Density (kg/ m ³)
Subscripts	
ACC	Storage
ASS	Absorption Chiller
CH	Electric Chiller
E	Electricity
PM	Prime mover
Q	Heat
SP	Separate Production
t	Thermal

The European Union program Europe 2020 [1] was launched to promote a sustainable growth and is based on the following key points to be achieved by the year 2020:

- attain a green house gas emission reduction of 20% with respect to the levels of year 1999. The EU is willing to move up to 30% reduction in presence of a global agreement in which the other developed countries commit to the same values and the developing countries commit to lower values compatible with their economic capacity.
- Produce 20% of the final consumption by renewable energy sources
- Increase energy efficiency of 20% .

The EU directive 2012/27 UE, identifies high efficiency cogeneration (CAR), heating and cooling networks as important means to achieve the energy efficiency goal. In this sense it promotes the development of distributed generation and small networks. However, it also underlines the need to improve the modelling tools in order to better

simulate the equipment behaviour and find high efficiency technical solutions. The present work, which aims at the implementation of a simulating tool in Matlab-Simulink environment for heating and cooling networks, is framed in this perspective. The simulations should allow, not only to calculate the transient conditions but also to ascertain the efficiency parameters in order to evaluate the real advantages of the network configuration with respect to the separated production. Moreover, it should be able to quantify the difference in performance of alternative technical solutions. This work is part of the wider research program of ENEA "Ricerca di Sistema Elettrico" (RSE), whose aim is to reduce electrical energy cost for the final user, increase the quality and reliability of the electric supply service, reduce the electrical system environmental and health impact and rationalise the use of resources to provide the Country with a sustainable grow. The present code was developed on the base of a pre-existing code which simulates heating networks for residential use only [2]. The challenge was that of adding the cooling function and to include commercial and office building. There is a growing interest and use of this kind of networks in the world: in Italy between 2009 and 2010 there has been an increase of 16% of the thermal energy conveyed by networks [3]. One example of a large investment in the field is represented by the program "Sustainable Sydney 2030 - The vision" [4]. The town objective is that of reducing green house gas emissions by 70% with respect to the values of the year 2006, and this by the year 2030. This is to be achieved through the extensive use of trigeneration plants localised in the city to supply the user through an energy distribution network. Similar programs are currently under evaluation in other parts of the world [5] demonstrating the strong interest for a simulating tool capable of analysing the energy performance of a heating and cooling network.

2. Code description

The code has been developed to satisfy certain specifications in the description of the energy dispatching. It should allow to simulate the dynamic behaviour of the whole system of energy distribution following the time transients. The software is subdivided into five macro-blocks each of one provides and exchanges data with the others. In Fig. 1, the five blocks and their interconnections are represented.

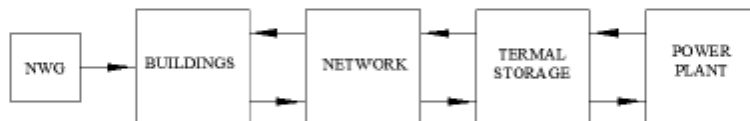


Fig. 1) Block scheme of the code

Starting from the left, the first block represents the Neural Weather Generator, NWG. This block, which had been previously developed by ENEA, provides the code with the necessary ambient data to perform unsteady simulations, such as air temperature and sun radiation. In fact the buildings' thermal load and the windows' thermal gain change continuously in time due to outside ambient daily and seasonal variations and differently according to the specific wall or window orientation. Further information about this part of the code may be easily found in report [6] and publication [7]. The second block from the left describes the buildings. The original residential building code, better described in [8], has been the base for the implementation of different types of buildings. In the present code, three different buildings have been simulated and the main geometrical and structural data are presented in tables 1, a, b, c. Each building is destined to a different use: residential, commercial and tertiary (office). Therefore, different hourly profiles had to be provided to the code as far as lighting, occupation and air exchange are concerned. Table 2, and Fig. 2 and 3 represent the weekly time schedules used in the simulation.

The third block, represents the network, and it was the one requiring a deep modification to add the cooling function. The simulated network has a radial configuration with a central topline from which the secondary lines depart to reach the different users, as shown in Fig. 4. This is a single line network allowing, therefore, only the seasonal trigeneration as it is typical for cases in which the cooling energy is mainly required in summer. In table 3, the network dimensions are shown in terms of length of the different network lines. The fourth block consists of a thermal storage and it has been modified with respect to the original code [2] by including in it the network thermal

inertia, while the losses are calculated separately. The code can calculate the temperature value in each node of the net, calculated as mixing temperature of the different streams reaching each node. Moreover, it calculates the thermal losses towards the ground. In order to reduce the amount of input data and calculation time and demand, considering that a year-long simulation is performed with a time step of 900 s, some simplification have been introduced still granting a sufficient precision in the calculated output.

Table 1.a. Commercial building

Property		
Height	m	9
Length	m	25
Width	m	20
Total heated area	m ²	1000
Volume	m ³	4500
Shape factor		0.29
Floors	n°	2
Thermal Transmittance Outer Wall	W/m ² K	0.4322
Thermal Transmittance Window	W/m ² K	2.529
Floor Thermal Transmittance	W/m ² K	1.455
Ground Floor Thermal Transmittance	W/m ² K	0.487
Ceiling Thermal Transmittance	W/m ² K	0.5457

Table 1.b. Tertiary building

Property		
Height	m	10
Length	m	10
Width	m	20
Total heated area	m ²	600
Volume	m ³	2000
Shape factor		0.5
Floors	n°	3
Thermal Transmittance Outer Wall	W/m ² K	0.310
Thermal Transmittance Window	W/m ² K	2.616
Floor Thermal Transmittance	W/m ² K	0.362
Ground Floor Thermal Transmittance	W/m ² K	0.357
Ceiling Thermal Transmittance	W/m ² K	0.326

Table 1.c. Residential building

Property		
Height	m	10
Length	m	10
Width	m	10
Total heated area	m ²	300
Volume	m ³	1000
Shape factor		0.6
Floors	n°	3
Thermal Transmittance Outer Wall	W/m ² K	0.310
Thermal Transmittance Window	W/m ² K	2.616
Floor Thermal Transmittance	W/m ² K	0.362
Ground Floor Thermal Transmittance	W/m ² K	0.357
Ceiling Thermal Transmittance	W/m ² K	0.326

Table 2 Weekly schedule

Building	Schedule	
	Mon-Fri	Sat-Sun
Commercial	9-20	9-20
Tertiary	7-18	off
Residential	18-24	18-24

Table 3. Network dimensions

Sector	(m)
L0	4
L1	4
L2	375
L3	125
L4	100

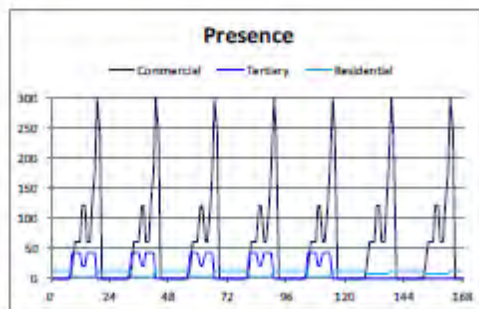


Fig. 2 Presence weekly schedule

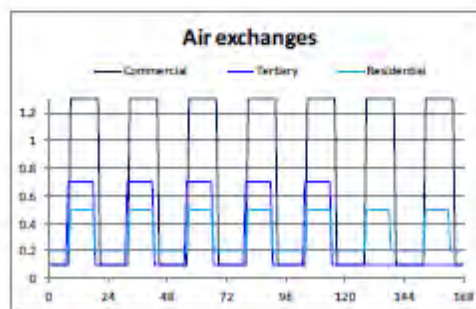


Fig. 3 Air exchanges weekly schedule

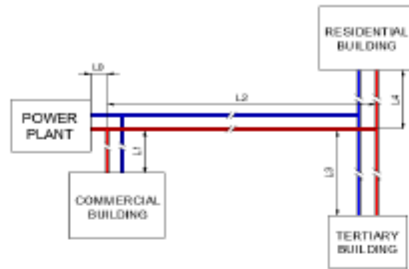


Fig. 4. Network outline

The simplifications introduced are briefly explained as follows. The temperature of the working fluid along the whole network, and more specifically in the derivation nodes at the entrance of each building, is calculated according to equation (1), more fully described in [9]. The required data are the fluid temperature at the network inlet (T_0), which corresponds to the exit temperature of the thermal storage downstream of the prime mover in the outgoing line and to the fluid temperature at the heat exchanger exit in the coming back line, and the ground temperature (T_g).

(1)

In which G is the mass flow of the working fluid, r and H are respectively the mean tube radius and the tube transmittance, while c_p is the working fluid specific heat (water in the present case), and x is the tube length. This simplified formula is based upon the following assumptions:

- Steady flow;
- Uniform value for temperature T_0 ;
- One dimensional flow: temperature may vary only along the tube length and not along the radius;
- Fluid properties are constant.

This formula is sufficiently precise only in a limited range of mass flow, G , not covering the small mass flow values of the present network. Therefore a correction factor has been calculated and applied considering that in reference [10], it is stated that for small dimension networks operating with water at 90°C temperature, the temperature gradient along the lines is 0,1 °C/m. The correction coefficient has been evaluated on the base of the mean mass flow in each tube section.

As the calculation moves along the line, the temperature $T_0(x)$ becomes the known temperature of the preceding node in the outgoing line of the network, while in the coming back line, since at each node different streams from the pipe lines arrive and mix, the node temperature has been calculated according to mixing equation 2 in which the specific heat of the working fluid is set constant due to the small temperature difference among the streams:

With the simplifications introduced, the algorithm allows the calculation of the working fluid temperature in each point along the network lines. The inertia of the network has been calculated as the one associated to the fluid contained in it, and this inertia will be added to the one of the thermal storage close to the prime mover. Therefore, the time evolution of the thermal storage temperature has been calculated according to equation 3.

In which, E_b and E_s respectively represent the energy given to the buildings and the energy given to the storage, either by the prime mover or by the absorption chiller. The symbols V and V_s respectively represent the fluid volume contained in the network and in the storage, T_s represents the storage transmittance and A is the heat exchange area of the storage. Finally, T_s and T_g respectively represent the storage temperature and the ground temperature (the thermal storage is also underground).

The original code developed for heating operation only, used the thermal storage to simulate the thermal inertia of the network, while as the power required by the buildings was higher in the present network, the storage is a physical one whose dimension has been chosen as the minimum dimension necessary to guarantee a stable functioning of the network during transients. The thermal storage has a volume of 10 m³ for all simulations. Thermal energy losses associated to the storage have been calculated according to equation 4 in which FF_{acc} is the storage shape factor.

Finally, the fifth block, represents the power station. An internal combustion engine has been chosen and implemented. This choice derives from the consideration that the network requires heat at relatively low temperature and that the internal combustion engine maintains high values of the electric efficiency at part load with respect to the alternative solution constituted by micro gas turbine.

3. Description of simulating conditions

In order to verify the correct functioning of the simulating code, its abilities have been tested placing the network in three different cities corresponding to different Climatic Zones (CZ): Milan (CZ E), Rome (CZ D) and Palermo (CZ B). The main difference can be summoned to the relative weight between heating and cooling, and the different operating times which depend on weather conditions. The system firing dates for the three climatic zones are defined by the law and are stored in a data file, while for each Climatic Zone the network inactivity time lap has been evaluated to avoid Energy waste in spring and fall.

The network should provide heating and cooling to the final users with a cogeneration scheme in winter and a trigeneration scheme in summer. While for the winter operation the configuration is set by the prime mover plus the thermal storage, different choices are possible for the trigeneration. In the literature, as an example in [3, 4], it was seen that two possible configurations are mainly used: either with a centralised absorption chiller or with absorption chillers distributed in the different buildings. Therefore, three different configurations have been simulated.

- Scenario 0, in which the heat, cooling and the electricity are independently provided without the network: the commercial building has a heat pump for winter and summer conditioning, while the residential and tertiary buildings have a boiler for winter and a heat pump for summer. This is the normal condition in towns and it will be used as a reference to compare the energy and environmental benefit of the network.
- Scenario 1 in which the absorption chiller is located by the prime mover.
- Scenario 2 in which each building has its own absorption chiller. The equipment used in each scenario is described in tables 4, 5 and 6 in terms of installed power. The power values have been adapted to the specific needs of the final users.

4. Network performance indexes

When dealing with such micro-networks as the one simulated on the program implementation phase, it is difficult to find experimental data for validation, although this is not a problem uncommon even for larger dimension networks, since the network's managing companies very rarely share this kind of information. Therefore, a mean to evaluate the program performance must be found. It was, then, thought of calculating the yearly performance indexes and compare the results with the typical values for similar cases. The purpose of implementing a heating and cooling network is that of achieving money and/or energy savings. Therefore, the performance of the network must be compared with the one of other equipment capable of supplying the same service to the final user. Three different performance indexes have been chosen and will be briefly described in this paragraph.

Table 4. Equipment power. *Scenario 0*

	Commercial [kW]	Tertiary [kW]	Residential [kW]
Milan	100	60/45	25/20
Rome	100	50/45	20/20
Palemo	110	35/55	12/20

Table 5. Equipment power. *Scenario 1*

	MCI [kW]	MFA [kW]
Milan	90	70
Rome	90	80
Palemo	110	95

Table 6. Equipment power *scenario 2*

	MCI [kW]	Commercial MFA [kW]	Tertiary MFA [kW]	Residential MFA [kW]
Milan	90	55	25	14
Rome	115	65	30	20
Palemo	130	70	45	20

The first index is the Energy Utilisation factor EUF [11], which for a prime mover represents the ratio of the useful energy to the fuel energy input.

This index is strongly influenced by the prime mover chosen and by the enthalpy level of the recuperated heat: while for micro gas turbines it makes no difference, in the case of combustion engines part of the heat can only be exchanged at relatively low temperature.

During summer, the system operates in trigeneration configuration. Therefore, specific indexes have been calculated to evaluate both the energy and the environmental performance of the seasonal trigeneration operative mode: the Trigeneration Primary Energy Saving TPES and the Trigeneration CO₂ Emission Reduction TCO₂ER.

The TPES formula used has been modified according to [11, 12]. In fact, the “Zero Scenario” with which the network performance must be compared, uses both boilers and heat pumps for heat production.

In the preceding formula, the chillers’ performance is included for both heating (H) and cooling (C) modes. The performance has been evaluated through the Coefficient of Performance COP. This index compares the energy input to the useful cooling energy. Since two different types of heat pumps, electric and absorption chiller, are involved in the code simulation a differentiation must be made in the evaluation of the COP coefficient with respect to the energy input as show in equations 7 and 8.

In the simulation three scenarios have been implemented. The Zero Scenario only uses Heat Pumps and the COP values for winter and summer operation are shown in Table 7. The Scenario 1 and 2, in which the network is operating, respectively employ a single centralised absorption chiller and three absorption chillers distributed in the buildings. The COP values are shown in Table 8.

Table 7. COP Heat Pump *scenario 0*

	Winter	Summer
Milan	2,457	3,031
Rome	-	3,01
Palemo	-	2,939

Table 8. COP MFA

	Scenario 1	Scenario 2 Commercial	Scenario 2 Tertiary	Scenario 2 Residential
Milan	0.7792	0.7258	0.7536	0.7325
Rome	0.7388	0.686	0.715	0.6899
Palemo	0.7133	0.6549	0.6786	0.6619

As far as the electricity and heat production is concerned, three different possibilities have been taken into consideration for the Zero Scenario performance parameters.

- **Case 1:** η_e - This case, which could be called Best Available Technology (BAT), assumes performance values of best boilers and best combined cycle production plant.
- **Case 2:** η_e - In this case, the performance values are those proposed in the D.M. 4 August 2011, the electric efficiency is calculated taking into account the climatic zone and the grid voltage connection ($<0,4kV$).
- **Case 3:** η_e - The thermal efficiency is slightly lower than in Case 1, while the electric efficiency is referred to the average value for the national production.

The same modifications used for the TPES coefficient are applied to the TCO_{2ER} coefficient [11,12].

This parameter is highly sensible to the emission factors attributed to the different equipment, both for the reference and the network configurations. Therefore, it has been chosen to compare the CO_2 emission of the network (Natural gas emission $=200,73$ [g/kWh_e]), with the CO_2 emission of the separated production considering two possibilities. In Case 1, the emission factor of the Italian thermoelectric energy production alone, in which the effect of the renewable energy plants is not present, is considered. Therefore, for the electric energy production

[g/kWh_e] and for the thermal energy production $=200,73$ [g/kWh_e]. In Case 2, the emission factor of the whole Italian generation system is taken as a reference, therefore for the electric energy production [g/kWh_e] and for the thermal energy production $=200,73$ [g/kWh_e]. This results in a higher value of CO_2 emission factor for case 1 [13]. In table 9, one may find the CO_2 emission factors for the two cases analysed.

Table 9. Emission factors

	μ_{SP}^W [g/kWh _e]
Case 1	544,9
Case 2	381,37

Table 10. EUF

	Milan	Rome	Palemo
Scenario 1	86.62%	86.08%	84.19%
Scenario 2	84.60%	82.66%	81.13%

5. Presentation and discussion of results

The dynamic simulation capabilities of the code are presented, for the city of Rome in summer, in Fig. 5 a and b. The weekly trend of thermal storage temperature is well captured and shown for Scenario 1 and 2 respectively. One may observe the daily fluctuations and the different temperature of the storage for centralised and distributed MFA.

As for the yearly behaviour of the network, in table 10, the EUF parameter has been calculated for the different configurations proposed and for the different climatic zones considered. The results shown are typical for district heating and cooling networks. A more relevant parameter to evaluate the performance of the network is TPES, which is related to the summer trigeneration. In Fig. 6 a, b, c, these results are shown.

This parameter should highlight the primary energy saving associated with the network implementation as compared to the separated production (Scenario 0). It is this Scenario 0 which influences this parameter, and this why, the network has been compared with three different separated production scenario from Best Efficiency (Case1) to lowest efficiency (Case 3). If one compares the network performance with the BAT, Fig. 6 a, none of the proposed network configurations (Scenario 1 and 2) is convenient in any of Climatic Zones chosen. When moving

down to Case 2, Fig. 6 b, in which the separated production is made with the efficiencies according to the DM 2011, the network is convenient in all but one condition. This condition refers to Climatic Zone (B) which is penalized by the high needs of refrigeration in summer. If, then, Case 3 figure 6c, is considered, which could very well apply locally, all conditions present a positive value of the TPES parameter, showing the convenience of the network configuration as compared to the separated production. These results match quite well the ones in the literature.

As a general trend one may see that in all cases the Scenario 1 presents higher value of the TPES than Scenario 2, meaning that the centralized absorption chiller configuration is more efficient than the distributed absorption chillers configuration. This is due to three different aspects highlighted by the simulations. First, the MFA in Scenario 1 has a smaller size (-38%) with respect to the sum of the three distributed MFS of Scenario 2. Second, in Scenario 1 the operating fluid in the network has a low temperature, closer to the ground temperature thus reducing the heat losses in the storage and net: a reduction of 50% of losses is achieved in Scenario 1. Third and last, due to temperature fluctuations of the working fluid temperature in the net, the three distributed MFA suffer this condition presenting lower values of the COP, while the centralized MFA which is supplied directly by the CHP, does not resent them.

In Fig. 6b, one may see that the Palermo case (Climatic zone B), presents the lower values of the TPES coefficient, even negative for the Scenario 2. The absorption chillers need high temperature energy (approximately 90°C), therefore, in summer the thermal efficiency of the engine is reduced if compared with the winter case in which the working fluid temperature is lower (70°C), and the electric chillers of Scenario 0, have higher COP values with respect to the absorption chillers, Table 7. Therefore, the primary energy saving may not be achieved as was found in [11, 12].

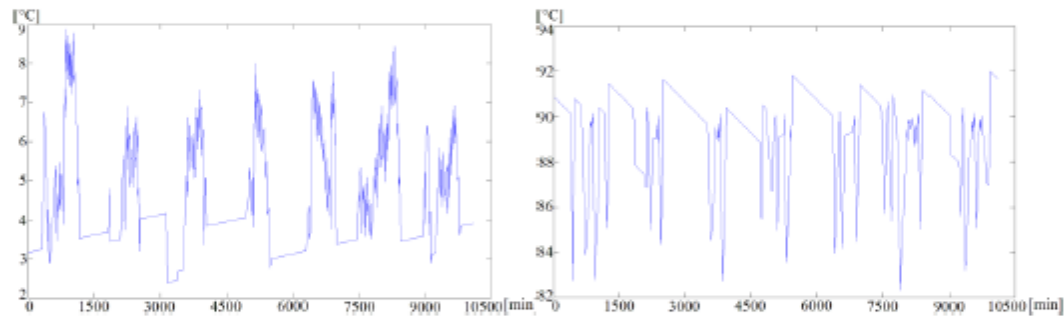


Fig. 5 Summer, Rome, thermal storage temperature: a Scenario 1, b Scenario 2

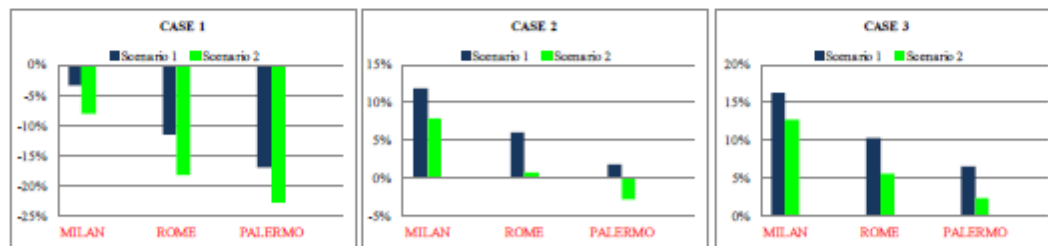


Fig. 6 a, b, c. TPES for the three cases

If one wishes to evaluate the environmental benefit of the network, it is interesting to show the difference between the network emission and the separated production emission. The TCO_{2ER} factor expresses this quantity as already presented in paragraph 4. The network has been compared to two different separated production systems: Case 1 takes the average electric emission factor for the thermoelectric production only, while Case 2, more

performing, has the average electric emission factor of the Italian network. The thermal production emission factor is the same for all cases.

In Case 2, Fig. 7 b, there is no noticeable emission reduction ascribable to the heating and cooling network. This is due to the fact that the Italian emission factor has strongly lowered due to the penetration of the renewable energy plants. Therefore, in Case 2 the comparison is altered by the presence of virtually CO₂ emission free technologies. Case 1, instead, shows CO₂ emission reductions ranging from 20 to 30% for all climatic regions and all Scenarios, Fig. 7 a. Without surprise, Scenario 1 presents the higher emission reductions as could be expected from the higher values of the TPES parameter.

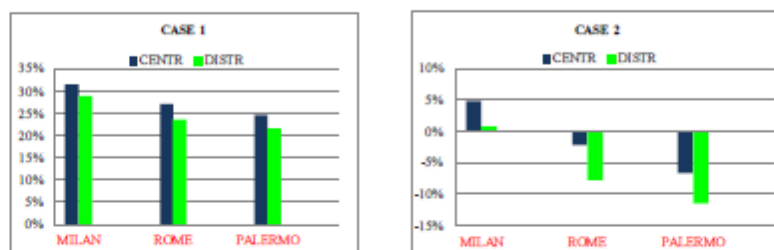


Fig. 7 a,b. TCO₂ER for the two cases

6. Conclusions and future perspectives

A code for the dynamic simulation of a micro heating and cooling network has been implemented on Simulink environment. The program includes the possibility of taking into account the variation of weather external condition, of the human presence, lighting schedule, air exchange to dynamically simulate a real behavior. A thermal storage has been included to stabilize the network operation and its response to transients.

In order to validate the code, its simulating capabilities have been tested in different Climatic Zones and the main performance coefficients have been calculated. The results found are consistent and in line with the results presented in the literature for similar cases [11, 12].

The code is now being used to simulate larger scale networks and include poli-generation possibilities.

References

- [1] http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/priorities/sustainable-growth/index_it.htm
- [2] Sbordon D, Martirano L, Falvo M, C. Sviluppo e implementazione di moduli in ambiente Matlab Simulink per la realizzazione di un simulatore di rete energetica distribuita. Report RdS/2012/079.
- [3] AIRU. Il riscaldamento urbano. AIRU periodico 2011.
- [4] Kinesis. City of Sydney decentralised energy master plan trigeneration 2010-2030. Sydney, 2012.
- [5] Dr. Walid Fayad, George Sarraf, Tarek El Sayed, Simon-Pierre Monette. Unlocking the Potential of District Cooling The Need for GCC Governments to Take Action. Booz & Company, 2012.
- [6] Report RSE/2009/188.
- [7] Ceravolo F, Di Pietra B, Pizzuti S, Puglisi G. Neural models for ambient temperature modelling. (ISBN 978-1-4244-2306-4), 2008.
- [8] RSE/2010/251.
- [9] Felli M. Lezioni di fisica tecnica. Morlacchi, Roma, 1999. p. 226-231.
- [10] Mazza M, Antimucci M, Brolis M. Vademecum sulle tecnologie del risparmio energetico. Agenzia per l'Energia e lo Sviluppo Sostenibile di Modena.
- [11] Chicco G, Mancarella P. Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. Part I: Models and indicators. Energy 33 (2008) p.410–417.
- [12] Mancarella P, Chicco G. Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. Part II: Analysis techniques and application cases. Energy 33 (2008) p. 418–430.
- [13] <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-la-produzione-ed-il-consumo-di-energia-elettrica-in-italia/view>.

- 1.1.1.2 Partecipazione al “75th EXecutive COMmittee meeting of the IEA Solar Heating And Cooling Programme, May 16 – 18, 2014 Calgary, Canada”



**75th EXECUTIVE COMMITTEE MEETING
OF THE
IEA SOLAR HEATING AND COOLING PROGRAMME**
May 16 – 18, 2014 Calgary, Canada

Hyatt Regency Hotel
700 Centre Street, SE

SCHEDULE

Friday, May 16

- | | |
|---------------|--|
| 8.30 | Technical Tour to Drake Landing Solar Community
<i>Depart from Hyatt Regency Hotel</i> |
| 13.00 | Canadian Seminar
<i>Hyatt Regency Hotel</i>
Includes final technical presentations from Task 40: Net Zero Energy Solar Buildings and Task 44: Solar and Heat Pump Systems |
| 18.00 – 20.00 | OA Meeting
<i>Hyatt Regency Hotel</i>
For all OAs and those proposing new work |

Saturday, May 17

- | | |
|--------------|---|
| 8.30 – 18.00 | ExCo Meeting
<i>Hyatt Regency Hotel</i> |
| 19.00 | ExCo Dinner |

Sunday, May 18

- | | |
|--------------|---|
| 9.00 – 16.00 | ExCo Meeting
<i>Hyatt Regency Hotel</i> |
|--------------|---|

- 1.1.1.3 Organizzazione di un seminario interno sulla tematica delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento a fonte rinnovabile

Sono di seguito riportate alcune delle slide più significative del seminario

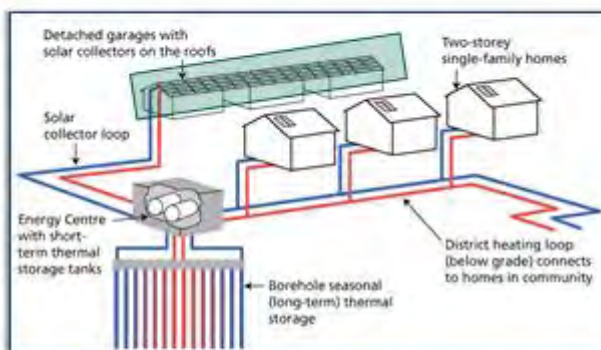
Esperienze di impianti reali e attività ENEA

ENEA
UTEE - AVEE
Unità Tecnica Efficienza Energetica
Analisi e Valutazione di sistemi per
l'Efficienza Energetica



Francesca Bonfà
Biagio Di Pietra
Giovanni Puglisi
Fabio Zanghirella

Drake Landing Solar Community, Okotoks (Canada)



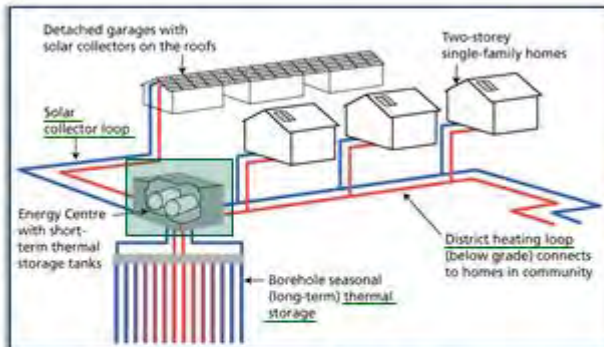
Location: Okotoks, Alberta, 51.1 deg N, 114 deg W, 1084 m elevation.
Weather: Winter -33 C; Summer



- 52 edifici (da 139 a 150 m²) con annessi garage (≈50 m²)
- Consumo specifico annuale medio edifici: 60 kWh/m² (30% in meno della media nazionale)
- 798 collettori piani con superficie totale: 2.290 m² (sui garage)
- efficienza media del 33% (massima 77%)
- potenza massima: 1,5 MW
- pannelli solari dedicati per produzione ACS (sulle abitazioni)
- distribuzione interna ad aria con recuperatore (air-handler)



Drake Landing Solar Community, Okotoks (Canada)



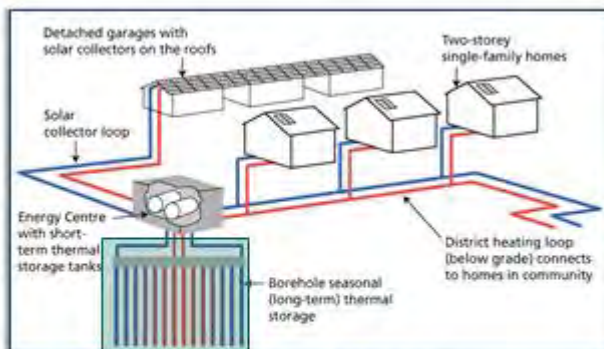
Location: Okotoks, Alberta, 51.1 deg N, 114 deg W, 1084 m elevation.
Weather: Winter -33 C; Summer



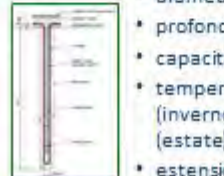
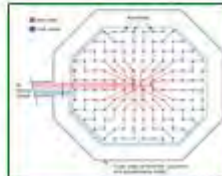
Centrale termica

- accumulo giornaliero: 2 x 120 m³(acqua)
- 3 circuiti di distribuzione (collettori, utenze, accumulo stagionale)
- rete utenza formata da 4 rami di lunghezza massima 0,7 km
- temperatura distribuzione acqua alle utenze: 35–45° C
- campo fotovoltaico (21 kW) per coprire le richieste degli ausiliari
- 3 caldaie integrazione a gas naturale (469, 352, 117 kW)

Drake Landing Solar Community, Okotoks (Canada)



Location: Okotoks, Alberta, 51.1 deg N, 114 deg W, 1084 m elevation.
Weather: Winter -33 C; Summer



Accumulo stagionale geotermico

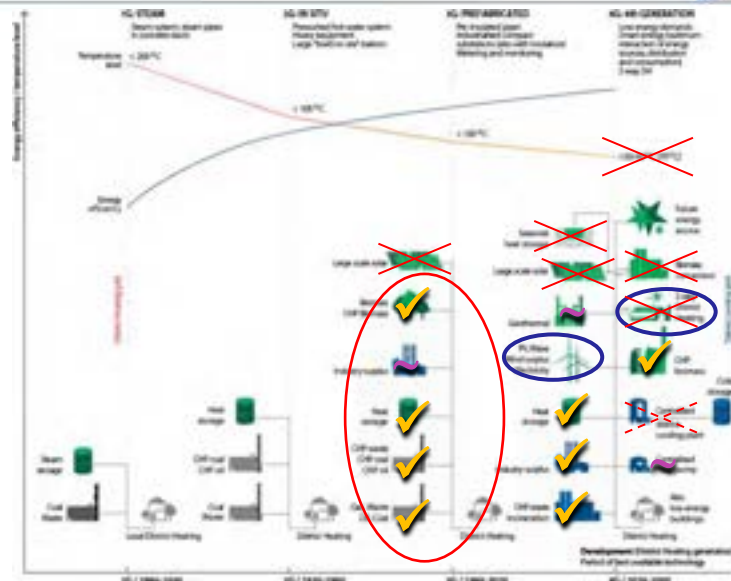
- 144 tubi ad U (diametro 150 mm) per trasferire e prelevare calore dal terreno
- i tubi sono connessi mediante 4 circuiti separati, convergenti al centro
- diametro esterno accumulo: 35m
- profondità: 35m
- capacità di accumulo: 34.000m³
- temperature minima: 40° C (inverno) e massima 80° C (estate)
- estensione totale tubi: 10 km

Smart thermal (energy) grids? Teleriscaldamento di 4^a Generazione?



- In ambito internazionale si sta delineando il concetto di « smart thermal grid », incentrate sul concetto di fornitura di calore « non fossile », come parte di un sistema energetico sostenibile
- Tale concetto viene associato a « teleriscaldamento di 4 generazione »
- Principali caratteristiche:
 - Basse temperature di fornitura (50/20° C)
 - Distribuzione con dispersioni ridotte
 - Capacità di utilizzare calore da rinnovabili e calore riciclato da sorgenti a bassa temperatura (calore di scarto industriale e commerciale + accumuli termici + geotermia + impianti solari centralizzati o distribuiti + accumuli termici stagionali)
 - Capacità di essere una parte integrante di un sistema energetico « smart » (CHP + accumuli termici + HP in funzione del mercato e per la stabilità della rete elettrica)
- Principali sfide:
 - Interazione con edifici « low-energy »
 - Necessità di utilizzare fonti di calore a bassa temperatura

Smart thermal (energy) grids? Teleriscaldamento di 4^a Generazione?



- Lund et al., 2014, « 4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems », Energy, vol. 68, pp. 1-11

Net metering termico applicato alle reti di teleriscaldamento

ENEA, C.R. Casaccia 1 Luglio 2014

Biagio Di Pietra
ENEA UTEE-AVEE

Net metering termico–Attività RdS 2014

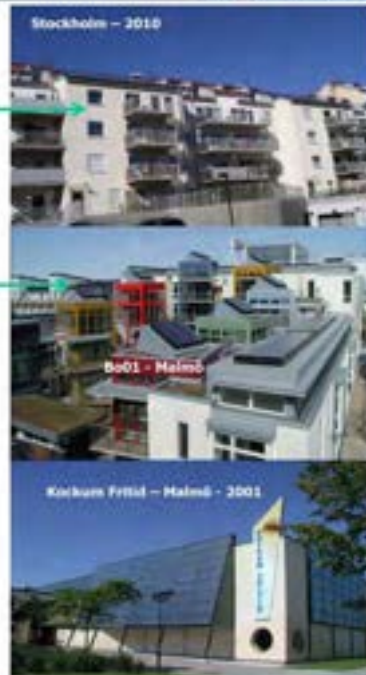
- Analisi di nuovi assetti di rete di TLR in presenza di generazione termica distribuita immessa da piccoli utenti produttori: servizio di scambio sul posto applicati alla rete di teleriscaldamento (solare termico, μ CHP)
- Simulazione di possibili scenari di gestione della rete termica (dispatching termico) e identificazione di soluzioni tecniche e possibili gestori degli impianti in presenza di utenti attivi
- Simulazione e analisi dei risparmi energetici ed economici conseguibili

Net metering termico in Europa



			Proprietario Impianto solare	Proprietario Rete termica	
Svezia					
5	Molkom	Molkom	2011	Karlstad Kommun	Molkom Boulevard 501 _(a)
6	Göteborg	Göteborg	2010	Göteborgsstad	Göteborg Energi 150 _(a)
7	Helsingborg	Björka/Collina	2010	Helsingborgsregionen	Öresundskraft 105 _(a)
8	Stockholm	Gästholm	2010	SAB	Apotek 200 _(a)
9	Tensta	Bif Örtén	2009	Bif Örtén (HöB)	E.ON 262 _(a)
10	Växjö	Västana	2009	Albionhus	Advesta Energi 344 _(a)
11	Eksholms	Möta	2009	Eksholms kommun	Eksholms Energi 230 _(a)
12	Karlstad	Nya Järnen	2009	KRAB	Karlstad Energi 227 _(a)
13	Malmö	Stensån	2008	Malmö stad	E.ON 46 _(a)
14	Malmö	Sega Park	2008	Malmö stad	E.ON 230 _(a)
15	Malmö	Hälsöholm	2007	Malmö stad	E.ON 1.128 _(a)
16	Malmö	Augustenborg	2006	Malmö stad	E.ON 426 _(a)
17	Malmö	Kirkum	2002	E.ON	1.050 _(a)
18	Malmö-Bo01	M-Propellern 1.1	2001	E.ON	218 _(a)
19	Malmö-Bo01	M-Propellern 1.2	2001	E.ON	62 _(a)
20	Malmö-Bo01	M-Propellern 2	2001	E.ON	132 _(a)
21	Malmö-Bo01	M-Propellern 3	2001	E.ON	403 _(a)
22	Malmö-Bo01	M-Solungen 5	2001	E.ON	62 _(a)
23	Malmö-Bo01	M-Solungen 9.1	2001	E.ON	62 _(a)
24	Malmö-Bo01	M-Solungen 9.2	2001	E.ON	166 _(a)
25	Malmö-Bo01	M-Solungen 11	2001	E.ON	58 _(a)
26	Malmö-Bo01	M-Solungen 12	2001	E.ON	150 _(a)
Danimarca					
27	Hillerød	Kongens Vænge	2010	Hillerødforsyning	- 315 _(a)
28	Avedøre	Store Hvi	2009	-	- 750 _(a)
29	Hillerød	Elmegården	2009	Hillerødforsyning	- 750 _(a)
30	Slieve	Høstlev School	1994	Kommune Slieve	Højlev Forsyning 375 _(a)
Germania					
31	Hamburg	Herwerk Berna	2011	E.ON Hanse Wärme	- 114 _(a)
32	Pisa	S-Schule Pisa	2011	-	Municipal utility Pisa 150 _(a)
33	Pisa	L-Schule Pisa	2011	-	Municipal utility Pisa 240 _(a)

_(a) collector aperture area; _(b) collector gross area



Net metering termico in Svezia Incentivi, costi e servizi



Il distributore e il proprietario dell'impianto solare (consorzio proprietari appartamenti) firmano un "net-metering contract" (simile allo scambio sul posto elettrico da FV o contratto di ritiro dedicato) :



- Gestione impianto e prezzi dell'immissione in rete da solare termico
- Manutenzione della sottostazione
- Servizio di misura

Il surplus di energia prodotto dal campo solare rispetto al carico dell'edificio viene pagato dal Distributore circa l'80% del costo dell'energia termica acquistata



Il distributore fornisce anche un servizio di storage per l'energia prodotta in eccesso (es. periodo estivo) evitando agli utenti finali il costo di acquisto e installazione dei sistemi di accumulo giornalieri



Incentivi pubblici per impianti solari gestiti in "net metering termico" periodo: 2008 -2012:

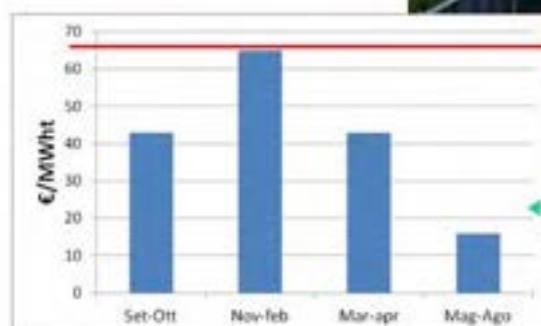
Incentivo sull'energia prodotta dal campo solare : circa 0,27 €/kWh_t



Impianto Solare distribuito di Gotheborg - "net metering": andamento prezzi energia termica ceduta in rete



Costo energia termica acquistata
utente finale: 66 €/MWh
(fonte: Göteborg Energi, 2011)



Andamento **prezzi energia ceduta**
in rete da solare distribuito

Fonte: Jan-Olof Dalenbäck - SDH - Malmö -
Aprile 9, 2013

Impianto solare termico di Vislanda (Svezia) connesso in "net metering" con la rete di teleriscaldamento



inizio funzionamento: 2009
superficie di apertura: 345 m²
potenza installata: 241,5 kW_p
collettori solari: piani vetrati
posizionamento collettori: tetto
output solare: 0.138 GWh/anno

- condominio con 1.069 m² di area da riscaldare
- fabbisogno termico annuale: 150 MWh
- stazione **pre-assemblata brevettata** per lo scambio sul posto con la rete di teleriscaldamento:
 - scambiatore di calore bidirezionale
 - sistema di **smart metering integrato** - protocollo Mbus - TCP/IP)
- l'associazione dei proprietari degli appartamenti ha siglato un contratto di "net-metering" con la utility



DATI ECONOMICI

- costo di investimento totale: 178.000 €
- costo di investimento specifico: 516 €/m² di collettori
- finanziamento: 43.000 €
- costo del calore solare: 63 €/MWh (83 €/MWh senza sussidi)

Indagine sulla possibile applicazione del net metering termico in Italia : Questionario per i gestori di rete



D: Considerando gli esempi del Nord Europa.....
..... pensate che ci sia la possibilità di replicarli nelle reti di teleriscaldamento italiane ?

R: il contributo del solare termico da parte di un produttore terzo "inquina" il flusso di ritorno, riducendo il rendimento degli impianti in carico al gestore. Il net-metering è dunque fattibile solo in parte..... (es. adeguati schemi di connessione-immissione sulla mandata)

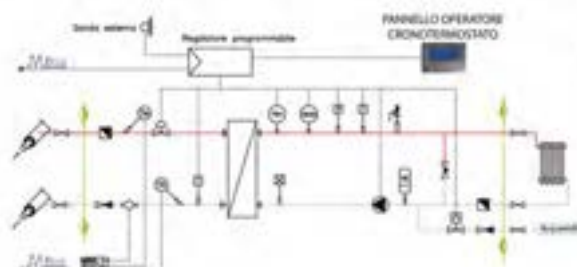
..... l'energia elettrica consumata per il sistema di pompaggio e le complicità impiantistiche sono tali da giustificare l'investimento?

...molte coperture sono impegnate da impianti fotovoltaici

..... la quota di energia autoconsumata non verrà addebitata con un mancato introito da parte del fornitore di energia



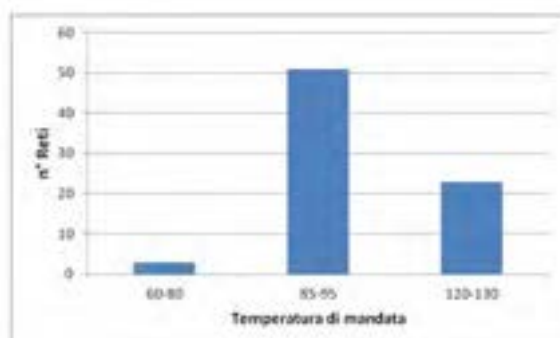
Analisi delle tipologie di sottostazioni installate e livelli termici delle reti di TLR nazionali



Indagine sulle tipologie di Sottostazioni installate a pie di stabile

- Tipo di regolazione temperatura
- Tipo di contatore
- protocolli di comunicazione per lettura misura da remoto (Mbus)

-> valutare la fattibilità tecnica di invertire il flusso di potenza nelle reti esistenti



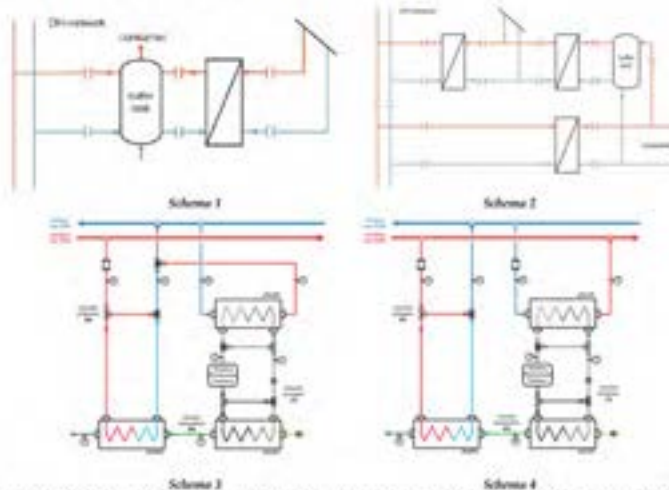
Indagine livello termico reti di TLR

Su un totale di 77 reti analizzate
 -3,3 % lavora con un $T_{mand} < 80^{\circ} \text{C}$
 - 60 % lavora con una $T_{mand} < 95^{\circ} \text{C}$
 - 25,5 % lavora con una $T_{mand} > 120^{\circ} \text{C}$ (acqua surr. - vapore)

Studio di nuovi layout di sottostazione termica per lo scambio sul posto Simulazione in regime stazionario e dinamico

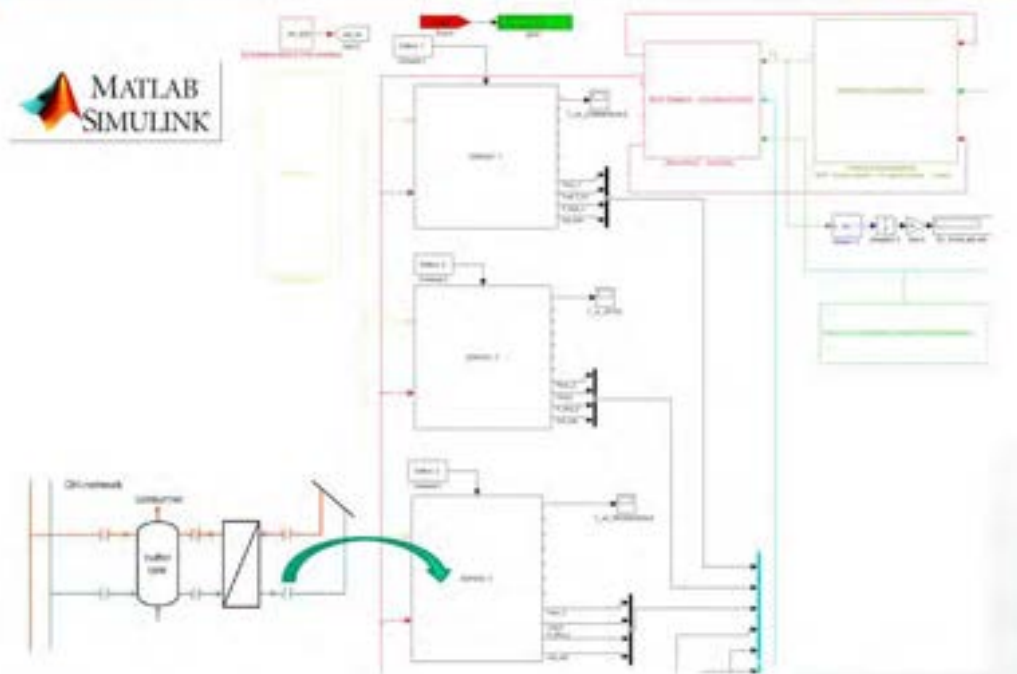


- Analisi energetica al variare dei parametri di rete (temperatura di esercizio)
- individuazioni di possibili aspetti critici per l'utente produttore e per il gestore di rete:
- Analisi di possibili differenti soluzioni riguardanti la proprietà degli impianti distribuiti (ESCO, utility locale o cliente produttore)

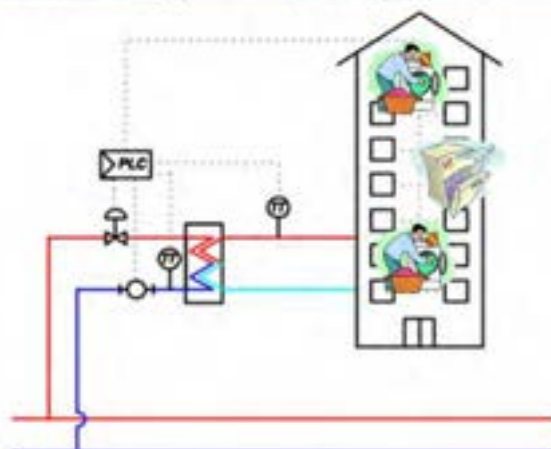


Attività svolta in collaborazione con il Dipartimento Ingegneria Industriale dell'Università di Bologna

Integrazione dei modelli di sottostazione nel simulatore di reti termiche Analisi energetica



Valutazione di possibili servizi ancillari termici forniti dalle reti di TLR – integrazione con generazione distribuita



Fornitura energia termica a carichi elettrotermici



In collaborazione con Dip. DIAEE



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

11

Campagna di monitoraggio e implementazione sistemi di smart metering termico



Monitoraggio carico lavabiancheria ad alimentazione termica Waldorf Astoria Hotel



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA



Monitoraggio carico termico Mensa Casaccia per acqua calda (in fase di installazione)
strumento con lettura da remoto (smart metering)



12



IL TELERISCALDAMENTO

Impianti di teleriscaldamento con energie rinnovabili: il caso di Marstal (DK)

ENEA
01 luglio 2014

Francesca Bonfà

Scopo del progetto



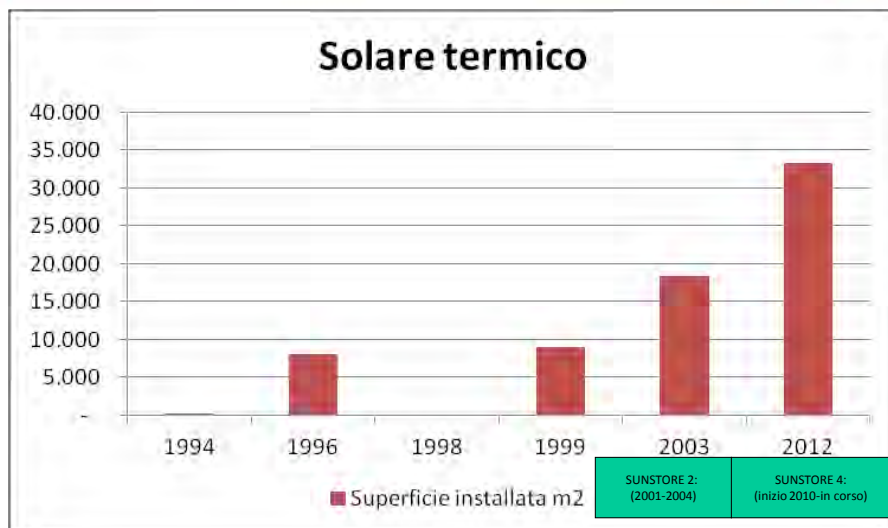
Pur essendo nato per **progetti** e **fasi successive**, l'**obiettivo** della rete di teleriscaldamento di Marstal era di realizzare un **impianto sostenibile** dal punto di vista **economico**, **sviluppare le tecnologie** e **le risorse rinnovabili locali** e **definire un mix energetico rinnovabile** – gratuito per riscaldare **1.460 utenze (4.000 abitanti)**.



Fonte: <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/4/40/Marstal.powerplant.1.jpg>
Francesca Bonfà – ENEA

6

Evoluzione del Progetto di Marstal (1)

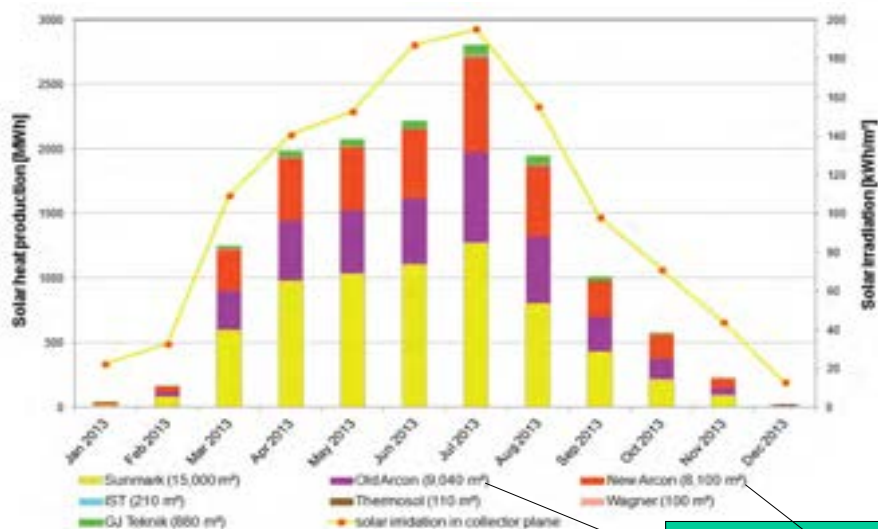


Francesca Bonfà – ENEA

11

Evoluzione del Progetto di Marstal (1)

Produzione dei singoli campi solari termici

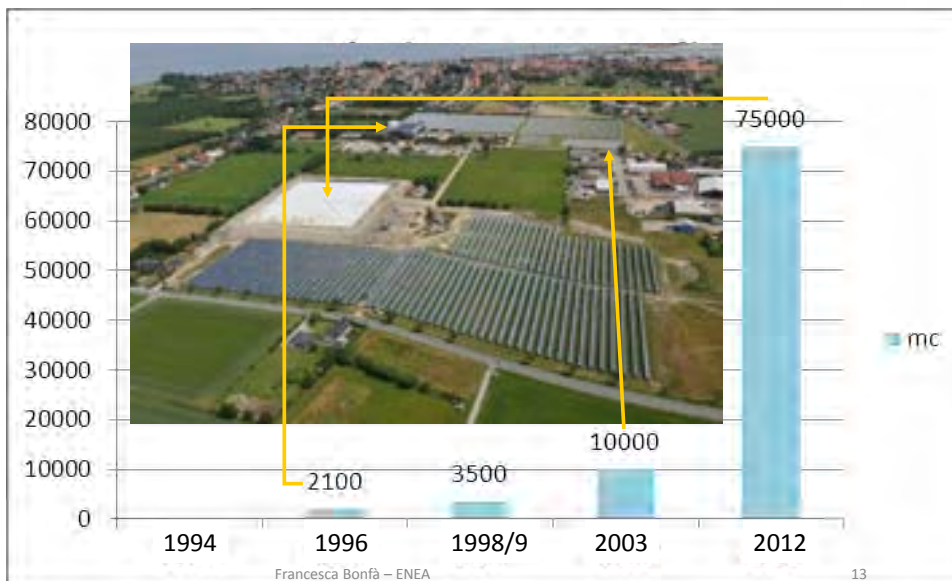


Francesca Bonfà – ENEA-

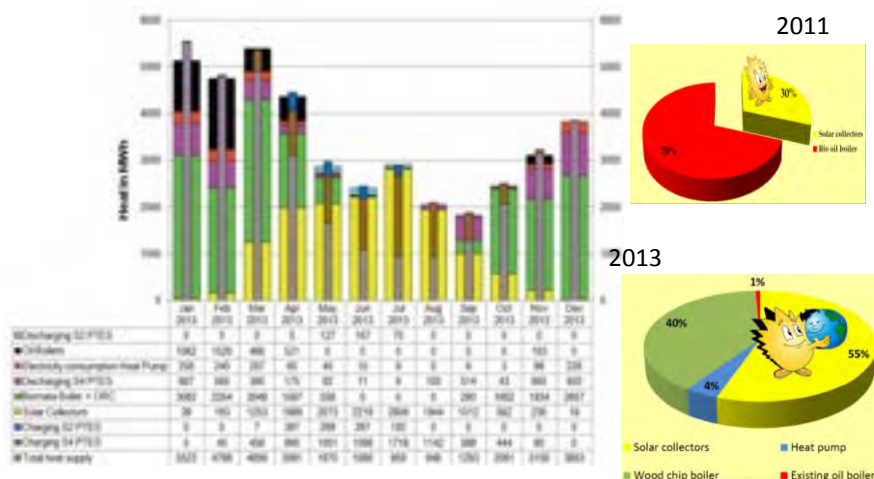
Nuovo impianto Arcon: 18% più efficiente di quello del 1996

12

Evoluzione del Progetto di Marstal (2) Accumuli termici



La produzione energetica globale



- 1.1.2 Subtask A.2: Analisi di soluzioni progettuali e gestionali che favoriscano l'implementazione di nuovi servizi energetici nelle reti termiche in presenza di sistemi di poligenerazione
- 1.1.2.1 Partecipazione al Workshop "Presentation of the SUNSTORE 4 Demonstration Energy Plant" a Marstal (DK), 16 marzo 2014

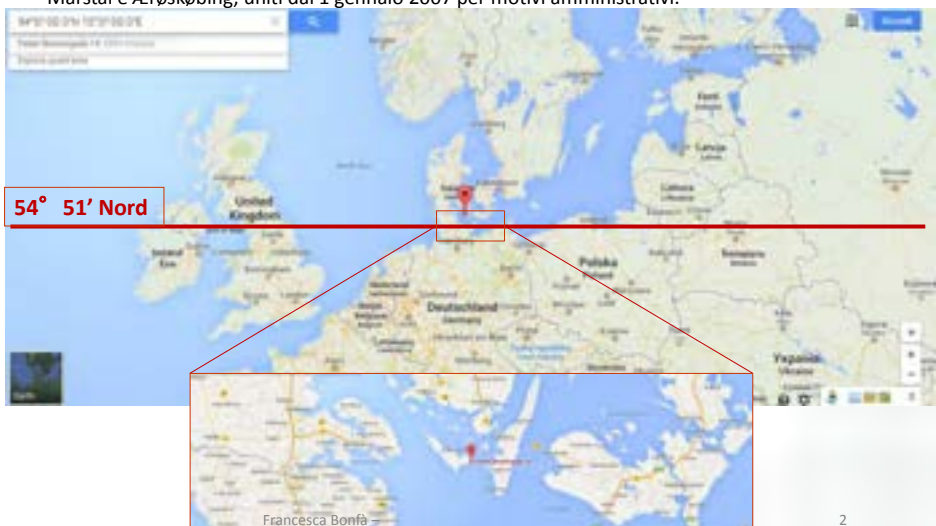


A seguito della partecipazione al Workshop è stato realizzato un intervento ad un seminario interno di cui si riportano di seguito le slide.

La città di Marstal (DK)



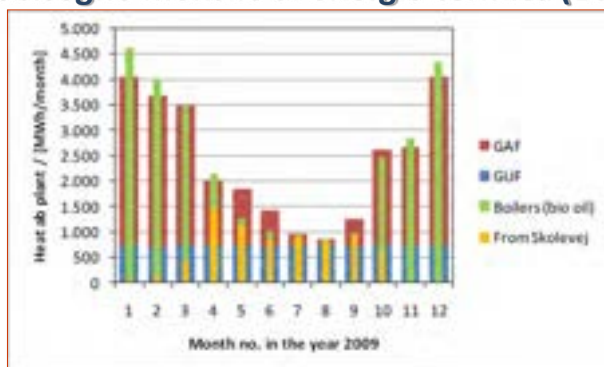
Il **Comune di Marstal**, 3.208 abitanti nel 2005 in 17 km², è situato nella contea di Fyn nel Sud della Danimarca ed è attualmente parte del Comune di Ærø (6.393 abitanti), nato dall'accorpamento di Marstal e Ærøskøbing, uniti dal 1 gennaio 2007 per motivi amministrativi.



Clima di Marstal (2)



Fabbisogno mensile di energia termica (2009.)



- **GAF**: è la parte di fabbisogno termico che è **dipendente dal numero di gradi-giorno** (calcolati giornalmente come "**17°C-temperatura esterna media**").
- **GUF**: parte di fabbisogno termico **indipendente dal numero di gradi giorno**.

• **Riscaldamento**

• **Acqua calda sanitaria**

GAF e GUF sono calcolati. Le caldaie a bio-olio e biomassa sono misurate.

Fonte: <http://sunstore4.eu/download/member-area/wp2/Deliverable%20D.2.1.%20Version%20202.%20%20UNSTORE%204.%20Design%20of%20the%20overall%20energy%20system.pdf>, Francesca Bonfà – ENEA-

4

Clima di Marstal (3)



Gradi-giorno

Il numero di gradi-giorno nella Contea di Fyn (dove è situata Marstal) nel 2009 è stato pari a 3.101.

I dati per la progettazione sono stati reperiti in dalla Società EMD (www.emd.dk).

Nell' "anno medio emd", ossia la media dei gradi-giorno tra gli anni 1987-1998, è pari a 3.333.

Sulla base di questi valori si è considerato un fabbisogno termico pari a 30.364 MWh nell'anno medio, di cui il 70,9% sono GAF (riscaldamento).

Poiché era prevista in fase di pianificazione il collegamento della rete di teleriscaldamento con l'area di Omnel (altre 120 utenze), il quale ha un fabbisogno termico di circa 2.000 MWh/annui, la rete è stata pianificata per 32.000 MWh/annui (con 70,9%GAF).

Considerata la differenza nella modalità di calcolo dei gradi-giorno tra la normativa italiana (20°C di temperatura interna di riferimento) e quella danese (17°C), è difficile fare un raffronto diretto con un Comune italiano.

Si può comunque considerare che in Italia ci sono:

- 1.079 Comuni con oltre 3.000 gradi-giorno (20°C) in **Zona Climatica F**.
- di cui 597 Comuni con oltre 3.333 gradi-giorno (20°C).

Fonte: <https://www4.enea.it/download/members/area/area/2/Delevescibile%202013.1.%20Versione%2030%20SUNSTORE%204.%20Design%20of%20the%20overall%20energy%20system.pdf>
<http://clisun.casaccia.enea.it/Pagine/GradiGiorni.htm> Francesca Bonfà – ENEA

5

Sintesi dell'evoluzione del Progetto di Marstal



MARSTAL					ACCUMULI TERMICI	
Anno	Tecnologia	SOLARE TERMICO			Tecnologia	Superficie installata
		Superficie installata	Incremento di superficie	Incremento di superficie		
Unità		m ²	m ²	%		m ³
1994	Arcon HT (piani)	75				
1996	Arcon HT (piani)	8.038	7.963	10617%	Acqua (serb. in acciaio fuori terra)	2.100
1998					Earth pipe (sabbia)	3.500
1999	Arcon HT (piani)	9.043	1.005	13%		
2003	Mix di -GJ-Tecnik (ora Sunmark, 881m ²), -Arcon HT (8.019), -Wagner (piani, montati a tetto, 103 m ²), -211 m ² di IST a concentrazione -108 m ² di Termomax sotto vuoto	18.365	9.322	103%	Pozzo di acqua (interrato)	10.000
2012	Piani (Sunmark 140V)	33.365	15.000	82%	Pozzo di acqua (interrato)	75.000

Fonti: Leo Holm, Marstal Fjernvarme DK, **High Solar Fractions with Pit Heat Storages - Europe's largest Solar Thermal System**
 Per Alex Sørensen, Planenergy, Marstal Conference 26. March 2014



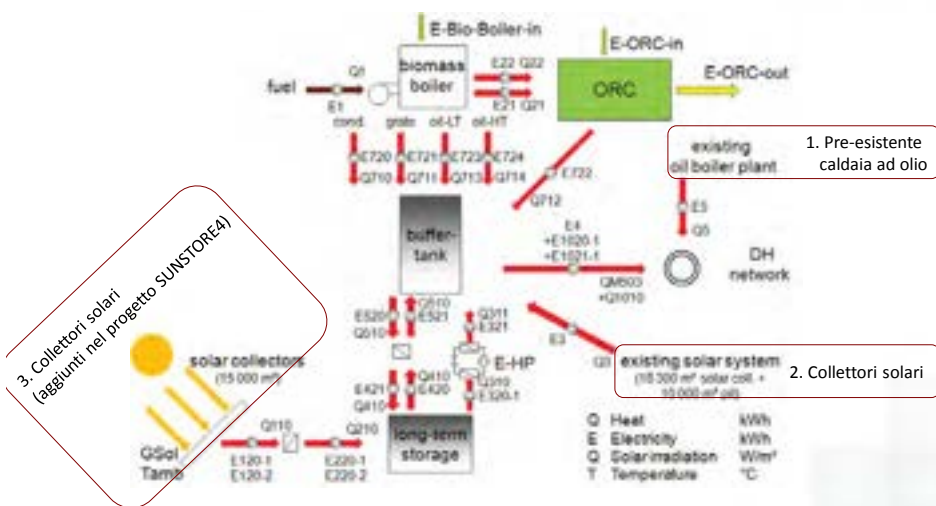
Francesca Bonfà – ENEA-

14

Configurazione attuale dell'impianto di Marstal



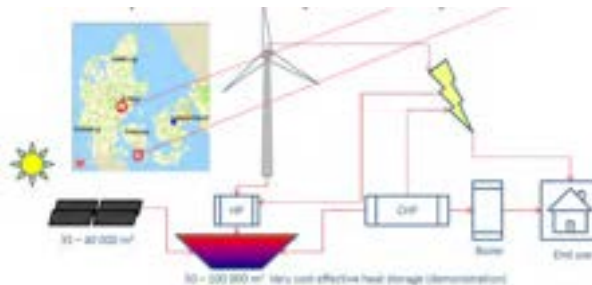
Evoluzione del Progetto di Marstal (3) Impianti



Il funzionamento degli impianti del Progetto Sunstore 4 di Marstal



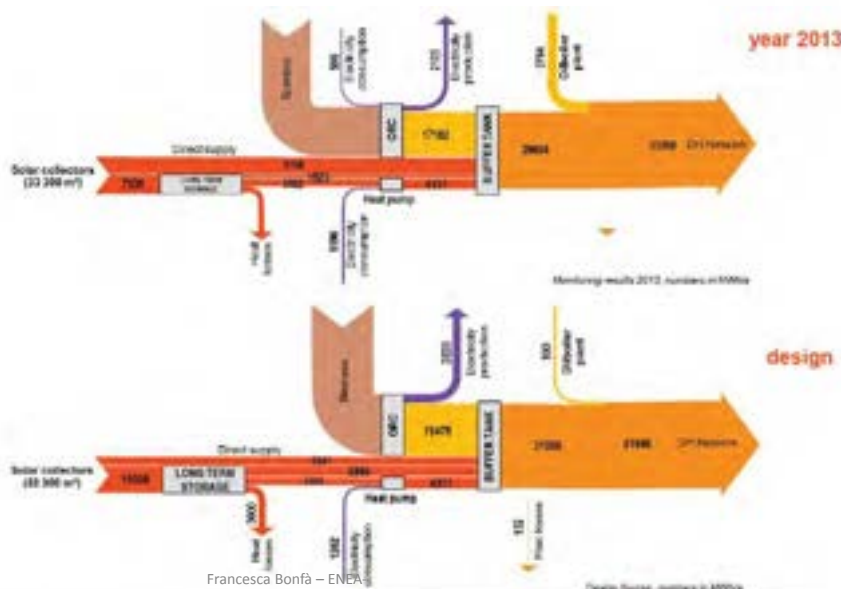
L'impianto di Marstal ha una configurazione tale da poter sfruttare nella maniera più economicamente efficiente l'energia rinnovabile: nei momenti di prezzi bassi, in particolare in caso di forte produzione rinnovabile eolica (fonte intermittente e difficilmente programmabile), viene messa in funzione la pompa di calore (HP), risparmiando così biomassa (accumulabile), a vantaggio così di un accumulo di energia termica.



Francesca Bonfà - ENEA-

21

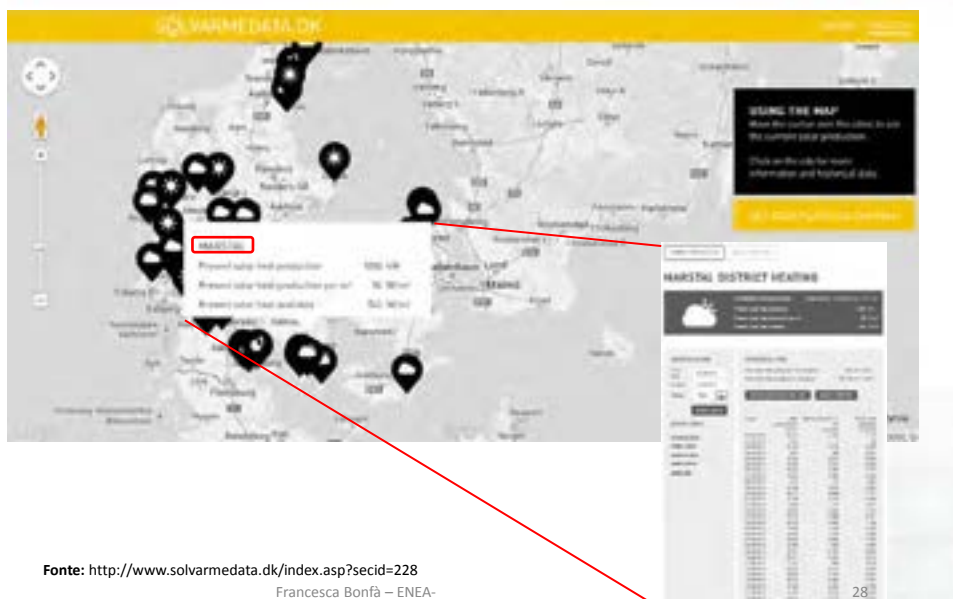
Flussi energetici reali e di progetto a confronto



Francesca Bonfà - ENEA-

24

Il TLR solare in Danimarca oggi



Fonte: <http://www.solvarmedata.dk/index.asp?secid=228>
Francesca Bonfà – ENEA-

28

1.1.2.2 Partecipazione al Workshop AIRU “Impianti solari termici nelle reti di teleriscaldamento”, Milano 6 febbraio 2014



CENTRO DI FORMAZIONE AIRU	Impianti solari termici nelle reti di teleriscaldamento	
	PROGRAMMA	
	8.30 ÷ 8.50	Registrazione partecipanti
	8.50 ÷ 9.00	Presentazione del corso e introduzione <i>Marco Calderoni</i>
	9.00 ÷ 10.00	Solare termico - fondamentali: • Collettori solari • Condizioni operative • Integrazione con la rete di teleriscaldamento <i>Marco Calderoni</i>
	10.00 ÷ 11.30	Solare termico e teleriscaldamento: basi progettuali • Progettazione di un impianto • Parametri economici <i>Marco Calderoni/Riccardo Battisti</i>
	11.30 ÷ 11.45	Coffee break
	11.45 ÷ 13.15	Sistemi avanzati e software di dimensionamento • Impianti speciali e accumuli stagionali di calore • Simulazioni di funzionamento reale con software T*est <i>Riccardo Battisti</i>
	13.15 ÷ 14.30	Colazione
	14.30 ÷ 16.00	Esperienze di gestione e manutenzione • Regolazione e controllo degli impianti • Manutenzione <i>Per Kristensen</i>
	16.00 ÷ 16.15	Tea break
	16.15 ÷ 17.30	Casi studio • Caso studio danese <i>Per Kristensen</i>

A seguito della partecipazione al Workshop è stato realizzato un intervento ad un seminario interno sul caso studio dell'impianto di Braedstrup (DK), di cui si riportano di seguito le slide.

Impianto TLR di Braedstrup



Impianto TLR di Braedstrup



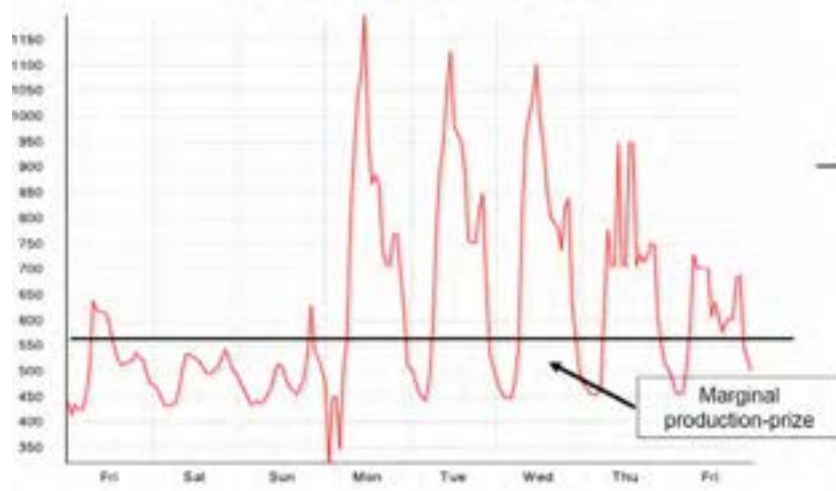
- Cooperativa di 1.450 utenti
- Gli utenti ed i proprietari dell'impianto di teleriscaldamento coincidono
- Produzione annuale :
 - ~ 42.000 MWh_{th} - ~ 22.000 MWh_{el}
- Principi alla base:
 - Cercare alternative al crescente prezzo del gas
 - Cercare alternative alla volatilità dei prezzi del mercato elettrico a causa delle rinnovabili, ed alla conseguente variabilità nella convenienza della cogenerazione
 - 50.000 m² di solare corrispondono al 50% della produzione di calore
- **Combinazione di CHP + Solare + Accumuli termici + HP**



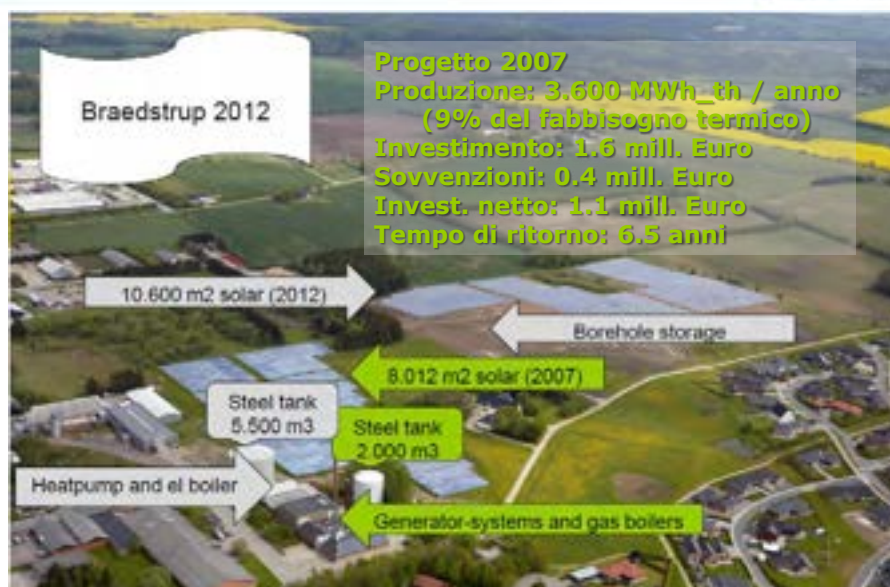
Impianto TLR di Braedstrup



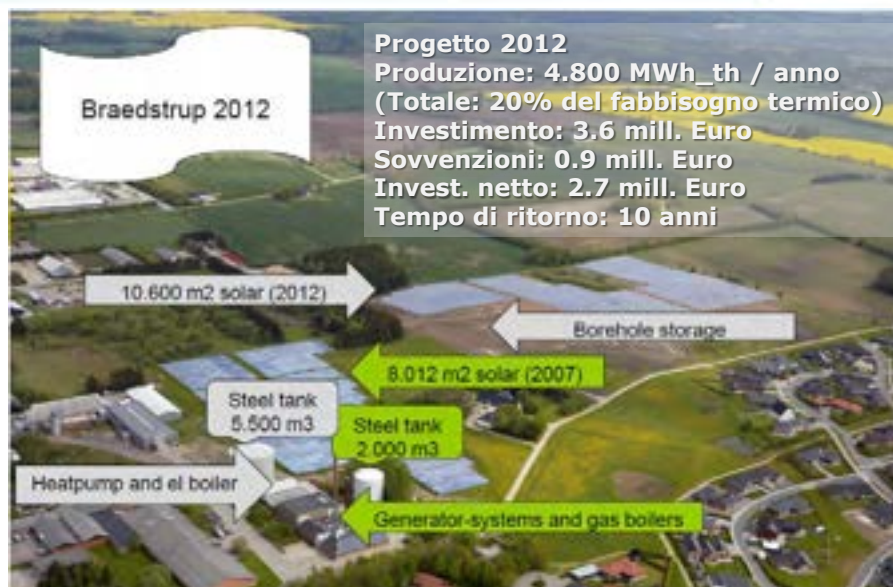
Example - Spotpreis Nordpool



Impianto TLR di Braedstrup



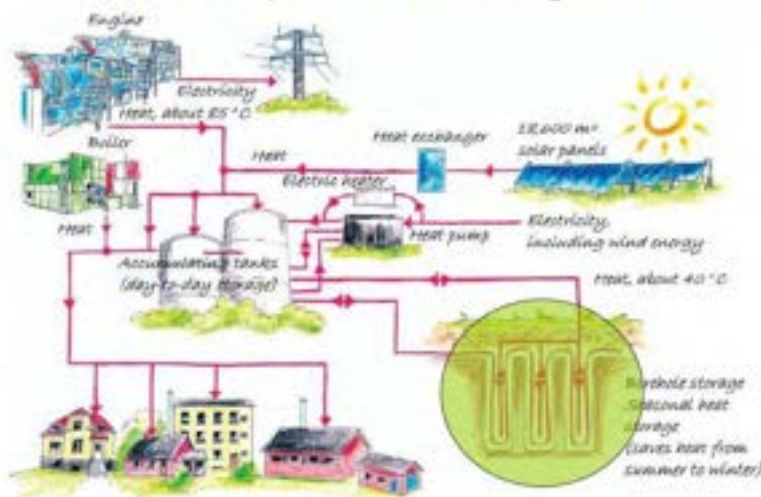
Impianto TLR di Braedstrup



Impianto TLR di Braedstrup



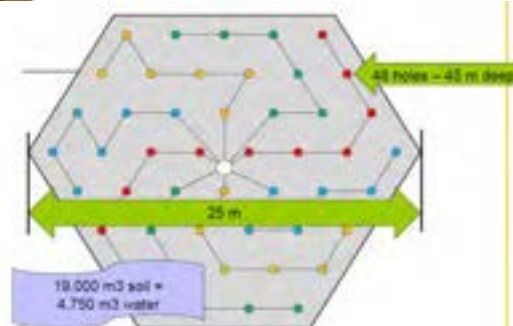
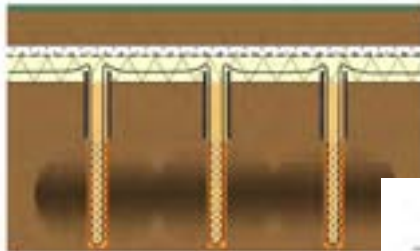
Braedstrup District Heating 2012



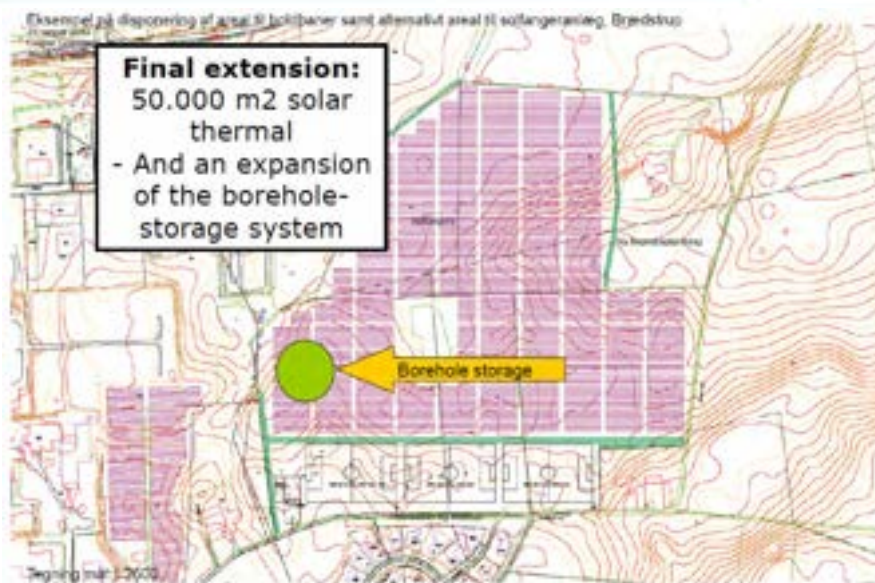
Impianto TLR di Braedstrup



Borehole thermal energy storage (BTES)
(15 to 30 kWh/m³)



Impianto TLR di Braedstrup



Impianto TLR di Braedstrup



	Borehole Storage, Braedstrup	Pit Heat Storage, Marstal
Size:	19 000 m ³ soil / 5 000 - 10 000 m ³ water eq.	75 000 m ³ water
Prize:	240 000 € (13 €/m ³ soil) (24 - 48 €/m ³ w _{eq})	2.4 M€ (32 €/m ³)
Heat supplied to the storage during first part season:	445 MWh	2 640 MWh
Heat recovered from storage during first part season:	195 MWh (44%)	472 MWh (18%)

1.1.2.3 Partecipazione alla "2nd International Solar District Heating Conference", Amburgo (DE) 3-4 giugno 2014

La partecipazione alla conferenza ha portato alla pubblicazione di un articolo nel Book of Papers ed ad una presentazione poster.

Organizational information

Conference venue: Hamburg Messe, CCR
Bismarck Platz 2
20089 Hamburg

From Hamburg main station:

- Take the line 3 to Hauptbahnhof (direction Altona) and get out at the station Bismarck Platz. Walk 5 minutes to Hamburg Messe, CCR.
- Or take S-Bahn line S21 Altona-Bergedorf at Hauptbahnhof and get out at Bismarckplatz. Walk 5 minutes to Hamburg Messe, CCR.

100m to S21 station

Bus line 3 to main station

Conference is visible

Way to dinner location

Driver: Rappahrdt Elmer Kahlhufe
Kahlhufe Hauptstr. 6-7
20089 Hamburg

A shuttle service will start at 17:00 from the conference location to the dinner location. You can also walk 15 minutes from the conference site to the dinner location (see map).

From 22:00 on, another shuttle service will take you from the dinner location back to S-Bahn station Hauptbahnhof. You can also ask the staff in call order to take you directly to your hotel.

Technical team: Energiespeicher
Neuhofstr. 1
21077 Hamburg

Tuesday 3 June - morning
A bus will be waiting at the conference location for the participants who registered for the technical tour on Tuesday afternoon at 9:00 and will bring them back to the conference venue for lunch at 12:00.

Wednesday 4 June - afternoon
A bus will be waiting at the conference location for the participants who registered for the technical tour on Wednesday afternoon at 14:00. On the way back, the bus will stop at the conference location around 17:00 and then continue to Hamburg S-Bahn station for the persons who didn't go to dinner.

2nd International Solar District Heating Conference

Solar District Heating has got increased interest all over Europe in recent years. District heating is one major approach to increase the overall energy efficiency of urban areas, either by refurbishment of existing systems, or by the introduction of new systems in existing or new building developments and solar heat is available in principle anywhere all over Europe. Agreeing common factor of related solar district heating plants is the treatment of local actors and policy makers with relevant and knowledge in developing and demonstrating the new technologies.

The 2nd edition of the Solar District Heating Conference is hosted in the halls of the old waterworks of Hamburg's municipal energy supplier Hamburg Energie.

Special thanks to:

HAMBURG ENERGIE
BRUGG **PIPESYSTEMS**
flexible solutions

Organization:
ACP in Projects Center, Fraunhofer Research Institute for Solar and Sustainable Thermal-Energy Systems

For further information on projects of Hamburg Energie please contact: Julia.Roepke@hamburgenergie.de

Support:
The event is supported by the German Solar Association (DGS) and the Hamburg Energy and Climate Partnership (HECP).

Website:
www.sdh-conference.com

solites AGFW

2nd International Solar District Heating Conference
3-4 June 2014, Hamburg

SDH
solar district heating

Supported by:

www.agfw.de

Programme

Tuesday, 3 June 2014

09:00h - 12:00h Technical tour to the solar district heating project "Energy Bunker"

12:00h - 13:00h Lunch at Hamburg Wasser, CCR

13:00h - 14:40h Opening plenary session

Opening

BMW - Federal Ministry for Economic Affairs and Energy

Welcome address

Thomas-Tim Sávecke, Hamburg Energie GmbH

Welcome address

Heiko Huther, AGFW - German Energy Efficiency Association for District Heating, Cooling and CHP

Introduction to the 2nd International Solar

District Heating Conference

Thomas Pauschinger, Solites

Comprehensive modelling and analysis of a future German energy system with a dominant supply from renewable energies
Hans-Martin Henning, ISE - Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems

14:40h - 15:10h Coffee break

15:10h - 17:30h Parallel session 2.1 - Solar district heating for housing areas and villages

Chair: Per Alex Sørensen, Planenergi

New solar heated residential area in Valda Heberg -

Initial experiences related to system performance

Jan-Olof Dalenbäck, Chalmers University of Technology

Lessons learnt from the first French case study on the integration of a central solar plant into an existing district heating

Amandine Le Denn, Tesco

The decentral district heating network and the "Energy Bunker" in Hamburg Wilhelmsburg

Joel Schrage, Hamburg Energie GmbH

Optimization of a low temperature solar district heating system by integrating space and domestic hot water loads
Reda Djebbar, Natural Resources Canada

The role of solar thermal in urban heat supply - Pilot scheme Freiburg "Gutleutmatten" in Freiburg

Axel Oliva, ISE - Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems

Land lease models for increased use of free land area for solar district heating in Austria

Monitz Schubert, S.O.L.I.D. GmbH

15:10h - 17:30h Parallel session 2.2 - Technical system integration of solar thermal into district heating

Chair: Jan-Olof Dalenbäck, Chalmers University

Experiences from national first movers in solar assisted district heating systems with seasonal storage

Dirk Mangold, Solites

Integration of solar thermal systems into district heating

Martin Heymann, Technical University of Dresden

Decentral feed-in of solar heat into district heating systems -

Technical analysis of realized plants

Kai Schäfer, Solites

The Gaby project - large scale solar plants for Chilean copper mines

Leo Holm, Sunmark Solutions A/S

Ecodistrict Villeneuve: How to develop solar energy with an existing high temperature district heating and a new low consumption housing area

Cédric Paulus, CEA INES

High temperature SDH with CPC evacuated tube collector systems in practice

Rolf Meisner, Ritter XL Solar GmbH

19:00h Dinner event

Wednesday, 4 June 2014

09:00h - 11:00h Parallel session 3.1 - Policy, market strategies and business models

Chair: Heiko Huther, AGFW

Monitoring results and detailed system analysis of five Austrian solar district heating plants constructed in the framework of a national funding programme

Franz Mauthner, AEE INTEC

SOLID Invest - New business model for civic investments in solar thermal systems launched

Detlev Seidler, S.O.L.I.D. GmbH

The effect of electricity generation by renewable energies on the profitability of solar district heating - an economic point of view
Evelyn Sperber, DLR - German Aerospace Center

This is not our mandate - new business models for district heating face stiff challenges
Florian Reinert, Master Thesis

District heating and low energy buildings: how to compete with low gas and electricity prices?
Emmanuel Goy, AMORCE

09:00h - 11:00h Parallel session 3.2 - Smart district heating systems including solar thermal / Sunstore 4

Chair: Riccardo Battisti, Ambiente Italia

Almere, NL - Smart district heating from waste heat and solar thermal
Christian Engel, Thermaflex

Potentials for solar thermal smart grids in Germany
Roman Marx, ITW - University of Stuttgart

Sunstore 4 - Design of the plant
Per Alex Sørensen, Planenergi

Sunstore 4 - Design of pit heat storage
Morten Vang Jensen, Planenergi

Monitoring results from the Sunstore 4 smart district heating plant in Marstal, Denmark
Thomas Schmidt, Solites

11:00h - 11:30h Coffee break

11:30h - 13:00h Closing session with panel debate

Panel debate "Strategies for solar thermal in district heating"

Wolfgang Guggenberger, Arcon Solar
Jan-Olof Dalenbäck, Chalmers University
Christian Maaß, Hamburg Institut
John Miller, AGFW
Morten Hofmeister, Danish District Heating Association

Conference wrap-up
Thomas Pauschinger, Solites; Heiko Huther, AGFW

13:00h - 14:00h Lunch at Hamburg Wasser, CCR

14:00h - 17:00h Technical tour to the solar district heating project "Energy Bunker"

Poster presentations

Modelling and simulation of large-scale thermal energy stores in district heating systems
Fabian Ochs, University of Innsbruck

Comparison of thermal performances of different solar collector technologies for solar district heating systems based on Solar Keymark certificates and SCEnOCalc
Stephan Fischer, ITW - University of Stuttgart

Simulating a small scale polygeneration thermal network: numerical model and first results
Biagio Di Pietra, ENEA

Solar district heating concepts of the new residential area in Hamburg-Jenfeld, Germany
Dominik Bestenlehner, SWT - Solar and Heat Technology Stuttgart

Different technologies and an optimal integration to combined heat and power
Flemming Ulbjerg, Ramboll

Development outlooks for solar district heating in France
Julien Dumas, Clipsol

European research school on large scale solar thermal SHINE
Chris Bales, Dalarna University

Towards district heating with 80-100 % solar fraction
Daniel Thier, Planenergi

Enhancing district heating performances with solar thermal energy use: a case study at 2000 m above sea level
Luca Degiorgis, Polytechnic of Turin



2nd International
Solar District Heating Conference
3-4 June 2014 - Hamburg, Germany

Book of papers



Intelligent Energy Europe Programme
of the European Union



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Energy

SIMULATING A SMALL SCALE POLYGENERATION THERMAL NETWORK: NUMERICAL MODEL AND FIRST RESULTS

Biagio Di Pietra, Giovanni Puglisi, Fabio Zanghirella, Francesca Bonfà

Technical Unit for Energy Efficiency, ENEA (Italian National Agency for New Technologies, Energy and Sustainable Economic Development), Via Anguillarese 301, Roma, 00123, Italy

biagio.dipietra@enea.it, giovanni.puglisi@enea.it, fabio.zanghirella@enea.it, francesca.bonfa@enea.it

Abstract – Small scale polygeneration thermal networks could facilitate the integration of renewable sources for air conditioning and hot water service in densely populated areas or buildings with few available spaces. For new and for renovated ($> 1000 \text{ m}^2$) buildings the Italian regulation on energy efficiency requires from January 2015 a minimum contribution of renewable sources equal to 50%. Moreover in the European directive 2012/27/EU on energy efficiency, ‘efficient district heating and cooling’, plays a keyrole in the promotion of efficiency in heating and cooling. The Technical Unit for Energy Efficiency of ENEA is developing a software platform in order to design and to perform dynamic simulations of an energy district, where a multi-building system (residential buildings, dwellings, office buildings, shopping centers, etc.), with inhomogeneous electric and heat loads, is served by advanced electric and thermal networks. The model is, at his current state of development, able to perform a dynamic simulation of a system including both traditional schedulable (CHP, heat pump, boiler) and not schedulable (solar heating, solar cooling, PV) energy systems. Both the buildings and the network are simulated dynamically. Results of the first application of the model to simple cases of multi-building systems with different layouts of the district heating/cooling system are presented and discussed. The simulated layouts are a district heating and cooling system with a boiler and a chiller, both in winter and summer configuration, and a CCHP system integrated with a thermal solar field, both in winter and in summer configuration.

1. INTRODUCTION

From January 2015 the Italian regulation on energy efficiency for new buildings requires a minimum contribution by renewable sources, for air conditioning and hot water service equal to 50%. These limits may be difficult to be reached in case of densely populated areas or buildings with few available spaces. In this context the application of small scale polygeneration thermal networks (or micro heating/cooling districts) could facilitate the required integration of renewable sources, following at the same time the indication towards ‘efficient district heating and cooling’ as pointed out by the European directive 2012/27/EU on energy efficiency. The Technical Unit for Energy Efficiency of ENEA is developing a software platform in order to design and to perform dynamic simulations of an energy district, where a multi-building system (residential buildings, dwellings, office buildings, shopping centers, etc.), with inhomogeneous electric and heat loads, is served by advanced electric and thermal networks. The aim is to develop a tool with a user friendly interface, an intuitive configuration of the networks, a dynamic time-domain simulation of the thermal and energy behaviour of both the network and of the buildings of the system and a compatibility with commercial software. Several commercial software are already available for the energy simulation of buildings and of energy districts, but most of them are focused only on buildings (e.g. EnergyPlus, HOMER), or are focused only on the network (e.g.

Termis), or they simulate dynamically the district heating network but at the same time their simulation of the buildings is very simplified (e.g. Trnsys), or they are focused only on the electric grid (e.g. Digsilent).

Within this platform, a numerical model, developed and implemented in the Matlab/Simulink environment, to simulate the thermal behaviour and the energy performance of a polygeneration small scale district heating/district cooling system has being developed.

2. THE NUMERICAL MODEL

The developed model can take into account:

- different integrated heating sources: micro CHP, solar energy plant or thermal unused energies in dispersed energy systems (residual thermal energy of industrial processes);
- internal tanks in buildings: heat can be produced when the request is low, for instance during the night, stored and then used when the request is high;
- different power management strategies.

Different models have been used to simulate the entire behaviour of the system:

- buildings’ model: to simulate heating and electric load in one year (Ceravolo et al., 2010)
- storage systems’ models: to simulate the network presence and its interaction with buildings and heat generators (Bertini et al., 2006).
- heat generators’ model: to simulate the CHP and other heat supplier (Ruscica et al., 2010),

- solar cooling model to simulate a solar thermal plant both in heating and in cooling configurations.

The model permits to analyze various scenarios and different control strategies for micro district heating also, in order to study and to evaluate the primary energy saving in each case.

The main heating output variables of calculates hourly, are:

- indoor air temperature for each building;
- average fluid temperature of the network;
- fluid temperature at each node of the network;
- thermal power supply for each building and for the whole network;
- thermal losses.

2.1 Buildings

In the model each building is defined starting from its opaque and transparent envelope: size and thermal-physics characteristics (e.g. layer stratigraphy, layer conductance etc.). Details about the type of emission system are needed too. Each building is considered as a single thermal zone and the space heating and cooling demands are calculated in order to maintain the indoor air temperature within a certain range around the seasonal temperature set-point. The mathematical model of the indoor air temperature of each building is made with a set of differential equations in time domain, with variables parameters, and is based on knowledge of the physic that governing the processes of heat exchange of all variables that influence the thermal behavior of buildings.

The energy balance equation used to describe the building model takes into account:

- heat input due to solar radiation on glass and opaque surfaces (Q_g);
- presence of people, lighting and electrical appliances (Q_i);
- heat loss through the building envelope (Q_{disp}) and ventilation (Q_v);
- power supplied by heating or cooling systems (Q_{aux}) according to the following relation:

$$CAP \cdot \frac{dT_r}{dt} = Q_{aux} + Q_g + Q_i - Q_{disp} - Q_v \quad (1)$$

where CAP is the total thermal capacity of building and T_r is internal temperature of building.

To take into account the time delay and the attenuation of the heat flux between internal and external surfaces due to the fact that while convective part of heat gain become immediately cooling load, radiative part is first absorbed by wall and then, after time delay, transferred by convection to room air, the time series coefficients are introduced (ASHRAE, 2009). This coefficients (called conduction time factors, CTFS) are applied to the Q_{disp} component of the energy balance and distribute heat gain over time; they also reflect the share of heat gain of a wall or roof that becomes heat gain.

The heat and cool distribution system of each building is considered as an equivalent thermal storage (which can include also an actual thermal storage, if present), to which the heat is provided or subtracted by a heat exchanger connected to the district thermal network, in heating and cooling mode respectively. The presence of the equivalent thermal storage allows to separate from a thermal point of view the distribution system of each building from the thermal network of the district, allowing each building's distribution system to operate at independent operating temperatures.

In each building the needed heating or cooling flow is provided by the equivalent thermal storage, whose temperature varies between set-point values.

The temperature of the equivalent thermal storage is calculated by the same differential equation described in (2)

2.1 Thermal network

The way the thermal network has been developed allows the buildings to interoperate with each other and with distributed energy resources through an equivalent thermal storage. The equivalent storage contains a volume equal to the total fluid inside the tubes. This allows to take into account the thermal inertia of the network and the tube losses that the district heating introduce through the connecting pipes. The storage temperature is the average temperature on the entire network to simplify the discussion.

The tubes are located underground at a depth greater than one meter has been considered also, so to have a temperature constant of surrounding land independent from changes in climate temperature. In order to study micro district heating in time domain, the average fluid temperature of the equivalent thermal storage, $T_{\theta,t}$ is calculated by a differential function inside the following system:

$$\begin{cases} CAP \cdot \frac{dT_{\theta,t}}{dt} = Q_{aux}(t) - Q_{load}(t) - Q_{loss}(t) \\ Q_{loss}(t) = FF \cdot V_{acc} \cdot U \cdot \frac{T_{\theta,t} - T_g}{1000} [kW] \end{cases} \quad (2)$$

Where:

- Q_{load} is the heating load of the buildings, evaluated by buildings' model at each time step of simulation;
- Q_{aux} is the power supplied by generators;
- Q_{loss} represents the thermal losses of equivalent storage
- CAP is the thermal capacity of the equivalent storage;
- FF is the storage shape factor, equal to pipe shape factor;
- U is the thermal transmittance for the pipes;
- V_{acc} is the volume of the storage, equal to total volume of pipes;
- T_g is the average ground temperature (15°C)

The equivalent thermal storage manages the requested and provided thermal power directly: the thermal generator provides power to the storage, while the buildings require power from it.

The losses in terms of temperature that the heat transfer fluid has from the inlet point, where the heat generator is located, to the point of supply, constituted by the building, have been calculated with a well-known mathematical formulation applied to hydraulic systems.

Analyzing the thermal model of the tubes that carries a heat fluid, known the fluid temperature in input and considering:

1. the temperature of the surrounding ground (T_a) constant and uniform;
2. the fluid temperature (T) function of the distance (x) and independent from the section (S);
3. $T_{0,t}$ fluid temperature at the $x=0$
4. fluid thermo-physical properties unaffected by the temperature;
5. steady state fluid flow rate;
6. tubes with no slope;
7. one dimensional flow: temperature may vary only along the tube length and not along the radius;

the fluid temperature in function of the distance can be expressed as (Felli, 1999):

$$T(x, t) = T_a + (T_{0,t} - T_a) \cdot e^{-\frac{2\pi r H}{G\gamma} x} \quad (3)$$

where:

- G : fluid flow rate [kg/s]
- H : pipe transmittance [W/m^2K]
- r : pipe circular radius [m]
- γ : specific heat [$J/kg K$]
- x : distance [m]

This function has been utilized to calculate the temperature of the working fluid along the whole network, and more specifically in the derivation nodes at the entrance of each building.

3. THE SIMULATED LAYOUTS

3.1 The multi-building system

The simulated multi-building system is composed by three types of building:

- a commercial building;
- an office building;
- a cluster of 8 residential buildings.

The main characteristics of the simulated buildings are summarized in Table 1, where B1 and B2 are the commercial and the office building respectively, and B3 is a single residential building of the simulated residential cluster.

The chosen thermo-physical properties of opaque and transparent surfaces (thermal transmittance) of buildings

offer good performances, but not enough to reach the imposed limits by the Italian legislation (Legislative Decree 311/06). The reason of this choice is to represent the existing buildings in Italy.

Table 1 – Features of the simulated buildings.

Feature	Unit	B1	B2	B3
Totale heated area	m^2	1000	600	300
Volume	m^3	4500	2000	900
Levels	n	2	3	1
Wall thermal transmittance	W/m^2K	0.326	0.43	0.33
Window thermal transmittance	W/m^2K	2.6	2.5	2.29
Floor thermal transmittance	W/m^2K	0.358	0.48	0.36
Roof thermal transmittance	W/m^2K	0.326	0.54	0.32

The scheme of the thermal network and the distances among the buildings, as shown in Figure 1. The distances are:

- L1: 35 m;
- Ld1: 100 m;
- L2: 100 m;
- Ld2: 100 m;
- L3: 250 m.

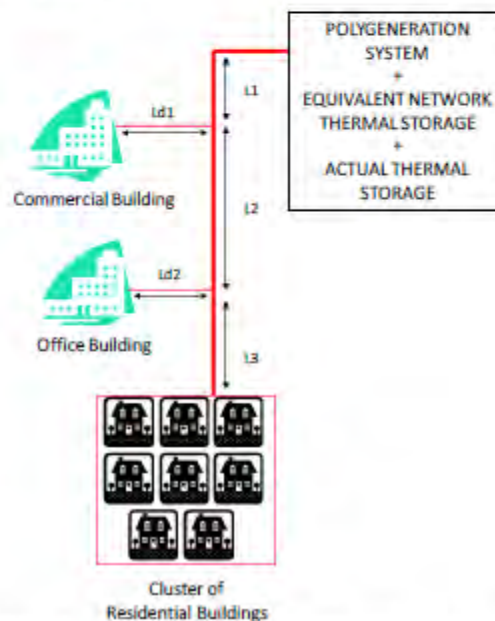


Figure 1 – Scheme of the simulated multi-building system.

The simulation has a base time of a quarter an hour, with a total duration of one year.

The chosen technical piping parameters that have been used to calculate the storage's thermal transmittance (U) are:

- ground temperature (T_g): 15 °C;
- pipe diameter (d): 0.07 m;
- pipe thickness (sp): 0.003 m;
- insulating thickness (si): 0.072 m;

The corresponding U value is 0.4 W/m²K.

The equivalent network thermal storage has a volume of 12 m³ of water. Besides the equivalent thermal storage, an actual thermal storage (a tank) is present, with a volume of 10 m³ of water.

The weekly occupation profile and the daily heating schedule of each building type is shown in Table 2. These values are used by the model to bypass heat exchanger, closing the substations of the final users during some hours of winter season days.

Table 2 – Occupation and heating schedule of the simulated buildings.

Building type	Weekly occupation	Daily heating schedule
B1	Monday – Friday	7:00 – 20:00
B2	Monday – Friday	8:00 – 19:00
B3	Monday – Sunday	7:00 – 8:00 14:00 – 16:00 21:00 – 24:00

3.2 Layout 1: heat pump and gas boiler

The first simulated layout can be considered as a base-configuration.

It presents :

- a gas boiler, 300 kW, with a nominal efficiency of 90%
- an electric chiller for summer cooling, 280 kW, nominal EER equal to 3.18.

The two configuration, heating and cooling, are shown in Figure 3 and Figure 4.

The thermal network has a heating set point temperature of 75°C and a cooling set point temperature of 7°C. The gas boiler is activated, during the heating season and during the scheduled days and hours, to keep the temperature of the equivalent thermal storage representing the thermal network equal to or higher than 75°C. The chiller, during the cooling season, is activated to keep the temperature of the thermal network below 7°C.

During the heating season the adopted working logic to turn on or to turn off the generator is shown in , where it is evident that the calculation of the thermal load starts in the model of the building, the effect of the total thermal load on the average temperature of the network is the taken into consideration, and the activation of the

generator depends on the value of the network temperature

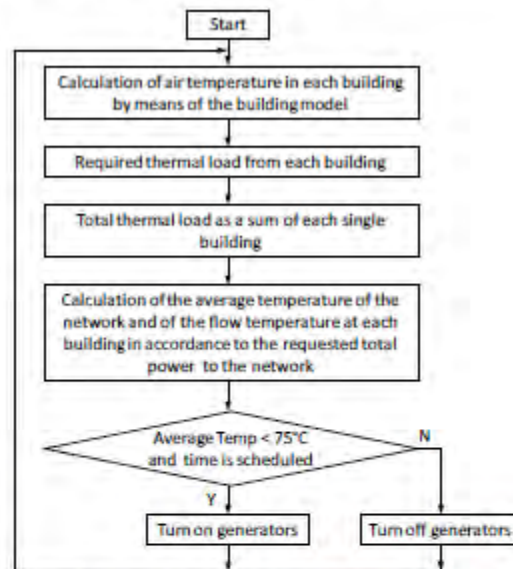


Figure 2 – Layout 1, operating logic, heating configuration.

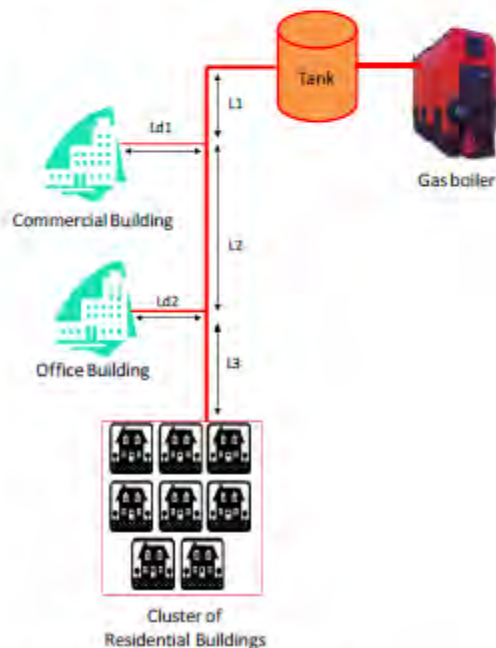


Figure 3 – Layout 1, heating configuration.

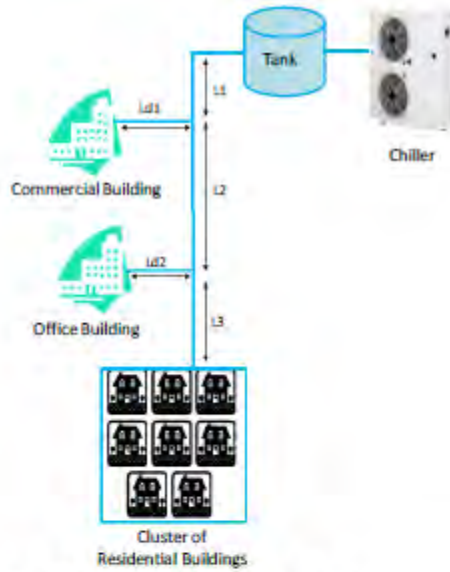


Figure 4 – Layout 1, cooling configuration

3.3 Layout 2: CCHP system integrated with a thermal solar energy plant

The second simulated layout is a polygeneration system consisting in a trigeneration system (CCHP) integrated with a thermal solar energy plant. The solar integration is used both in heating and in cooling configuration (solar cooling).

The CCHP system consists of:

- A CHP unit with internal combustion engine, nominal electric power of 90 kW, nominal electric efficiency of about 0.372;
- An absorber BrLi type, with a nominal cooling power of 80 kW and a COP of 0.7.

The thermal solar plant consists of:

- A surface of 130 m²;
- Vacuum tube collectors;
- An absorber BrLi type, with a nominal cooling power of 70 kW and a COP of 0.7.



Figure 5 – Layout 2, cooling configuration.

The two configuration, cooling and heating, are shown in Figure 5 and Figure 6 respectively.

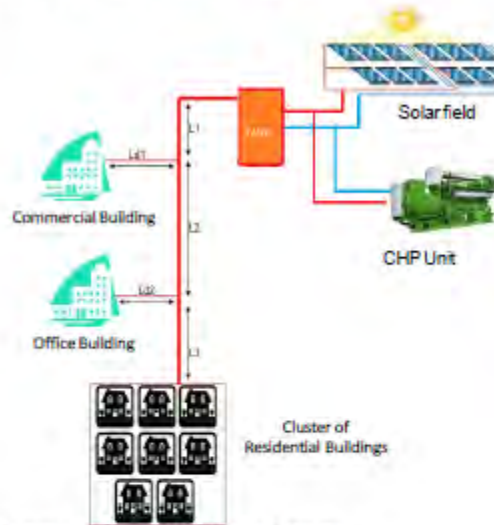


Figure 6 – Layout 2, heating configuration.

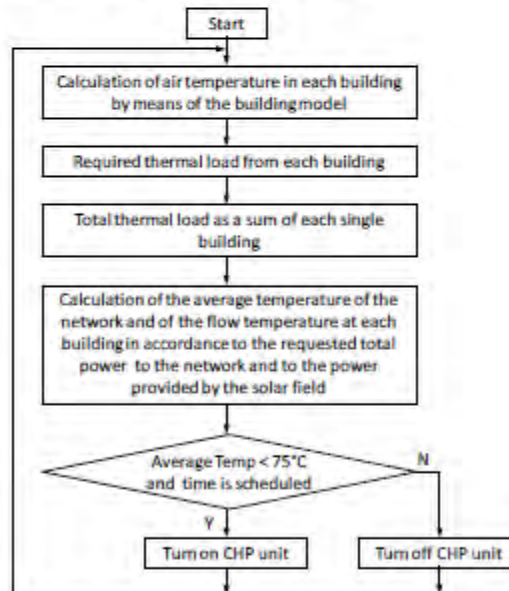


Figure 7 - Layout 2, operating logic, heating configuration.

The operating logic used in the heating configuration is similar to the one already adopted for Layout 1: the thermal load is calculated starting from the building model and the activation of the CHP unit depends by the average temperature of the network. In this case, however, the calculation of the average network

temperature depends also by the power produced by the solar field. This means that the CHP unit is turned on only if the solar contribution is not enough to supply the total thermal load. The adopted operating logic is schematically shown in Figure 7.

4. RESULTS

For both the layouts an annual simulation was carried out. The assumed location was Rome, and for all the simulated buildings the target indoor temperatures to be kept during the occupation and the scheduled time were 20°C in heating configuration and 27°C in cooling conditions.

The main output for layout 2 are presented in Figure 8 and Figure 9.

Figure 8 shows that the combined power produced by the CHP unit and by the solar field (a) succeed in compensating the total thermal load (b), sum of the thermal load of each building. The temperature of the thermal network, in fact, is kept at the set point value, both in heating and in cooling (c).

A dynamicity of the simulation model, which is able to consider the effect of the inertia of the thermal storage (both equivalent and actual), allows to understand that its

time constant allows the combined cooling power generated by the absorbers to be lower than the contemporaneous total cooling load.

The model can evaluate also if the heating and cooling system is able to maintain the indoor air temperature in comfort conditions. As an example, Figure 9 shows the indoor air temperature in the office building during the simulated year. During workdays the temperature varies between 18°C and 20°C in winter, and in summer its value is 26°C $\pm$ 0.5°C. In both the operating conditions discomfort values can be observed during the weekends. During the midseasons a free floating behaviour can be observed.

The simulated yearly primary energy consumption, including both heating and cooling energy need of the simulated district in the two considered layouts is shown in Table 3 and in Figure 10. The performance of the two generation systems, supplying the same buildings in the same climatic conditions, can be evaluated. If we only consider the primary energy for thermal needs the traditional system, layout 1, shows a better performance with respect to the CCHP+solar, layout 2-a: the consumption of the traditional system shows is about 44% of the CCHP+solar system excluding the electricity produced by the CHP unit.

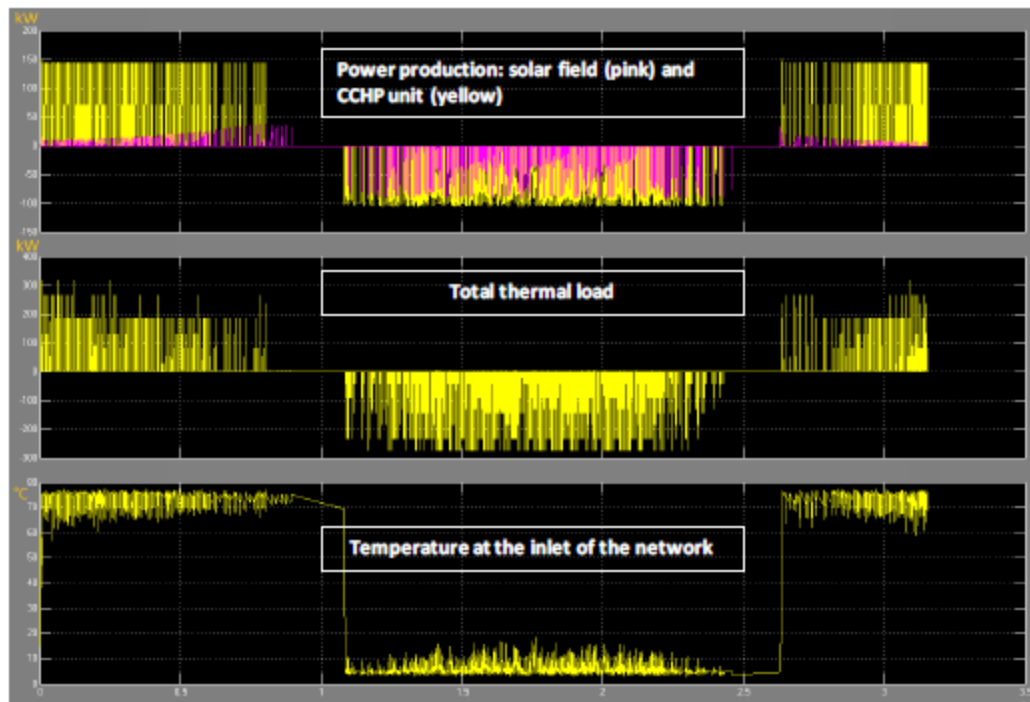


Figure 8 – Layout 2: annual simulation output of (a) power production, (b) total thermal load and (c) temperature at the inlet of the thermal network.

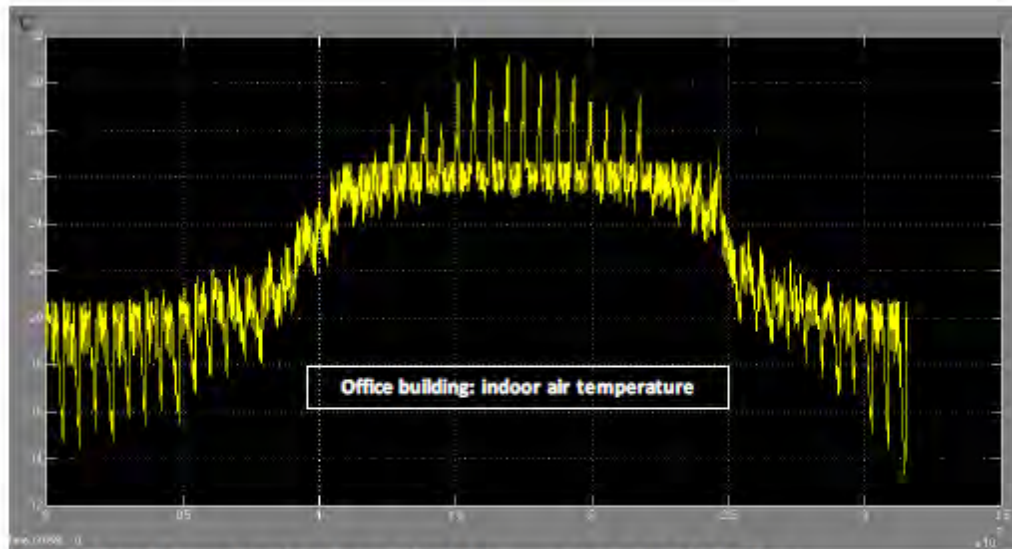


Figure 9 - Layout 2: annual simulation output of the indoor temperature in the office building.

If we consider the electricity produced by the CHP unit, layout 2-b, the result is completely different and the consumption of the traditional system is about 2 times the consumption of the CCHP+solar system.

Table 3 - Simulated primary energy consumption

Layout	Primary Energy Consumption. [kWh/y]
Layout 1: Gas Boiler + Chiller	185046
Layout 2-a: CCHP + Solar (excluding Elect. Prod.)	420096
Layout 2 (b): CCHP + Solar (including Elect. Prod.)	91407

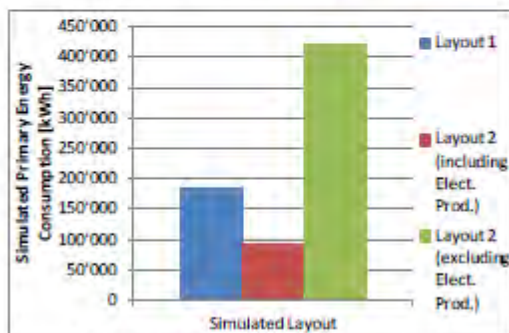


Figure 10 - Simulated Primary Energy Consumption

5. CONCLUSIONS AND FUTURE PERSPECTIVES

A numerical model for the simulation of small scale polygeneration heating and cooling networks has been implemented in the Matlab/Simulink environment. The tool can perform a dynamic simulation both of the energy behaviour of the buildings connected to the thermal network and of the thermal network itself. The simulation of a multi-building system connected to a thermal network in two different layouts have been carried out and the main results presented. The first layout is a basic gas boiler + heat pump configuration. The second layout is a CCHP system integrated with a thermal solar plant. The model is able to calculate the contribution of each power source to compensate the thermal load of the system, also showing if the system succeed in keeping the indoor air of each building in comfort conditions. The tool is still under development and further work is needed to add other energy systems to the software platform, in order to analyze more complex network layouts. Moreover, although the single parts of the model have been validated with experimental data, a validation of the general model is still needed.

A further development of the code, at the moment in progress, is the development of a model for the integration between the thermal network and distributed heat sources (e.g. distributed solar fields, distributed micro-cogeneration, ect.).

REFERENCES

ASHRAE. (2009) 2009 ASHRAE Handbook of Fundamentals, Atlanta, USA, American Society of

Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc.

I. Bertini, F. Ceravolo, M. De Felice, B. Di Pietra, F. Margiotta, S. Pizzuti, G. Puglisi. (2006) Sviluppo dell'ambiente di progettazione ODESSE: Optimal DESign for Smart Energy, ENEA.

F. Ceravolo, B. Di Pietra, F. Margiotta, G. Puglisi. (2010) ODESSE: simulazione dinamica del sistema edificio-impianti per la climatizzazione estiva, ENEA

Felli M. (1999) Lezioni di fisica tecnica. Morlacchi, Roma, p. 226-231

Simulating a small scale polygeneration thermal network: numerical model and first results

Biagio Di Pietra, Giovanni Puglisi, Fabio Zanghìrella, Francesca Bonfà

Technical Unit for Energy Efficiency, ENEA (Italian National Agency for New Technologies, Energy and Sustainable Economic Development),
Via Anguillarese 301, Roma, 00123, Italy

E-mail: fabio.zanghìrella@enea.it

Summary

Small scale polygeneration thermal networks could facilitate the integration of renewable sources for air conditioning and hot water service in densely populated areas or buildings with few available spaces. For new and for renovated (> 1000 m²) buildings the Italian Regulation on energy efficiency requires, from January 2015, a minimum contribution of renewable sources equal to 50%. Moreover, in the European directive 2012/27/EU on energy efficiency, 'efficient district heating and cooling' plays a key role in the promotion of efficiency in heating and cooling. The Technical Unit for Energy Efficiency of ENEA is developing a software platform in order to design and to perform dynamic simulations of an energy district, where a multi-building system (residential buildings, dwellings, office buildings, shopping centers, etc.), with inhomogeneous electric and heat loads, is served by advanced electric and thermal networks. The model is, at its current state of development, able to perform a dynamic simulation of a system including both traditional schedulable (CHP, heat pump, boiler) and not schedulable (solar heating, solar cooling, PV) energy systems. Both the buildings and the network are simulated dynamically. Results of the first application of the model to simple cases of multi-building systems with different layouts of the district heating/cooling system are presented. The simulated layouts are a district heating and cooling system with a boiler and a chiller, both in winter and summer configuration, and a CCHP system integrated with a thermal solar field, both in winter and in summer configuration.

Research background

The requirements of the Italian Regulation on renewable sources, for air conditioning and hot water service, for new buildings (50% from January 2015), and the indication towards 'efficient district heating and cooling' as pointed out by the European directive 2012/27/EU made interesting the application of small scale polygeneration thermal networks (or micro heating/cooling districts integrated with renewable sources) in Italy.

The Technical Unit for Energy Efficiency of ENEA is developing a software platform in order to design and to perform dynamic simulations of an energy district, where a multi-building system (residential buildings, dwellings, office buildings, shopping centers, etc.), with inhomogeneous electric and heat loads, is served by advanced electric and thermal networks.

Research aim

To develop a tool with a user friendly interface, an intuitive configuration of the network, a dynamic time-domain simulation of the thermal and energy behaviour of both the network and of the buildings of the system and a compatibility with commercial software.

The simulation model

The developed model can take into account:

- different integrated heating sources: micro CHP, solar energy plant or thermal unused energies in dispersed energy systems (residual thermal energy of industrial processes);

- internal tanks in buildings: heat can be produced when the request is low, stored and then used when the request is high;

- different power management strategies.

Dynamic modeling of buildings

The thermal network allows the buildings to interoperate with each other and with distributed energy resources through an equivalent thermal storage. The fluid temperature is function of time and position:

$$\rho C_p \frac{dT}{dt} = (Q_{in}(t) - Q_{out}(t) - Q_{loss}(t))$$

$$Q_{in}(t) = \sum_{i=1}^N \dot{Q}_{in,i}(t) \quad \text{[W]}$$

$$T(x,t) = T_0 + (T_{in} - T_0) e^{-\frac{x}{L}}$$

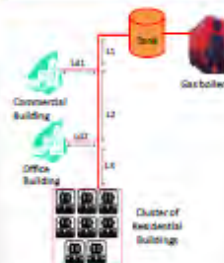
The simulated layouts

The multi-building system: a commercial building, an office building, a cluster of 8 residential buildings, with the following features:

Feature	Unit	Value	Value	Value
Total building area	m ²	1000	500	500
Volume	m ³	4000	2000	2000
Floors	n°	2	3	1
Hot thermal transmittance	W/mK	0.105	0.45	0.15
Window thermal transmittance	W/mK	0.5	0.5	0.35
Floor thermal transmittance	W/mK	0.350	0.45	0.35
Roof thermal transmittance	W/mK	0.105	0.55	0.15

Layout 1 'Base configuration': as boiler, 300 kW, nominal efficiency of 90%; electric chiller for summer cooling, 280 kW, nominal EER 3.15

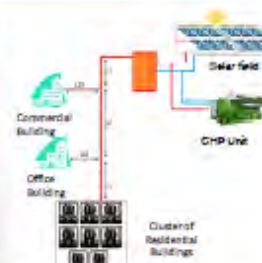
Layout 2 - CCHP system integrated with a thermal solar energy plant: CHP unit with internal combustion engine, nominal electric power 90 kW, nominal electric efficiency 0.372; absorber BRU type, nominal cooling power 80 kW, COP 0.7; thermal solar plant with surface of 130 m²; vacuum tube collectors, absorber BRU type, nominal cooling power 70 kW, COP 0.7



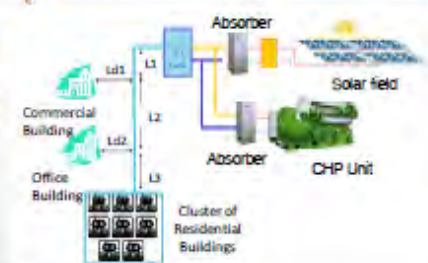
Layout 1 - Heating configuration



Layout 1 - Cooling configuration



Layout 2 - Heating configuration



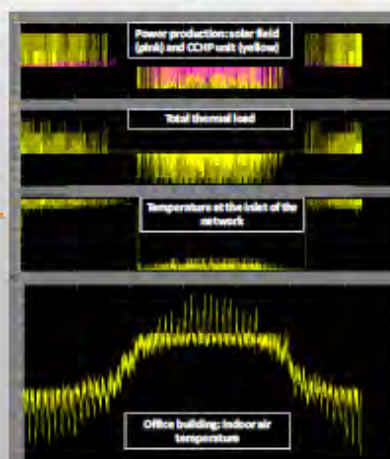
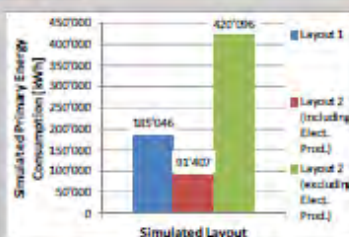
Layout 2 - Cooling configuration

Comparison between simulated layouts

The performance of the two generation systems, supplying the same buildings in the same climatic conditions can be evaluated.

Thermal performance (considering only the primary energy for thermal needs and neglecting the electricity produced by CHP):

- The traditional system shows a performance 44% higher
- Total performance (considering also the electricity produced by CHP)
- The CCHP-solar system shows a performance 100% higher than the traditional system



Simulations results

For both the layouts an annual simulation was carried out. The assumed location was Rome, and for all the simulated buildings the target indoor temperatures to be kept during the occupation and the scheduled time were 20°C in heating configuration and 27°C in cooling conditions.

The combined power produced by the CHP unit and by the solar field succeed in compensating the total thermal load (Q_t), sum of the thermal load of each building. The temperature of the thermal network, in fact, is kept at the set point value, both in heating and in cooling.

The model can evaluate also if the heating and cooling system is able to maintain the indoor air temperature in comfort conditions. During workdays the temperature varies between 18°C and 20°C in winter, and in summer its value is 26°C ± 0.5°C. In both the operating conditions discomfort values can be observed during the weekends.

Conclusions and future perspectives

The model is able to calculate the contribution of each power source to compensate the thermal load of the system, also showing if the system succeed in keeping the indoor air of each building in comfort conditions. The tool is still under development and further work is needed to add other energy systems to the software platform, in order to analyze more complex network layouts.

The integration between the thermal network and distributed heat sources (e.g. distributed solar fields, distributed micro-cogeneration, etc.) is, at the moment, in progress.

A seguito della partecipazione alla conferenza è stato realizzato un intervento ad un seminario interno sul caso studio dell'impianto di Amburgo (DE), di cui si riportano di seguito le slide.

Energybunker di Hamburg Wilhelmsburg



- Riconversione di un bunker antiaereo della II guerra mondiale nell'elemento cuore di una rete termica ad alta efficienza:
 - 50% Calore da rinnovabile (biomassa + solare termico)
 - 18% Calore di scarto industriale
 - 17% Calore da CHP (biometano)
- Calore da fonti differenti convogliato in un accumulo termico



Energybunker di Hamburg Wilhelmsburg



FABBISOGNO TERMICO STIMATO

- Circa 200 edifici esistenti nell'area di fornitura principale
- Edifici residenziali, edifici pubblici, uffici di imprese commerciali e terziarie
- Fabbisogno termico complessivo:
~21.500 MWh/a



Energybunker di Hamburg Wilhelmsburg



IL BUNKER

- Area di base: 45 m x 45 m
- Altezza: 47 m
- 10 piani, 80.000 m³ di cls armato
- Spessore dei muri: 2 m
- Spessore del soffitto: 3.5 m

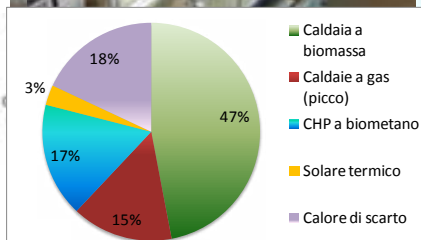


Energybunker di Hamburg Wilhelmsburg



INTERGRAZIONE DI DIFFERENTI FONTI DI ENERGIA

- Accumulo di 2.000 m³
- Uso del calore di scarto: 400 kW_{th}
- Integrazione del solare termico prodotto sul tetto del bunker: ~ 1.350 m², 750 kW_{th}
- CHP a biogas: ~ 610 kW_{th} ~510 kW_{el}
- Caldaia a biomassa: 2.000 kW_{th}
- 2 Caldaie a metano per i picchi: 2x2.300 kW_{th}
- Potenza termica totale: ~ 5 MW
- Fotovoltaico in facciata: ~ 670 m², 100 kWp

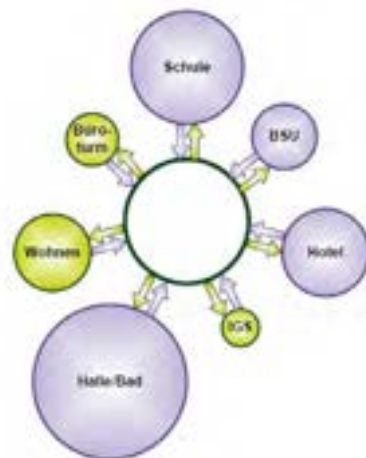


Energybunker di Hamburg Wilhelmsburg



LA RETE IN COSTRUZIONE: UNA RETE TERMICA INTEGRATA

- Fattore di energia primaria del calore fornito: ≤ 0.3
- Temperatura di mandata: $70 \div 90^\circ \text{C}$
- Temperatura di ritorno: max. 50°C
- Costo: $\sim 850 \text{ €/m}$
- Possibilità (opzionale) di integrazione di calore da produzione distribuita (es. solare termico, biomassa, ...)
- Massima immissione del calore da produzione distribuita: 20% del fabbisogno annuo

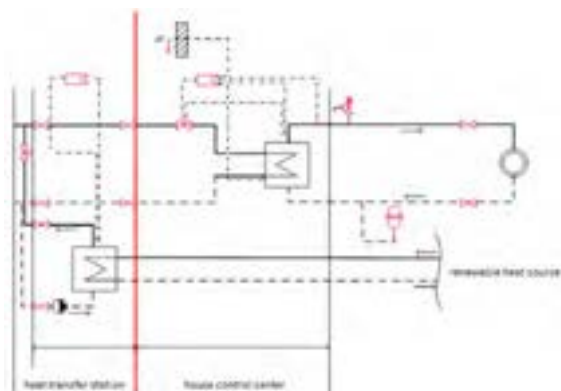


Energybunker di Hamburg Wilhelmsburg



LA RETE IN COSTRUZIONE: UNA RETE TERMICA INTEGRATA

- Possibile connessione per l'immissione di calore da produzione distribuita da rinnovabile: ritorno-mandata



1.1.2.4 Partecipazione al congresso ATI 2014, Milano – 10-12 settembre 2014

La partecipazione al congresso ha portato alla pubblicazione del seguente articolo un articolo negli atti.



ASSOCIAZIONE TERMOTECNICA ITALIANA
SEZIONE LOMBARDIA

69° Congresso Annuale

**L'Innovazione termotecnica
per uno sviluppo
sostenibile e competitivo**

Milano
10-12 Settembre 2014
Grand Hotel Visconti Palace



Organizzato da:
ATI Sezione Lombardia



69th Conference of the Italian Thermal Machines Engineering Association, ATI2014

Utilities Substations in Smart District Heating Networks

M. A. Ancona^{a,*}, L. Branchini^b, B. Di Pietra^c, F. Melino^a, G. Puglisi^c, F. Zanghirella^c

^a DIN – Alma Mater Studiorum Università di Bologna – Viale del Risorgimento 2 - 40136 Bologna

^b CIRIEA – Alma Mater Studiorum Università di Bologna – Viale del Risorgimento 2 - 40136 Bologna

^c Unità Tecnica Efficienza Energetica - ENEA – Via Anguillarese 301 - 00123 Roma

Abstract

In the last decades the concept of distributed generation – i.e. the installation of (electrical and/or thermal) energy production systems at the final users – was born and found gradually increasing diffusion. For what concerns the electrical production, the distributed generation systems are directly connected to the National Electricity Transmission Grid, allowing a bidirectional energy flux at the utilities and giving rise to the so-called smart grid.

In this scenario and considering that, even thanks to the direction taken by European regulations, in the European territory there is already a large number of thermal power generation's distributed systems (e.g. solar thermal panels), in the near future the concept of smart grid could be extended to the heat sector, especially in relation to District Heating Networks (DHNs). As a consequence, with the aim of analyzing the penetration of this type of networks, several possible layouts for the exchange utilities' substation have been developed and will be presented in this study. Such layouts allow to optimize thermal exchange, as a function of network design temperatures (for both the supply and the return), of utilities' thermal power requirement and depending on the characteristics of the production system.

© 2014 The Authors. Published by Elsevier Ltd.

Selection and peer-review under responsibility of ATI NAZIONALE.

Keywords: district heating and cooling; distributed generation; software implementation; smart thermal network;

* Corresponding author. Tel.: +39 051 209 33 20; fax: + 39 051 209 33 13.
e-mail address: maria.ancona2@unibo.it

1. Introduction

With the aim of obtaining several advantages, with regard to either practical or environmental and safety aspects, the direct production of thermal energy for hot water and space heating can be replaced with the district heating.

Usually, in District Heating Networks (DHNs) the production of heat is centralized and the network is crossed by hot water or steam, ranging from 90 to 130°C [1].

Nowadays, in Italy DHNs are installed in 109 cities for a total of 148 systems and a connected volumetry of 279'400'000 m³ [2]. Figure 1 shows the increase of connected DHN volumetry since 1972 to 2012.

Actually, the thermal energy provided is about 8'106 GWh, combined with 5'592 GWh of electrical energy. In this scenario, District Heating (DH) allows to save 439'518 toe and avoid about 1'433'537 ton of CO₂ emissions [2]. The comparisons, in terms of primary energy and emissions of CO₂, between traditional production systems and systems in the service of DHNs are shown respectively in Figure 2 and Figure 3.

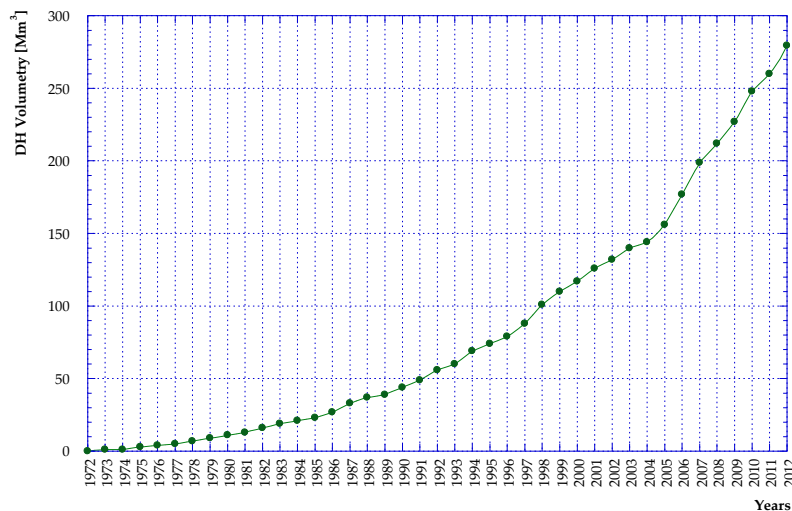


Figure 1 - Trend of DHN volumetry in Italy between 1972 and 2012 [2]

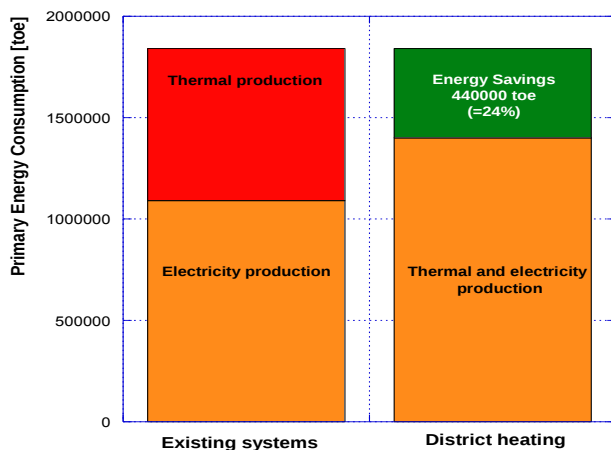


Figure 2 – Fossil primary energy savings with DHNs [2]

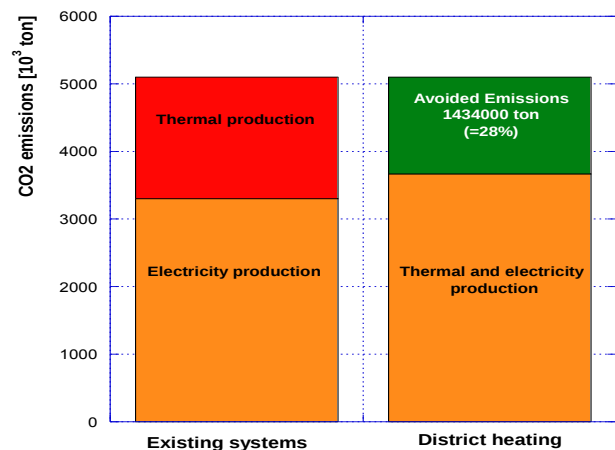


Figure 3 – CO₂ emissions [2]

As well known, the European strategy 20-20-20 [3] promotes the increase of energy efficiency, the reduction of fossil fuel consumption and the reduction of emissions. In this scenario, the energy and environmental benefit represented by DHN can be further enhanced with the concept of Smart District Heating Network (SDHN).

Smart district heating network replies, in heat sector, the concepts of distributed generation and of energy exchange between a prosumer (i.e. a producer and consumer of energy) and the grid, already known for the electrical sector.

Examples of SDHNs can be found in Central and Northern of Europe, such as in Sweden, Denmark [4], etc.; in particular, the distributed generation systems in these smart networks are often thermal solar generators.

In this respect, it can be seen that, during the winter period, the solar generator satisfies only a fraction of the thermal energy need of the utility: the remaining part has to be supplied by the thermal distribution network. On the contrary, during the summer, it usually occurs that the solar production overcomes the thermal need: in this case the excess of production can be sold to the distribution network. It follows a bidirectional exchange of thermal energy between the

distribution network and the utility. In this case, the network can be used as seasonal storage; of course this can increase the efficiency of the whole system.

Obviously, also the cogeneration units can be used as decentralized thermal production systems in SDHNs. The only constraint to the bidirectional exchange regards the temperature at which the decentralized system produces the thermal energy with reference to the temperature of distribution network.

For this reason, Combined Heat and Power (CHP) units, such as microturbines and internal combustion engines, can be easily integrated with DHN.

On the contrary, other systems such as micro Rankine cycles, solar thermal plates and Stirling engines could be characterized by a thermal production at temperature levels lower than the typical values of DHN. In this case the integration can occur only with particular configurations and/or under certain boundary conditions, as will be better explained below.

2. Smart district heating substations

Utilities substations are one of the most important components in a district heating system, because they represent the transfer of thermal energy from the grid to the utilities. Generally, the transfer of energy from the grid to the users (and simultaneously the control strategy of a district heating network) can occur in two distinct criteria: with a constant mass flow rate and variable ΔT (i.e. the temperature difference between the inlet flow from the supply circuit and the outlet towards the return circuit) or with a variable mass flow rate and constant ΔT .

In case of bidirectional exchange of thermal energy between the network and the utility, the configuration of the traditional substation needs to be radically changed.

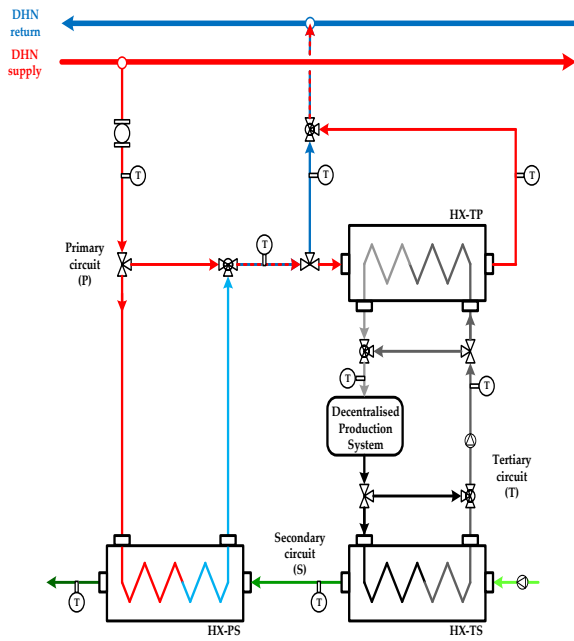
Theoretically, four different configurations, as presented in Figure 4, can be considered:

- scheme 1 (supply to return): in this scheme the mass flow rate from the supply of the network is heated by decentralized production system before the reintroduction in the return circuit;
- scheme 2 (supply to supply): this configuration is connected only with the supply circuit for what concerns the thermal energy exchange from the decentralized production system towards the distribution network;
- scheme 3 (return to return): in this case, the introduction of thermal energy from the utility to the network occurs only acting on the return circuit;
- scheme 4 (return to supply): this is the more complex scheme, because the feed-in flow is taken from the return circuit, heated from the decentralized production system and reintroduced in the supply of the network.

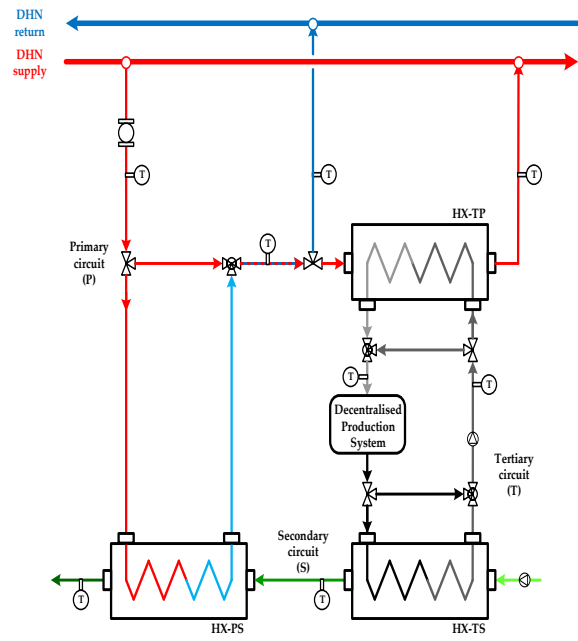
From the four schemes it can be seen that three different circuits can be defined: the primary circuit, which connects the distribution network to the substation; the secondary circuit, which is internal to the utility and, finally, the tertiary circuit, which exchanges the heat produced by the decentralized system.

All the proposed schemes, are designed to introduce into the distribution network only the excess of thermal production. In other words, the regulation strategy requires that the produced thermal power is firstly used for the utility needs (HX-TS heat exchanger in Figure 4): if the utility thermal needs are not completely satisfied from the production system, the distribution network provides the residual heat (HX-PS heat exchanger in Figure 4); on the contrary, if an excess of production occurs and the tertiary residual temperatures are suitable, the introduction of heat into the network can be realized (HX-TP heat exchanger in Figure 4).

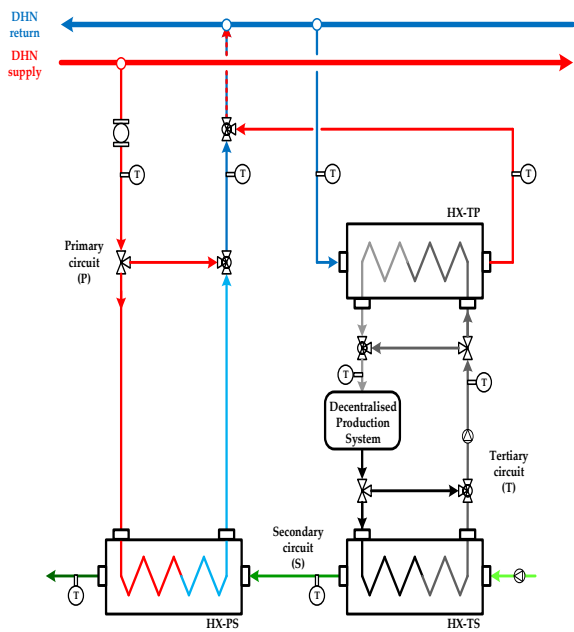
It can be also observed that schemes 1 and 3 are rarely adopted because they involve the increase of temperature of the return circuit of distribution network. This is often not appreciated for the network management because the increase of temperature of the return flow in the central production system implies a change in control and regulation strategy of the whole network; further, the conversion efficiency of the central production systems decreases due to the necessary regulation.



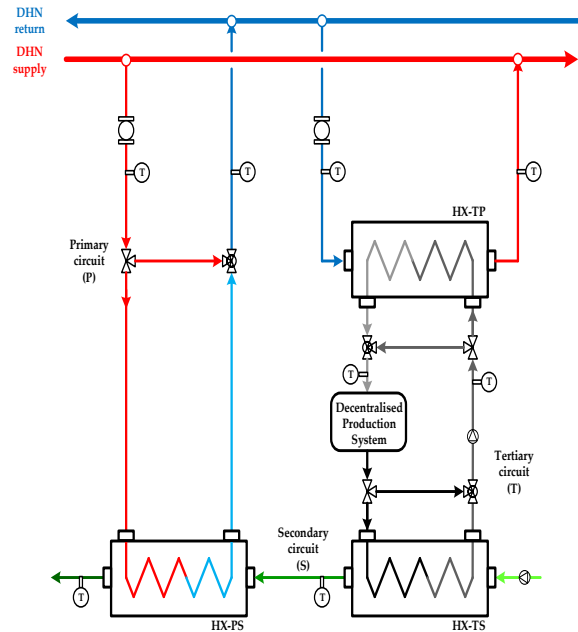
Scheme 1



Scheme 2



Scheme 3



Scheme 4

Figure 4 – Hydraulic integration of decentralized production systems: scheme 1 – supply to return; scheme 2 – supply to supply; scheme 3 – return to return; scheme 4 – return to supply.

On the other side, scheme 2 implies the increase of the supply circuit temperature; depending on the regulation strategy of the network, this increase could not be optimal for utilities which need a constant temperature flow and/or for others decentralized systems which can be excluded from the possibility of thermal energy feed-in.

Finally, scheme 4 is the only one which modifies the current flow of the network, due to the flow from the return to the supply of the network. As can be seen from Figure 4, this scheme does not necessarily imply the increase of the supply temperature; this evidence means that, for what concerns the temperature profile of the network, the presence of smart substations does not cause particular regulation problems. For instance, scheme 4 is widely adopted in existing SDHNs.

3. IHENA Software description

In order to estimate the performance of a SDHN, a calculation code has been developed by University of Bologna. This software, called IHENA (Intelligent Heat Energy Network Analysis), is based on the Todini-Pilati algorithm [5] generalized by the use of Darcy-Weisbach equation. This software derives from Ca.R.Di.F. 5.1 [6] and represents an evolution in order to take into account the bidirectional exchange of thermal energy with reference to the substation schemes in Figure 4. The calculation code validation can be found in [7].

The IHENA flow chart is presented in Figure 5 and shows the main connections between required inputs, calculation routines and outputs.

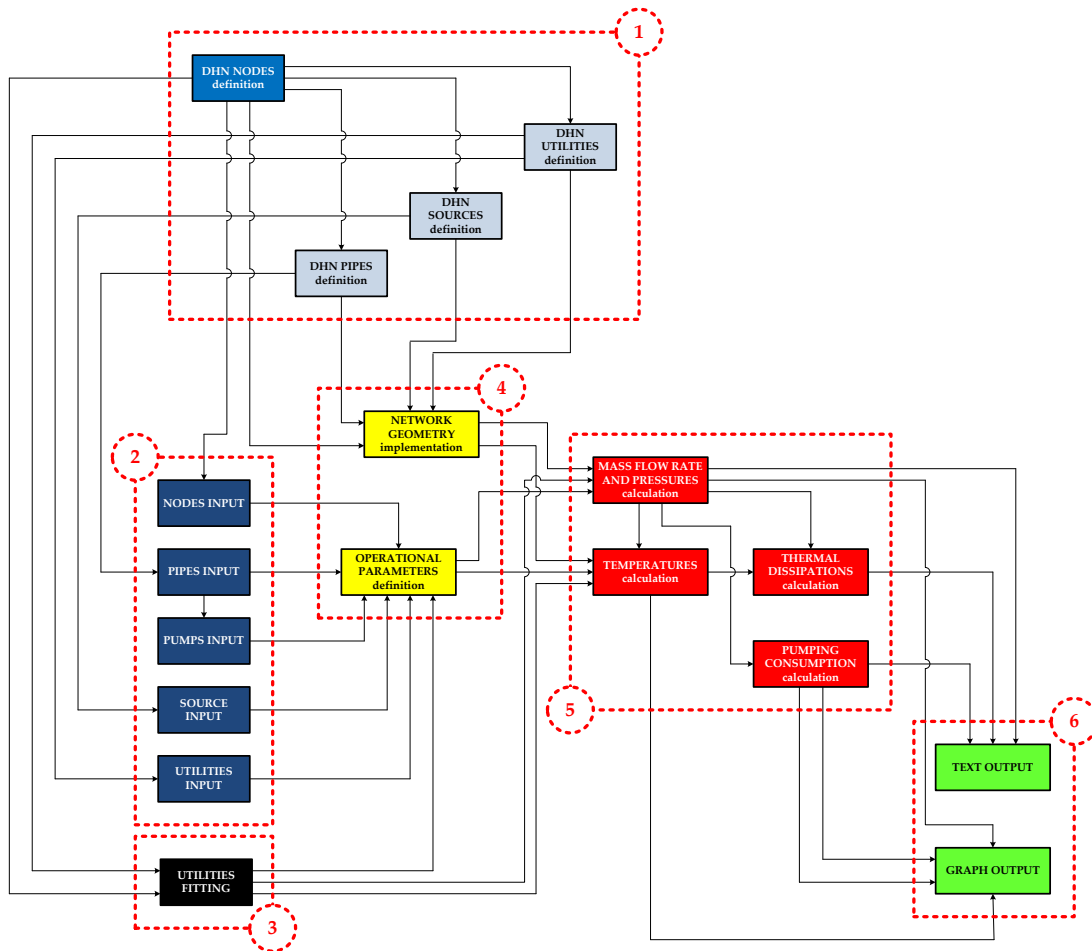


Figure 5 – IHENA software main flow chart

More in details, the flow chart can be divided into six main sections:

- 1) network implementation: this section concerns the introduction of the main input of network geometry, such as nodes coordinates and typology (mixer, utility, source), pipes length, utilities schemes, etc.;
- 2) network input: in this section the main network input, such as source temperature, source pressure and utility's thermal demand, etc., can be introduced;

- 3) utilities fitting: this routine realizes the balance among the decentralized thermal production system (in case of smart substations), the utility needing and the network feeding. This balance represents the first attempt solution of the calculation code;
- 4) network geometry implementation and operational parameters definition: this is the routine which, on the basis of the previous input, draws the network and allows the definition of the regulation strategy (i.e. constant mass flow rate, constant temperature difference or a mix of this two regulation criteria)
- 5) network calculation: in this routine the Todini-Pilati algorithm is applied in order to calculate temperatures, pressures and mass flow rates of the whole network, including the bidirectional exchange with the smart utilities;
- 6) text and graphical output: this section only provides to the writing of the output in both text and graphical form.

Network inputs and operational parameters have to be defined for both the supply and the return circuit. In this connection, it is important to point up that the software, once defined a supply layout of the network, considers the same geometry for the return, simply reversing the direction of the flow. Thus, the nodes that for supply are sources for the return are considered as “virtual” utilities; in the same way, the utilities are considered as “virtual” sources, while the mixers remain the same.

The outputs of the software are, for both supply and return of the DHN, among the others:

- inlet and outlet temperature and pressure, mass flow rate, velocity, pressure drop for each pipe;
- total mass flow rate supplied from the sources;
- total electrical power for the pumping stations;
- pressure drops at each of primary circuits of the utilities;
- heat exchanged between network and utilities.

Moreover, the developed software enables to visualize the network’s layout, both for the supply and for the return, with pointers on each pipe to indicate the direction of flow.

With the software IHENA, finally, it is possible to calculate and graph the distributions of velocity, mass flow rates, pressure losses and diameters. The understanding of the representation is immediate, thanks to the use of different colors for the different ranges of the considered quantity.

This software can be used for design of new networks or for performance analysis and optimization of existing networks. More in details, the optimization is developed by the use of a trial and error procedure [6].

4. Simulations

A series of simulations have been carried out in order to analyze the behavior of smart substations. More in detail, a parametric analysis has been conducted by varying the ratio between the users need ($Q_{TH,U}$) and the thermal power ($Q_{TH,SP}$) available from the decentralized production system. Moreover, a variation of the ratio between the flow rate circulating in the primary circuit (M_P) and that circulating in the tertiary (M_T) has been considered.

The ratio $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ has been exclusively considered ranging between 0 and 1: it means to take into account only the case in which the thermal power provided by the production system exceeds the user’s needs as described before regarding the control strategy of the smart substations.

Further, the following boundary conditions have been assumed:

- temperature of the supply circuit of the network equal to 80 ° C or to 90 ° C;
- temperature available from the production system (input tertiary circuit) equal to 110 °C.

It should be noted that a supply temperature ranging from 80 to 90 °C is typical and largely adopted for DHNs, especially in the South of Europe. As a consequence, the production system available temperature has been chosen equal to 110 °C in order to guarantee a suitable temperature difference with the supply circuit of distribution network. A temperature equal to 110 °C can be achieved with systems such as internal combustion engines, microturbines, among CHP units, or with vacuum thermal panels.

The results of the developed simulations are presented in Figures from 6 to 11 in terms of primary circuit temperature increase versus the ratio $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$. In particular, in Figures 6, 8 and 10 the temperature increase is shown as function of M_P/M_T (varying from 0.5 to 2.0) with reference to a supply temperature of 80 °C, while in Figures 7, 9 and 11, the

comparison between two different supply temperature respectively equal to 80 °C and 90 °C is considered, being constant the value of M_P/M_T (equal to 1.0).

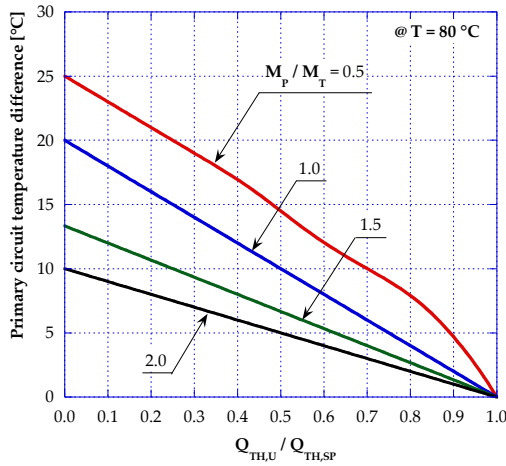


Figure 6 – Primary circuit temperature change @T=80 °C in case of schemes 1 and 2

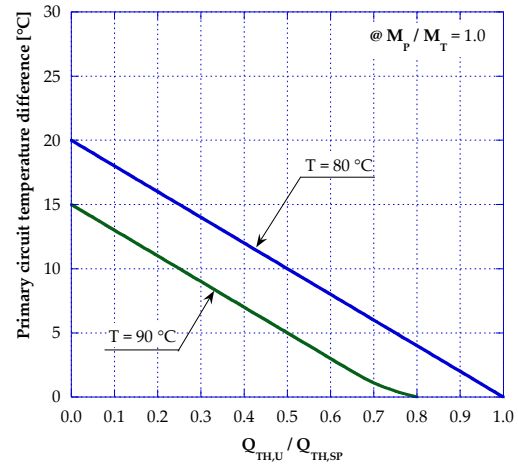


Figure 7 – Primary circuit temperature change @ $M_P/M_T=1.0$ in case of schemes 1 and 2

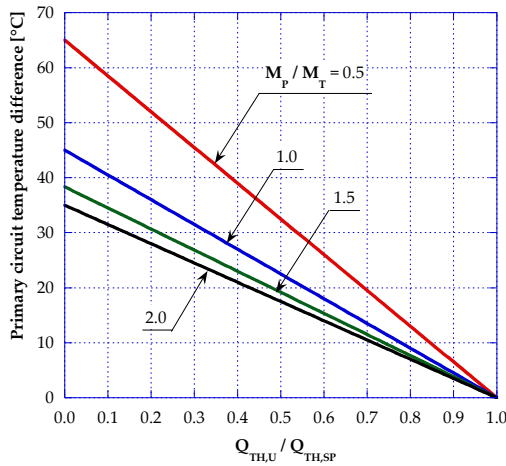


Figure 8 – Primary circuit temperature change @T=80 °C in case of scheme 3

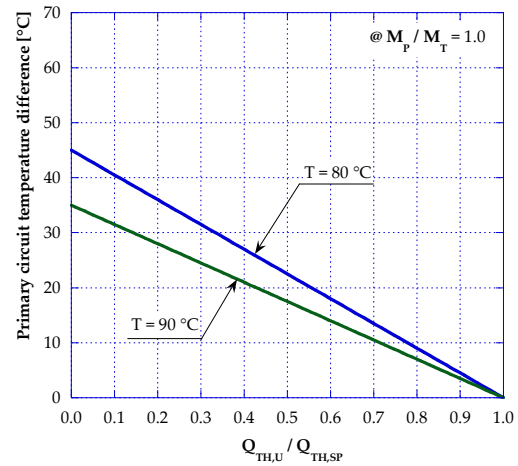


Figure 9 – Primary circuit temperature change @ $M_P/M_T=1.0$ in case of scheme 3

It should be noted that the presented results relate only to the temperature variations of the primary circuit, without considering the effect on the main network temperatures which, in this analysis, has not been investigated.

From the figures, it can be observed that the results for schemes 1 and 2 coincide. This evidence is due to the fact that both the configuration are characterized by the heat exchanger HX-TP fed from the supply circuit of the network. On the basis of the assumed hypothesis and boundary conditions, the maximum increase of temperature of the primary circuit is equal to about 25 °C for a supply temperature of 80 °C. With the increase of supply temperature to 90 °C, the maximum increase reduces to 15 °C. Obviously, with the increase of the ratios M_P/M_T and/or $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$ the achievable temperature differences decreases.

Passing to the scheme 3, it can be seen that the achievable temperature increases are higher on the respect of schemes 1 and 2, because it acts on the return circuit flow.

Finally, the curves related to the scheme 4 derives from the ones of scheme 3 – for the same reasons already explained in case of schemes 1 and 2 – but with a reduced range of the ratio $Q_{TH,U}/Q_{TH,SP}$. The limitations are due to the temperature levels: in fact in scheme 4 the heated mass flow rate has to be introduced on the supply of the network.

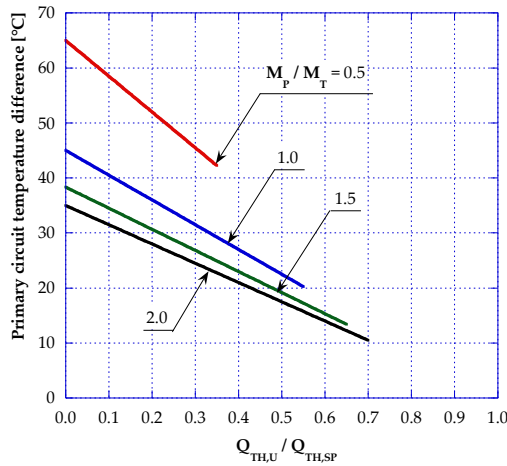


Figure 10 – Primary circuit temperature change @T=80 °C in case of scheme 4

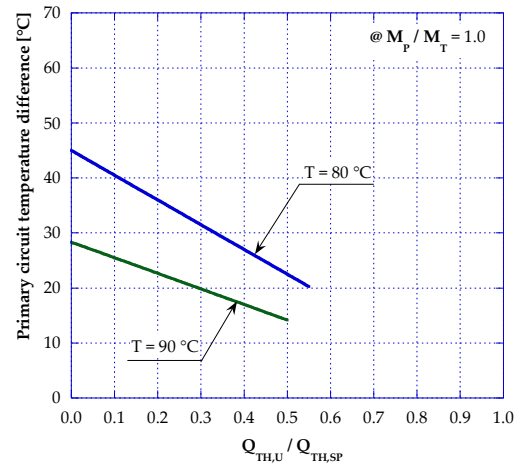


Figure 11 – Primary circuit temperature change @M_P/M_T=1.0 in case of scheme 4

The results presented in this paper have been obtained as part of a research activity developed by the University of Bologna in collaboration with ENEA (National Agency for New Technologies, Energy and Sustainable Economic Development). These results provide a preliminary analysis on utilities substations in SDHNs, with the aim – for the future – of extending the study on the behavior of a DHN with bidirectional heat exchange and of analyzing the penetration ability of these types of network.

5. Concluding remarks

Smart district heating networks can play a key role for the increase of the efficiency for the end-users. In particular, SDHNs allow to extend the concept of distributed generation to the heat production, distribution and use. With this approach, a DHN can be used as a storage system in order to increase the fuel utilization factor, in case of CHP units, or to maximize the exploitation of renewable sources.

Considering this new concept of DH, utilities substations play a primary role for what concerns the heat exchange between the network and the utilities. In this preliminary study, four substations able to exchange heat in a bidirectional way with a distribution network are presented, simulated and discussed.

In order to study SDHNs, a new software, called IHENA (Intelligent Heat Energy Network Analysis), has been developed by University of Bologna. This calculation code has been applied to simulate the behavior of the four smart substations which have been defined. The main results put in evidence the change of temperature of supply and/or of return circuits. These variations need to be further investigated with a deeper technical and economic analysis, with the aim of understanding the optimum regulation and operational strategy for both the source and the utilities side.

6. Nomenclature

CHP	Combined Heat and Power
DH	District Heating
DHNs	District Heating Networks
HX-PS	Heat Exchanger between the primary and the secondary circuits
HX-TP	Heat Exchanger between the tertiary and the primary circuits
HX-TS	Heat Exchanger between the tertiary and the secondary circuits
M_p	Mass flow rate circulating in the primary circuit
M_T	Mass flow rate circulating in the tertiary circuit
$Q_{TH,SP}$	Thermal power produced by the decentralized production system
$Q_{TH,U}$	Utility's Thermal Need
SDHN	Smart District Heating Network

References

- [1] – Annuario Associazione Italiana Riscaldamento Urbano – 2011
- [2] – Annuario Associazione Italiana Riscaldamento Urbano – 2013
- [3] – Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC (Text with EEA relevance)
- [4] – Schafer K., Schlegel F., Pauschinger T., “Decentralized feed-in of solar heat into district heating networks – a technical analysis of realized plants”, Book of papers of the 2nd International Solar District Heating Conference, 3-4 June 2014, Hamburg, Germany.
- [5] – Todini E. Towards Realistic Extended Period Simulations (EPS) In Looped Pipe Networks. Proc. 8th Annual Int. Symp. On Water Distribution Systems Analysis, ASCE, Reston, VA; 2006.
- [6] – Ancona M. A., Melino F. Peretto A., “An Optimization Procedure for District Heating Networks”, Proceedings of International Conference on Applied Energy – ICAE 2014 – May 30, June 2, 2014, Taipei, Taiwan
- [7] – Ancona M.A., Bianchi M, Branchini L, Melino F. District heating network design and analysis. *Energy Procedia*; Volume 45, 2014, Pages 1225-1234.

1.1.2.5 Pubblicazione articolo su rivista web “Infobuild Energia” – settembre 2014

Vantaggi del teleriscaldamento per la sostenibilità ambientale. Il teleriscaldamento 'smart' permette lo scambio bidirezionale di energia tra la rete di distribuzione e l'utenza

Link: <http://www.infobuildenergia.it/approfondimenti/il-teleriscaldamento-diventa-smart-195.html>

A cura di: Ing. Maria Alessandra Ancona, Ing. Lisa Branchini, Ing. Francesco Melino – Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) – Università di Bologna - Ilaria Bertini, Biagio Di Pietra ENEA- Unità Tecnica Efficienza Energetica

Testo dell'articolo:

La realizzazione di una smart city consiste nella conciliazione ed armonizzazione di sei linee guida principali: (i) smart economy, (ii) smart mobility, (iii) smart environment, (iv) smart people, (v) smart living e (vi) smart governance. In altre parole, ciò significa che gli investimenti in capitale umano e sociale, l'armonizzazione tra tradizione e modernità, lo sviluppo di infrastrutture, la sostenibilità ambientale e l'oculato sfruttamento delle risorse naturali sono contestualmente sviluppati con l'unico obiettivo di incrementare il benessere dei cittadini ed in generale migliorare la qualità della vita degli stessi.

Il **teleriscaldamento**, soprattutto quando realizzato in ambito cittadino, è una delle possibili strategie per il raggiungimento dei succitati obiettivi.

I vantaggi del teleriscaldamento, nel confronto con la produzione di energia termica decentralizzata presso gli utenti, sono infatti (i) la garanzia di continuità del servizio, (ii) l'eliminazione delle caldaie domestiche (con conseguente eliminazione di punti di emissione in ambito cittadino), (iii) il conseguimento di maggiori efficienze di conversione (grazie soprattutto all'impiego di sistemi cogenerativi come centrali di produzione), (iv) l'eliminazione della necessità di trasporto del combustibile in città, con conseguente aumento della sicurezza.

Altre fondamentali strategie per il raggiungimento degli obiettivi sopra riportati sono rappresentate dalla cogenerazione e in particolare dalla generazione distribuita.

È infatti noto che la **cogenerazione**, ovvero la generazione contemporanea di energia elettrica e termica a partire dalla conversione di un'unica sorgente energetica, permette di aumentare l'efficienza di conversione del combustibile, contribuendo a ridurre i consumi e, contestualmente, le emissioni inquinanti in atmosfera. La generazione distribuita, delocalizzando in parte la produzione di energia e riducendo o annullando la distanza tra produzione ed utilizzo finale, concorre alla riduzione delle inevitabili perdite dovute al trasporto di energia ed aumenta la sicurezza di approvvigionamento.

Un **ruolo chiave nel settore della generazione distribuita è inoltre ricoperto dai sistemi di conversione delle fonti energetiche rinnovabili** e, in particolare, di quelle non programmabili (solare fotovoltaico, solare termico, eolico). Al fine di conciliare, sotto il profilo temporale, i fabbisogni delle utenze con la disponibilità di energia, diventa di fondamentale importanza lo sviluppo di **sistemi di accumulo** dell'energia elettrica, termica e/o frigorifera. Lo studio e la ricerca nel campo dell'accumulo dell'energia è sia finalizzato allo sviluppo di dispositivi e tecnologie più efficienti che alla definizione di strategie di regolazione ed ottimizzazione per un utilizzo più razionale.

In tale contesto, nasce e si sviluppa il concetto di **Teleriscaldamento Smart (o Teleriscaldamento Attivo)**, ovvero in grado di **scambiare bidirezionalmente energia termica con le utenze connesse**. Tale innovativo approccio rappresenta una strategia fondamentale per massimizzare sia l'efficienza di sfruttamento della risorsa rinnovabile che l'efficienza di conversione dei combustibili fossili.

Il concetto di reti di teleriscaldamento “smart” o attive risulta perciò del tutto analogo al concetto di generazione distribuita in ambito elettrico: ovvero la possibilità di uno scambio bidirezionale di energia tra

la rete di distribuzione e l'utenza.

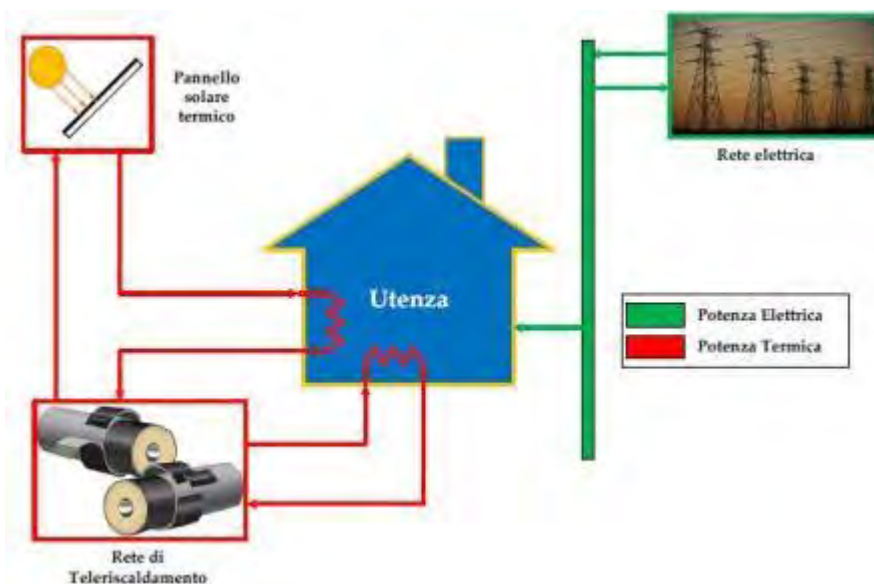
Le reti di teleriscaldamento attivo permettono, infatti, di integrare la produzione centralizzata e il conseguente servizio di distribuzione dell'energia termica sia con sistemi di produzione termica da fonte rinnovabile, come il solare termico – reti di teleriscaldamento solare sono già state realizzate nell'Europa centrale e settentrionale (Danimarca, Svezia, Austria) –, sia con i sistemi microcogenerativi (microturbine, motori a combustione interna, micro-Rankine a fluido organico, ecc.) installati presso le utenze. La possibilità infatti per un'utenza domestica e/o residenziale di scambiare l'energia termica autoprodotta (anche in assetto cogenerativo) con la rete di teleriscaldamento, permette di usare quest'ultima come un sistema di accumulo (anche di tipo stagionale). Quanto detto permette quindi di portare in ambito termico concetti e strategie, quali ad esempio lo scambio sul posto (net metering), già ampiamente sviluppati e studiati in campo elettrico.

Nell'ottica di consentire uno scambio bidirezionale di energia termica tra la rete di distribuzione e l'utenza, risulta necessario definire **nuovi layout impiantistici per le sottostazioni d'utenza**.

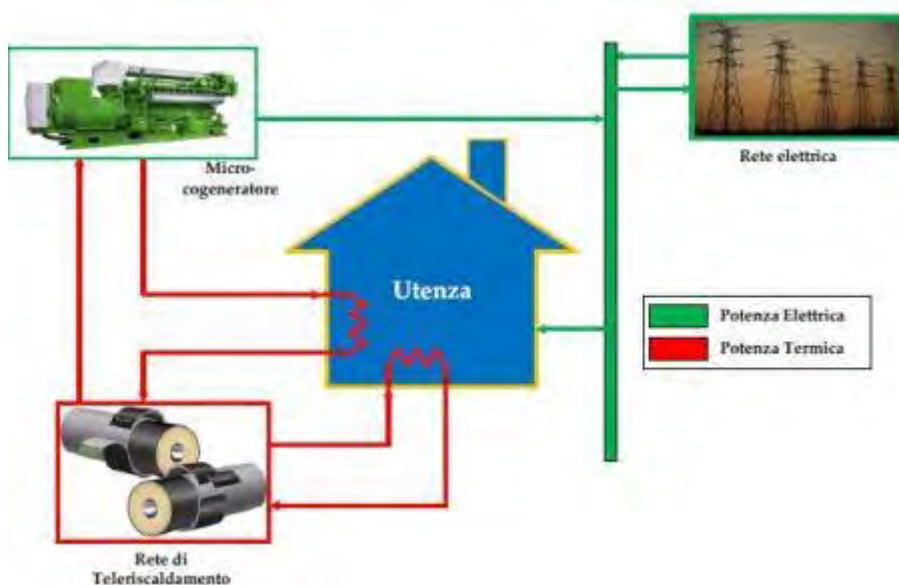
Le configurazioni possibili in termini di punto di prelievo e reimmissione tra rete di teleriscaldamento e il sistema di generazione termico risultano molteplici. Si differenziano principalmente in base al sistema di generazione termico decentralizzato installato presso l'utenza, in funzione dei livelli di temperatura raggiungibili e in funzione delle caratteristiche della rete di distribuzione.

Obiettivo comune è quello di ottimizzare lo scambio termico tra impianto decentralizzato e rete.

Con riferimento alla Figura 1, viene presentato uno schema di rete di teleriscaldamento attiva dove il sistema di generazione termico decentralizzato installato presso l'utenza è costituito da pannelli solari termici. Tale configurazione prevede quindi che il sistema di produzione decentralizzato, nel caso in cui sia in grado di produrre potenza termica, venga utilizzato in prima battuta per soddisfare il fabbisogno dell'utenza. Qualora esso non sia sufficiente, la potenza termica mancante al soddisfacimento della domanda viene fornita dalla rete di teleriscaldamento; al contrario, qualora il sistema decentralizzato produca in maniera eccedente rispetto al fabbisogno dell'utenza, la potenza in eccesso viene ceduta alla rete.



In Figura 2, il sistema di generazione è rappresentato invece da un microcogeneratore che, oltre a consentire tipicamente il raggiungimento di livelli di temperatura superiori rispetto al solare termico, assolve anche alla generazione di energia elettrica.



Lo studio del teleriscaldamento attivo è attualmente oggetto di una collaborazione tra l'ENEA e il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna all'interno dell'Accordo di Programma che il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA hanno stipulato per l'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale.

L'efficacia e l'impatto del teleriscaldamento attivo sono proiettati in particolare verso lo smart environment, con evidenti ricadute anche verso lo smart living e la smart economy. Infatti, l'incremento dell'efficienza energetica e dello sfruttamento delle risorse rinnovabili può comportare importanti benefici sia di carattere economico (riduzione dei consumi energetici e delle tariffe per l'acquisto di energia termica), che ambientale (riduzione delle emissioni inquinanti) che sociale (miglioramento della qualità della vita).

1.1.3 Subtask A.3: Metodologia per l'individuazione del potenziale di applicazione e sviluppo delle reti di teleriscaldamento e di teleraffrescamento efficienti locali e su scala nazionale

1.1.3.1 Partecipazione al workshop *Il Teleriscaldamento: "nuove regole per lo sviluppo"*, organizzato in collaborazione con AIRU e Federutility, Università degli studi di Milano – 20 maggio 2014.

La Fondazione EnergyLab lo scorso 20 maggio ha organizzato un workshop riguardante l'esito dell'*indagine conoscitiva IC46* sulla regolazione del teleriscaldamento. A seguito della partecipazione al workshop è stato realizzato un intervento per un seminario interno ENEA, di cui si riportano le slide.

Il Teleriscaldamento: nuove regole per lo sviluppo

Martedì 20 Maggio 2014
Ore 10.00 - 13.00

Università degli Studi di Milano
Via S. Antonio, 10 - Milano
Sala Napoleonica

Programma

Ore 9.30	Registrazione
Ore 10.00	Saluti di Benvenuto Chiara Tonello - Prorettore alla Ricerca, Università degli Studi di Milano Introduzione ai Lavori Fausto Ferraresi - Presidente - AIRU Relazione di scenario Francesco Guzzoni - Università Bocconi Presentazione dell'indagine Filippo Arena - Capo di Gabinetto, Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato Tavola Rotonda Cecilia Gatti - Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico Pierpaolo Carlini - Amministratore Delegato, Egas Energia Stefano Venier - Amministratore Delegato, Hera Nicola De Sanctis - Amministratore Delegato, Gruppo IREN Renato Ravanello (TBC) - Direttore Generale, a2a Roberto Bazzano - Presidente, FederUtility
Ore 12.30	Conclusioni Claudio De Vincenti - Vice Ministro, Ministero dello Sviluppo Economico Moderatore Silvio Bosetti - Direttore Generale, Fondazione EnergyLab



Per maggiori informazioni
Fondazione EnergyLab
comunicazione@energylabfoundation.org
02 8414 3967 - 348 1580738

Nuove regole per lo sviluppo del Teleriscaldamento (2)



Indagine AGCM del dicembre 2011

- Obiettivi → eventuali interventi antitrust; proposte di regolazione.
- Risultati → Nessuna necessità di intervento e neanche di alcuna esplicita posizione sulla **necessità di una regolazione tariffaria del TLR**, di fatto i consumatori sono adeguatamente tutelati da una sorta di "autoregolazione" o regolazione indiretta" espressione di una forte concorrenza ex-ante fra sistemi di riscaldamento.

Secondo l'AGCM il TLR:

- è un monopolio naturale locale
- dove le imprese TLR non sembrano esercitare potere di mercato
- prezzi e margini non sono "eccessivi" (prezzi convergono al costo evitato delle soluzioni di riscaldamento alternative al TLR, ovvero, con i prezzi del gas).

Il TLR nel decreto di attuazione direttiva europea (art. 10). **Riflessioni dal settore**



Lettera b) comma 16: L'AEEG definisce "i criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento e le modalità per l'esercizio del diritto di discollegamento"

- **R: se si traduce in regolazione piena, costituisce una limitazione della concorrenza interfanti**

Lettera e) comma 16: L'AEEG "nei soli casi nuove reti di teleriscaldamento ubicate in aree urbane non metanizzate, nonché qualora sussista l'obbligo, imposto dai comuni, di allacciamento alla rete di teleriscaldamento, stabilisce le tariffe di cessione del calore"

- **R: Andrebbero distinti i casi in cui la rete del metano non c'è per ragioni economiche (il combustibile alternativo è un altro)**

Lettera d), comma 16: L'AEEG "individua condizioni di riferimento per l'accesso di terzi alla rete, al fine di favorire l'integrazione di nuove unità di generazione del calore e il recupero del calore utile disponibile in ambito locale"

- **R: il testo sembra riferirsi ad un classico ATR (Accesso di Terzi alla Rete)**
- **R: l'ATR non è adottato in nessun paese (evidenti difficoltà tecniche evidenziate anche dall'AGCM).**

Segnalazione dell'AGCM (12 maggio 2014) su schema DLgs Attuazione Direttiva su Efficienza Energetica



L'AGCM ribadisce che non è necessario il TLR a una regolazione generalizzata. L'AGCM auspica la modifica dell'art. 10.

- 1) AGCM giudica particolarmente critico dal punto di vista **concorrenziale** il ruolo affidato all'Aeegsi di fissare le tariffe di cessione del calore nei casi di nuove reti in aree non metanizzate (comma 16, lettera e).

Perché secondo l'AGCM verrebbe preclusa al cliente finale i benefici di una **libera concorrenza sui prezzi** tra diversi sistemi di riscaldamento. Sempre secondo l'indagine conoscitiva la concorrenza nell'aree montane ha funzionato. Nei casi di prezzi più gravosi si potrebbe pensare a far intervenire l'Antitrust.

AGCM giudica corretto che l'Aeegsi **fissi le tariffe** quando il comune impone l'obbligo di connessione.

- 2) AGCM ritiene che le tariffe di allacciamento sono una leva concorrenziale tra sistemi di riscaldamento e quindi l'Aeegsi deve **indicare i criteri generali** e non determinarle nelle componenti (comma 16, lettera b).

- 3) AGCM auspica che la **pubblicazione dei prezzi**, delle **condizioni di allacciamento** e di disconnessione riguardi tutte le reti e non solo le nuove. In modo da consentire ai clienti finali di effettuare una vera comparazione con le condizioni di sistemi concorrenti (comma 16 lettera c)

CONFRONTI INTERNAZIONALI



In nessuna paese dell'Europa occidentale i prezzi del TLR sono regolati.

- Le indagini antitrust condotte in Finlandia e Svezia non ravvisano l'esigenza di una regolazione tariffaria.

Fa eccezione la Danimarca che è un caso speciale forse mal interpretato e sopravvalutato, di fatto:

- La regolazione è imposta dall'esistenza di un obbligo di connessione e dal divieto di usare l'elettricità per usi di riscaldamento.
- Il territorio è diviso in zone ove o c'è la rete del TLR o c'è la rete del gas.
- Nella zona di Copenaghen la rete funge da coordinatrice della produzione e cede l'energia ai distributori che a loro volta la cedono ai clienti sulla base di prezzi regolati.
- Il calore deriva da una pluralità di produttori.



CONCLUSIONI dal settore sul TLR



1. La concorrenza c'è (certificato dall'AGCM)
2. Prezzi ex-ante e prezzi ex.post convergono (certificato dall'AGCM)
3. I prezzi e i margini non sono eccessivi (certificato dall'AGCM)
4. In nessun paese vi è una apertura indiscriminata alle reti e, nei fatti, una netta disintegrazione verticale
5. In Italia il TLR è già in significativa espansione.



2.1.1.2 Lezione al Master SAFE Gestione delle Risorse Energetiche, Febbraio 2014

E' riportato un estratto delle slide proiettate per la lezione



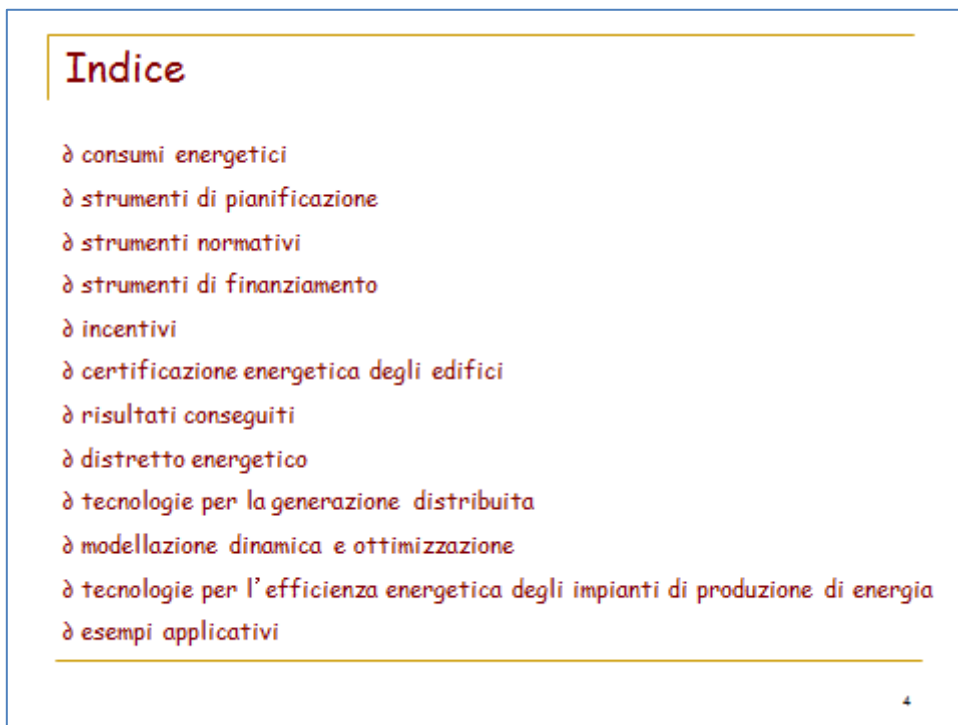
safe Master in Gestione delle Risorse Energetiche

Risparmio ed Efficienza Energetica: analisi di scenario

Giovanni Puglisi

ENEA Unità Tecnica Efficienza Energetica

Roma, 10 marzo '14



Indice

- consumi energetici
- strumenti di pianificazione
- strumenti normativi
- strumenti di finanziamento
- incentivi
- certificazione energetica degli edifici
- risultati conseguiti
- distretto energetico
- tecnologie per la generazione distribuita
- modellazione dinamica e ottimizzazione
- tecnologie per l'efficienza energetica degli impianti di produzione di energia
- esempi applicativi

4

Strumenti di pianificazione energetica La direttiva 2012/27/UE

La Direttiva mira a rimuovere le barriere nel mercato dell'energia e superare le carenze del mercato che ostacolano l'efficienza nella fornitura e nell'utilizzo di energia.

L'obiettivo stimato al 2020 è una riduzione dei consumi energetici del 15%.

Gli Stati dovranno elaborare una strategia a lungo termine per favorire la ristrutturazione degli edifici residenziali e commerciali, sia pubblici che privati.

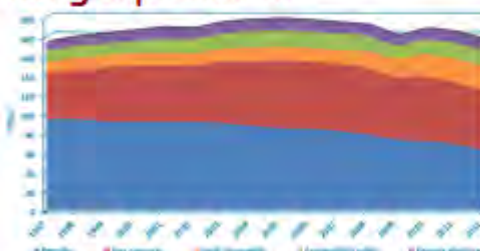
Un ruolo chiave è attribuito alla **riqualificazione di edifici pubblici**: dal 1° gennaio 2014 il 3% della superficie degli edifici pubblici riscaldati e/o raffrescati deve essere ristrutturata ogni anno.



Consumi nazionali: energia primaria



Domanda di energia primaria per fonte.
Anno 2012.
Fonte: elaborazioni ENEA su dati MSE



Domanda di energia primaria per fonte. Anni 1997-2012 (Mtep)
Fonte: elaborazioni ENEA su dati MSE

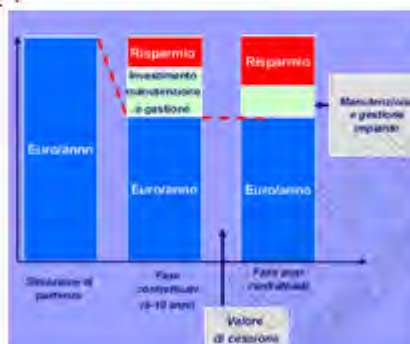
La domanda di energia primaria nel 2012 è stata pari a 176,35 Mtep, il 4,3% in meno rispetto all'anno precedente, conseguenza:

- della riduzione della quota del petrolio (- 9,3%) e del gas (- 3,8%);
- dell'andamento crescente delle rinnovabili (+8,2%) ;
- dalla riduzione delle importazioni di energia elettrica (- 4,4 %) e dei consumi di combustibili solidi (- 2,7%).

E.S.Co.

Se la rata è pari a una quota percentuale dei risparmi ottenuti allora il contratto è del tipo “risparmio condiviso”, se invece la rata è prefissata il contratto è del tipo “risparmio garantito”.

Nella fase post-contrattuale il cliente potrà godere di una bolletta energetica ridotta e di una quota di risparmio maggiorata (perché non più da condividere con la E.S.Co.), dovendo gravarsi dei soli oneri relativi alla gestione e manutenzione degli impianti.



56

Titoli di Efficienza Energetica

I soggetti obbligati sono i distributori di energia elettrica e gas naturale che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo, abbiano connessi alla propria rete di distribuzione più di **50.000 clienti finali**.

Anno	Obblighi quantitativi nazionali annui di incremento dell'efficienza energetica (milioni di TEE)		Obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico (Mtep di energia primaria)
	Energia elettrica	Gas naturale	
2013	3,03	2,48	4,6
2014	3,71	3,04	6,2
2015	4,26	3,49	6,6
2016	5,23	4,28	7,6

L'inadempienza degli obiettivi, sottopone i distributori a sanzioni decise ex-post e più che proporzionali all'entità degli investimenti necessari a compensare il deficit.

58

Incentivi: conto termico

calcolo dell'incentivo:

esempio

Interventi di incremento dell'efficienza energetica					
Tipologia	Soggetti Ammessi	Durata in anni	spesa incentivabile in %	Costo max ammissibile €	Valore max incentivo €
Isolamento termico di superfici opache delimitanti il volume climatizzato	PA	5	40	a. coperture	a+b+c = 250.000
				Esterno: 200 €/m ²	
				Interno: 100 €/m ²	
				Copertura ventilata: 250 €/m ²	
				b. pavimenti	
				Esterno: 120 €/m ²	
				Interno: 100 €/m ²	
				c. pareti	
				Esterno: 100 €/m ²	
				Interno: 80 €/m ²	
				Parete ventilata: 150 €/m ²	

Interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza			
Tipologia	Soggetti Ammessi	Durata in anni	Tabelle di riferimento per il calcolo incentivo come da DM
Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di utilizzazione pompe di calore: pompe di calore elettriche o a gas, anche geotermiche con potenza termica utile nominale fino a 1000 kW	PA e soggetti privati	Con Pn ≤ 35kW: 2 anni	Allegato II, Tabella 4
		Con Pn ≤ 1000 kW: 5 anni	

$$I_{\text{tot}} = E_i \cdot C_i$$

I_{tot} = Incentivo annuo in euro;
 C_i = coefficiente di valorizzazione dell'energia termica prodotta definito in apposite tabelle;
 E_i = energia termica incentivata prodotta in un anno, espressa in kWh_{th}.

Diagnosi energetica

Schematicamente una diagnosi energetica prevede:



1. Analisi dell'involucro edilizio e dei sistemi di generazione
2. Analisi dei profili di utilizzo (elettrico, termico, degli occupanti, etc)
3. Monitoraggio e analisi dei consumi reali
4. Valutazione del fabbisogno di energia primaria
5. Valutazione dello stato di fatto e individuazioni di interventi migliorativi
6. Valutazione di fattibilità degli interventi proposti
7. Monitoraggio delle prestazioni post intervento

Modello di reti energetiche

ENEA è impegnata nello sviluppo di strumenti software (**modelli dinamici**) in grado di valutare il **potenziale delle reti energetiche locali a servizio di sistemi di poligenerazione** intermini di:

- o domanda di energia **elettrica** e per **raffreddamento**, **riscaldamento**
- o **aspetti tecnici ed economici** relativi al **trasporto** di calore, freddo ed energia elettrica



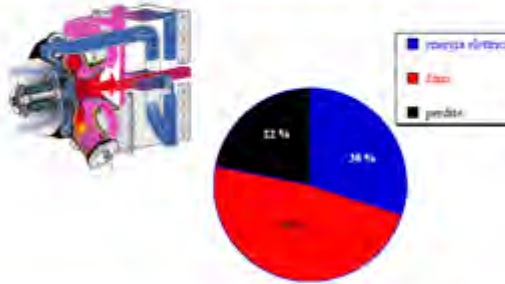
Cogenerazione: tecnologie

Microturbine a gas

VANTAGGI:

- Bassa rumorosità e vibrazioni
- Ingombri contenuti
- Manutenzione ridotta
- Elevata vita utile
- Ridotte emissioni (NO_x , CO_2)

Bilancio energetico di una MTG da 100 kW_e

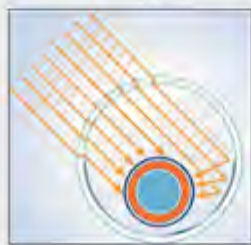


SVANTAGGI:

- Elevati costi (tecnologia emergente)
- Rendimenti elettrici bassi

134

Collettore solare a tubi evacuati



Sono costruiti in modo che tutta la radiazione solare incidente incontri la superficie assorbente

- Sono costituiti da tanti tubi affiancati innestati su un unico supporto
- Tra i condotti interni e il tubo esterno c'è il vuoto
- La superficie retrostante è riflettente

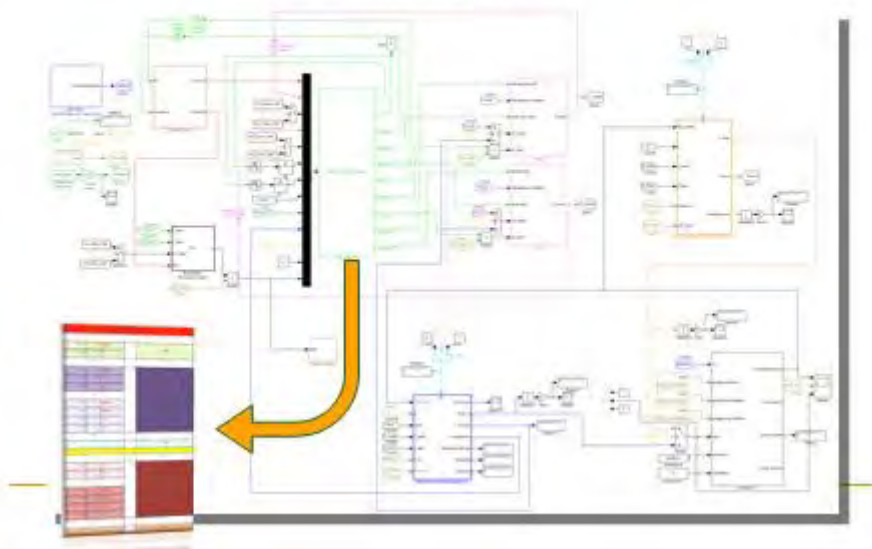
- Temperature max di 130 ° C con fluido pressurizzato, a vuoto (*stagnazione*) anche 300 ° C
- Possono essere utilizzati per il riscaldamento di ambienti
- Sono tecnologicamente più avanzati ma più costosi dei collettori piani.



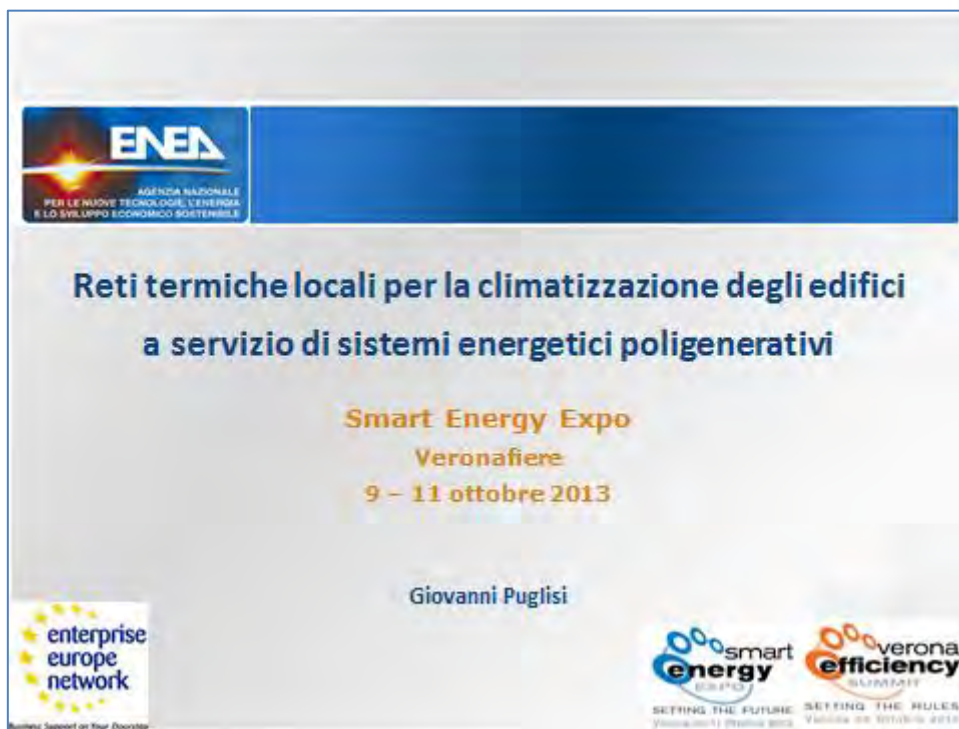
140

Impianto e modello Solar Cooling ENEA

MODELLO SIMULINK



2.1.1.3 Intervento Smart Energy Expo, Veronafiore, 11 ottobre 2013



ENEA
AGENZIA NAZIONALE
PER LE NUOVE TECNOLOGIE, L'ENERGIA
E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE

**Reti termiche locali per la climatizzazione degli edifici
a servizio di sistemi energetici poligenerativi**

**Smart Energy Expo
Veronafiore
9 - 11 ottobre 2013**

Giovanni Puglisi

enterprise
europe
network
Business Support on Your Doorstep

smart
energy
efficiency
SETTING THE FUTURE
SETTING THE RULES
Veronafiore 09.10.2013-11.10.2013



Indice

ENEA
AGENZIA NAZIONALE
PER LE NUOVE TECNOLOGIE, L'ENERGIA
E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE

- definizioni
- direttiva 2012/27/UE
- panorama nazionale sul teleriscaldamento e teleraffrescamento
- teleriscaldamento e teleraffrescamento: obiettivi e benefici
- normativa italiana
- modello di simulazione dinamica
- analisi di un caso reale
- conclusioni

Direttiva 2012/27/UE



«teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti», un sistema di teleriscaldamento o teleraffreddamento che usa per almeno il 50 % energia rinnovabile, il 50 % calore di scarto, il 75 % calore cogenerato o il 50 % una combinazione di tale energia e calore.

... la cogenerazione ad alto rendimento e il teleriscaldamento e teleraffreddamento presentano significative possibilità di risparmio di energia primaria.

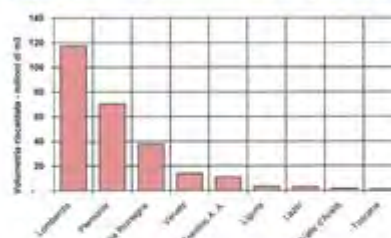
*... è opportuno che gli Stati membri effettuino una **valutazione globale del potenziale** della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento e teleraffreddamento.*



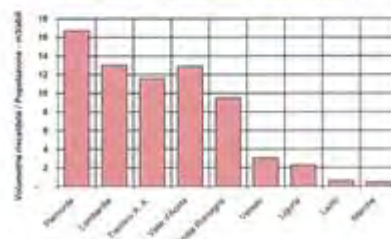
Teleriscaldamento: distribuzione nazionale



Distribuzione geografica degli impianti di teleriscaldamento - Anno 2011



Rapporto tra volumetria teleriscaldato e popolazione residente - Anno 2011



Fonte: Annuario AIRU 2012

Teleriscaldamento: risparmio

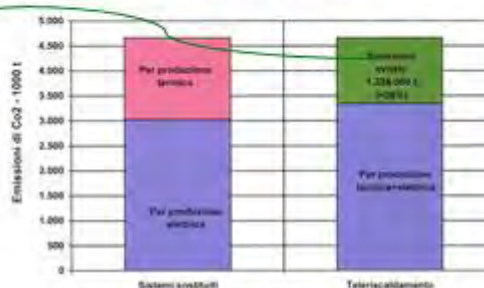


Risparmio di energia primaria - anno 2011



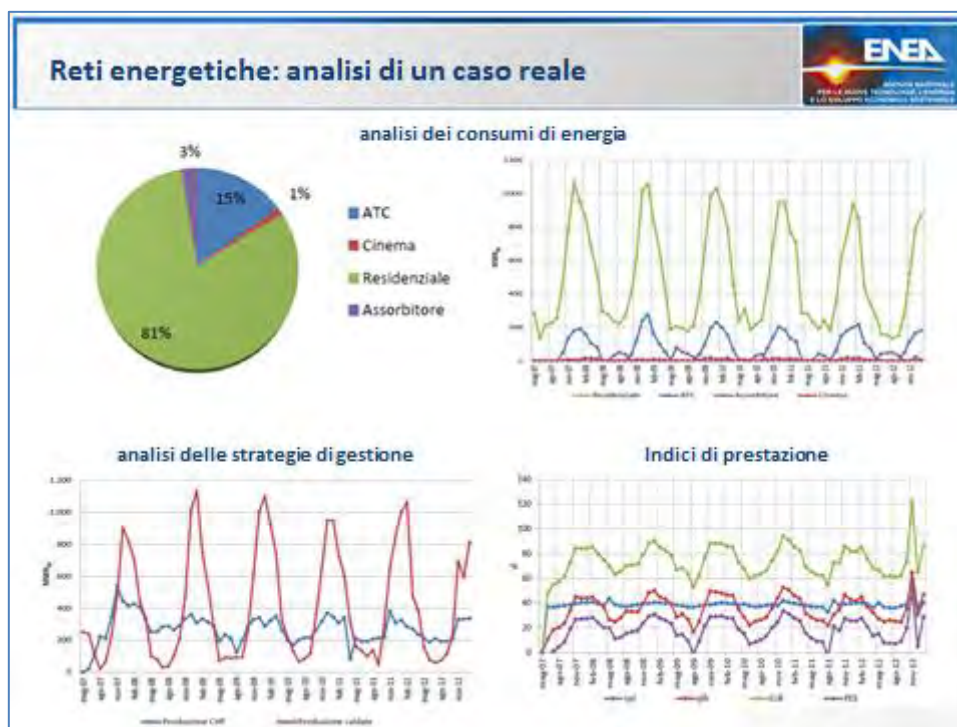
- 24%

Risparmio di CO₂ - anno 2011



- 28%

Fonte: Annuario AIRU 2012



2.1.1.4 Partecipazione al seminario “Energy Systems in the Alps”, Zurigo 13 febbraio 2014 organizzato dalla Energy platform della Convenzione delle Alpi

 **Schweizerische Eidgenossenschaft**
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

 **Federal Department of the Environment,
Transport, Energy and Communications (DETEC)**
Federal Office for Spatial Development (ARE)
Energyplatform Presidency 2013-2014

January 16, 2014

Draft Programme Energy Platform Workshop 3

Energy Systems in the Alps - storage and distribution of energy in the Renewable Energies Era

13 February 2014
Zurich, Switzerland



Conference venue
Karl der Grosse, Zurich

Timetable
Thursday, 13 February 2014

Needs
The meeting will start with a welcome dinner on 12 February.
Before the meeting, coffee will be at your disposal at the meeting venue.

Translation
The workshop will be translated into the four alpine languages.

Integrating new renewable energies into the electricity grid – risks and opportunities for the Alps in the Austrian perspective

Peter Bauböck from the Tirolian electricity provider TIWAG (tbc)

Pumped storage power plants for irregular solar and wind power? Is it an ideal complement to “new renewables” or are we facing the phasing out of this costly strategy?

Aurelio Fetz, Federal Office for Energy, Switzerland (tbc)

Transmission lines across the Alps – how planning processes can take into account public participation

Modesto Gabrieli Francescato, national grid operator TERN, Padova

Adapting the grid system to the requirements of energy transition – efficiency in electric and thermal grids in Italy

Biaggio di Pietra, Italian National agency for new technologies, Energy and sustainable economic development (ENEA)

Short coffee break

15.00

- How much new transmission lines are planned in and through the Alps and which is the probability of new pumped storage plants throughout the Alps?
Hypothesis: The Alpine Convention is better prepared for future discussions if it works with different scenarios, including the further development of large energy infrastructures in the Alps (e.g. pumped-storage plants)
- Which is the scope of action of the Alpine Convention in European energy policies?
Hypothesis: The Alpine Convention could try to develop recommendations for an “Alps-compatible” development of the European grid system, based on the Alpine Convention’s spirit

16.00 End of Workshop 3

Workshop Programme

08.00	Coffee for early birds	
08.30	Registration and Welcome	
	Welcome to Zurich Setting the scene on "new energy systems" for the energy transition	Welcome address by Michel Mathy, president of the Alpine Convention Energyplatform Christian Schaffner, Energy Science Center / Swiss Federal Institute of Technology Zurich
09.00	Breakfast and Welcome	
	Integrating solar energy into district heat systems - experiences from Denmark with "smart district heating" E-Mobility for decentral electricity storage - Experiences in France Balancing demand and offer with new storage systems - experiences in the frame of the Alpspine project	Mr. Jan Erik Nielsen, PlanEnergy (DK) Jean-Marie Compas, specialist for grid solutions at the concession holder for the Rhone river in France, the Compagnie Nationale du Rhône Prof. Peter Droege, University of Lucerne
10.45	Presentation of the Alpspine project	
	» Do we have the instruments and knowhow in the Alps to transform centralized grid systems into local systems adapted to renewable energies? Hypothesis: For heat generation (e.g. district heating by biomass) we are much further advanced than for electricity, due to centralized hydropower » Which are the benefits for Alpine populations and landscapes of transforming the grid system? Hypothesis: Decentralized solutions will help alpine SMEs build up new clusters and can be space-saving (e.g. district heating), but we must be prepared to new conflicts (e.g. subsurface property rights). And, on the European scale, large grid systems will continue providing security of supply.	
12.00	Lunch	
13.30	Breakfast and Welcome	

In occasione del seminario è stata presentata l'attività sulle reti energetiche condotta da ENEA UTEE, di cui si portano alcune delle principali schede : **Adapting the grid system to the requirements of energy transition – efficiency in electric and thermal grids in Italy**

Adapting the grid system to the requirements of energy transition – efficiency in electric and thermal grids in Italy



Zurigo 13 Febbraio 2014

Ing. Biagio Di Pietra

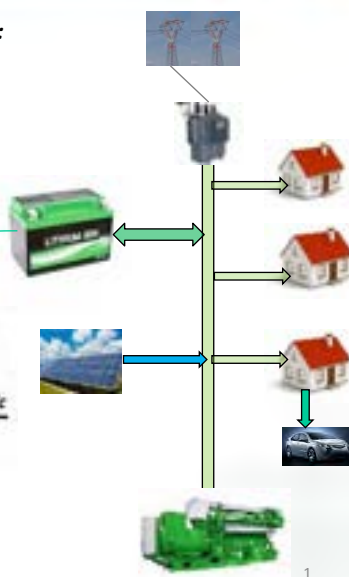
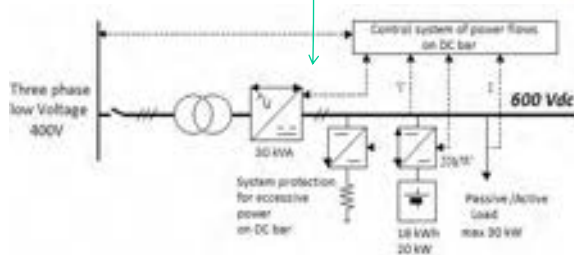


Smart grid in ENEA – C.R Casaccia (Roma)



Analysis of a grid connected energy storage prototype:

lithium battery pack of 16 kWh,
DC/DC converter of 20 kW
IGBT bidirectional - inverter of 30 kVA
Control system of power flows exchange with the grid
Able to be linked with Active Load (PV plant)



1

Experimental activity on Energy Storage System in ENEA Labs

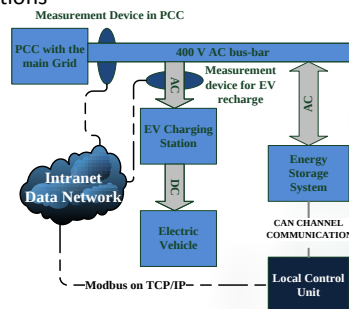
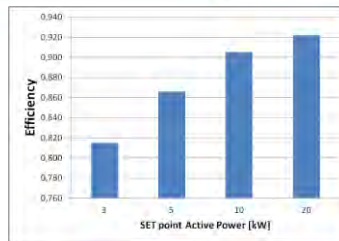


Energy analysis in real work condition to evaluate

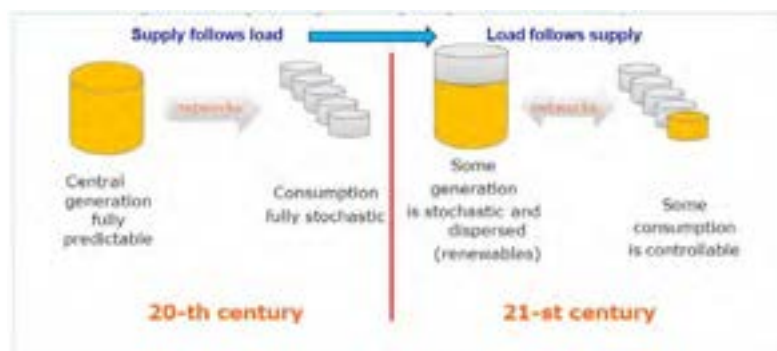
- Battery efficiency
- Power converters efficiency
- Performance of control system
- Auxiliary consume

Experimental activity into ENEA main grid in order to test:

- Peak shaving service
- integration into smart metering system using customized ICT protocols
- integration into Electric vehicles fast charging stations



Active demand



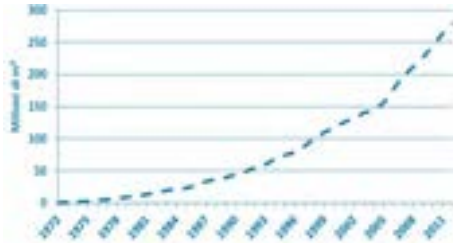
Source: The European Electricity Grid Initiative (EEGI): a joint TSO-DSO contribution to the European Industrial Initiative (EII) on Electricity Networks

In this way the new scenario is going to implement new rules for the active users connected to the distribution network.

State of district heating in Italy (2)

District heating supplies 4% of the total thermal load in Italy

Trend of heated volume in Italy



average annual growth rate: 7,5% (2006-2011)

Until today 148 District heating are in operation

199 City supplied (2012)

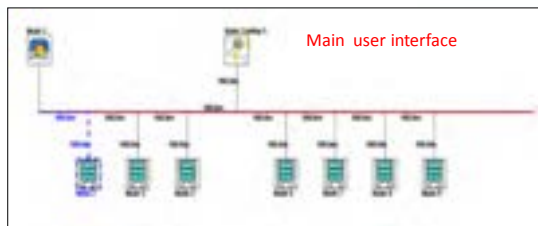
REGIONE	2011	2012	+/-
Lombardia	138,6	171,0	+23,7%
Piemonte	70,7	76,4	+7,9%
Emilia Romagna	37,6	38,5	+2,4%
Veneto	33,8	34,3	+1,5%
Trentino Alto Adige	17,8	18,3	+2,8%
Valle d'Aosta	3,6	3,8	+5,6%
Lazio	3,0	3,2	+6,7%
Umbria	1,3	1,4	+7,7%
Toscana	1,0	1,1	+10,0%
Marche	0,7	0,7	+0,0%
TOTALE ITALIA	263,4	279,6	+6,1%
TOTALE Nord	211,3 (80%)	232,3 (83%)	+10,0%

More than 90% of district heating plants are located in northern Italy

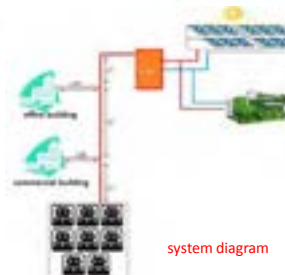
Source: AIRU – www.airu.it

22

District heating in ENEA – C.R Casaccia (Roma)



Main user interface



system diagram

In ENEA we are developing a new platform software in order to simulate the small-scale district heating in time domain.

The new software is able to evaluate the energy and economic performances of a hybrid energy generation plant (CHP, solar panels, Heat pump)

Project carried out by University of Rome Sapienza and ENEA, within the framework of "R&D activities of general interest for the National Electric System", funded by Italian Ministry of Economic Development (MSE)

26

3 Gestione ottimale di reti di edifici

La disseminazione scientifica dei risultati è stata realizzata oltre che con la partecipazione a network internazionali anche attraverso la partecipazione convegni e workshop¹ in cui sono stati presentati i risultati ottenuti.

In particolare, il progetto 'Smart Village' è risultato vincitore del premio "Smart Cities Road Show" in occasione dell'evento SMAU Roma "per aver realizzato un progetto innovativo e per essere un esempio virtuoso nello sviluppo delle moderne città intelligenti".

Diffusione dei risultati :

- Smart City Exhibition, Bologna 16-18 ottobre 2013
- Ecomondo, Rimini fiera 6-9 Novembre 2013
- EERA Smart Cities Workshop, Vienna, 3-4 dicembre 2013
- IMPATTO AMBIENTALE E MOBILITA' SOSTENIBILE UN PROGETTO PER CITTA' INTELLIGENTI, 12 DICEMBRE 2012, Osimo (An)
- SMAU Roma , 19-20 marzo 2014
- ENERGY EFFICIENCY: WHERE WILL IT LEAD US? Ambasciata Inglese, Roma, 26 marzo 2014
- EERA Workshop, Bruxelles, aprile 2014
- EnergyQuest 2014, Ekaterinenburg (Russia), 23-25 aprile 2014 Smart city ed ESPON, Roma, maggio 2014
- WIVACE 2014, 9th Italian Workshop on Artificial Life and Evolutionary Computation, Vietri sul Mare (Salerno), 14-15 maggio 2014
- Città Metropolitane, Roma, giugno 2014
- Czech Technical University, Prague (CZ), 16-17 giugno 2014
- Sustainability in Energy and Buildings SEB-14, Cardiff (UK), 25 - 27 giugno 2014
- EERA Smart City Half-Annual Workshop, Loughborough (UK), 3-4 luglio 2014
- Università Roma Tre : lezioni su 'Smart Cities' e 'Smart Building' nel corso di 'Grandi Infrastrutture', laurea in Ingegneria Informatica e dell'Automazione.

¹ Le slides utilizzate negli interventi di seguito elencati sono rese disponibili per la consultazione sul sito ENEA (www.enea.it)



GRUPPO ASTEA ORGANIZZA IL

CONVEGNO IMPATTO AMBIENTALE E MOBILITA' SOSTENIBILE UN PROGETTO PER CITTA' INTELLIGENTI

**SALA CONVEGNI GRUPPO ASTEA
VIA GUAZZATORE 163 - OSIMO**

PARTECIPAZIONE GRATUITA
info: Astea Spa tel. 071.72471

con il patrocinio di
ENEA

in collaborazione con



LOCCIONI



PROGRAMMA

Stefano Simoncini, Sandro Antonelli
Saluto del Sindaco e dell'Assessore Ambiente
del Comune di Osimo

Giancarlo Mengoni
Amministratore delegato Astea Spa
E-mobility: le iniziative del Gruppo Astea
sulla mobilità elettrica

Gabriele Comodi, Francesco Piazza
Docenti Università Politecnica delle Marche
Smart Grid: le reti elettriche di domani

Giuseppe Angelone
Consulente tecnico Enea-Marche
Smart City: una strada possibile per le città sostenibili

Danilo Salvi
Dirigente Gruppo Astea
La ricarica intelligente per la mobilità elettrica:
il progetto del Gruppo Astea

Massimiliano R. Belli
Responsabile Servizio Igiene Urbana Gruppo Astea
L'ottimizzazione del ciclo dei rifiuti nelle Smart Cities

Fabrizio Morici
Project Engineer Gruppo Loccioni
Energy Storage: una soluzione a supporto della rete
elettrica

Seguirà:
Dibattito

 **gruppoastea**
nelle marche dal 1909



Municipal scale energy scenarios: previous experience with Markal/Times

Gabriele Comodi



UNIVERSITÀ
POLITECNICA
DELLE MARCHE



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

UNIVPM – Marche Polytechnic University – EERA JP Smart Cities Workshop Loughborough – July 2014



Design of a Simulator for Climatic and Thermal Dynamics Modeling and Forecasting.

Application in Smart Building and Smart Cities Scenarios.
The ENEA "Smart Village" Project.

Gabriele Comodi



UNIVERSITÀ
POLITECNICA
DELLE MARCHE



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

UNIVPM – Marche Polytechnic University – EERA JP Smart Cities Workshop Loughborough – July 2014

Indoor lighting fault detection and diagnosis using a data fusion approach



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



Francesco Marino

Energy Quest '14
Ekaterinburg, Russia 23-25 April, 2014



POLITECNICO DI
TORINO



Stefano Pizzuti, Imran Khan, Alfonso Capozzoli, Fiorella Lauro, Stefano Corgnati

Building energy management through fault detection analysis using pattern recognition techniques applied on residual neural networks



WIVACE 2014

9th Italian Workshop on Artificial Life and Evolutionary Computation

May 14-15, Vietri sul Mare, Salerno, Italy



Building fan coil electric consumption analysis with fuzzy approaches for fault detection and diagnosis

6° International Conference on Sustainability in Energy and Buildings

SEB-14

Cardiff 25 - 27 June 2014

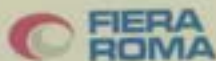
smart city
ROAD SHOW

è un'iniziativa di:



Enea Smart Village

risulta vincitrice nel **Premio Smart City Roadshow**
per aver realizzato un progetto innovativo
e per essere un esempio virtuoso
nello sviluppo delle moderne città intelligenti.



Roma, 20 Marzo 2014

4 Sviluppo di prodotti efficienti per l'illuminazione

L'Unità Tecnica Tecnologie avanzate per l'Energia e l'industria - Laboratorio Sistemi Sperimentali per l'Uso Razionale dell'Energia (UTEEI – SISP), in collaborazione con l'Unità Tecnica Efficienza Energetica (UTEE) e con la Direzione Centro, ha promosso e realizzato una serie di attività di formazione e/o informazione presso la sede di Ispra che ha coinvolto 312 studenti.

Tali percorsi sono stati finalizzati a promuovere le conoscenze dell'ENEA e delle tematiche istituzionali con particolare riferimento al settore dell'efficienza energetica negli istituti scolastici.

I programmi di diffusione sono stati adattati agli interlocutori e prevedevano una parte teorica in aula, in collaborazione con l'Unità Tecnica Efficienza Energetica (UTEE) ed una pratica nei laboratori dell'Unità tecnica UTTEEI- SISP di Ispra.

La collaborazione con UTEE si riferisce alla partecipazione ai progetti europei Come On Labels, Atlete II, Buy Smart + e ProCA, il cui scopo è la promozione della conoscenza dell'etichettatura energetica dei principali elettrodomestici e dell'utilizzo di criteri ambientali nelle procedure di acquisto.

Con il supporto di UTTEEI-SISP e UTEE di Ispra oltre che dell'Unità Tecnica Tecnologie Saluggia, la Direzione Centro ha partecipato agli Students Days organizzati dalla Commissione Europea – Direzione Generale – Centro Comune di Ricerche di Ispra.

Tutte le attività, presentate nel dettaglio nei successivi paragrafi, sono state annunciate e documentate sul sito web ENEA di Ispra <http://www.enea.it/it/laboratori-di-ricerca-di-ispra>, oltre che nei siti dei progetti europei suddetti.

Formazione / Informazione ENEA Ispra - 2014					
Data	Evento	Scuola / Istituto	Classe	Provenienza	N. studenti
20/03/14	Formazione a richiesta	Liceo Classico ISIS Edith Stein	V	Gavirate (VA)	17
22/05/14	Formazione a richiesta	Istituto Statale di Istruzione Secondaria Superiore - ISS F. Daverio – N. Casula	corso IFTS per la conduzione del cantiere	Varese (VA)	22
13/05/14	Students' days	Scuola Primaria De Amicis	V	Legnano (MI)	62
13/05/14	Students' days	Scuola Europea	V	Varese (VA)	50
13/05/14	Students' days	Scuola Primaria	V	Limido Comasco (CO)	56
14/05/14	Students' days	Liceo Scientifico Casiraghi	IV	Cinisello (MI)	50
14/05/14	Students' days	Istituto Tecnico Economico ITE E.Tosi	I	Busto Arsizio (VA)	55

This article was downloaded by: [Università degli Studi di Milano], [Cristian Bonanomi]
On: 16 September 2014, At: 01:41
Publisher: Taylor & Francis
Informa Ltd Registered in England and Wales Registered Number: 1072954 Registered office: Mortimer House,
37-41 Mortimer Street, London W1T 3JH, UK



Journal of Modern Optics

Publication details, including instructions for authors and subscription information:
<http://www.tandfonline.com/loi/tmop20>

Experimental assessment of color-rendering indices and color appearance under varying setups

Simonetta Fumagalli^a, Cristian Bonanomi^a & Alessandro Rizzi^b

^a ENEA UTTEI-SISP, Ispra, Italy.

^b Department of Computer Science, University of Milan, Milano, Italy.

Published online: 11 Sep 2014.



CrossMark

[Click for updates](#)

To cite this article: Simonetta Fumagalli, Cristian Bonanomi & Alessandro Rizzi (2014): Experimental assessment of color-rendering indices and color appearance under varying setups, Journal of Modern Optics

To link to this article: <http://dx.doi.org/10.1080/09500340.2014.952634>

PLEASE SCROLL DOWN FOR ARTICLE

Taylor & Francis makes every effort to ensure the accuracy of all the information (the "Content") contained in the publications on our platform. However, Taylor & Francis, our agents, and our licensors make no representations or warranties whatsoever as to the accuracy, completeness, or suitability for any purpose of the Content. Any opinions and views expressed in this publication are the opinions and views of the authors, and are not the views of or endorsed by Taylor & Francis. The accuracy of the Content should not be relied upon and should be independently verified with primary sources of information. Taylor and Francis shall not be liable for any losses, actions, claims, proceedings, demands, costs, expenses, damages, and other liabilities whatsoever or howsoever caused arising directly or indirectly in connection with, in relation to or arising out of the use of the Content.

This article may be used for research, teaching, and private study purposes. Any substantial or systematic reproduction, redistribution, reselling, loan, sub-licensing, systematic supply, or distribution in any form to anyone is expressly forbidden. Terms & Conditions of access and use can be found at <http://www.tandfonline.com/page/terms-and-conditions>

Experimental assessment of color-rendering indices and color appearance under varying setups

Simone Fumagalli^a, Cristian Bonanomi^{b*} and Alessandro Rizzi^b

^aENEA UTTEI-SISP, Ispra, Italy; ^bDepartment of Computer Science, University of Milan, Milano, Italy

(Received 27 June 2014; accepted 5 August 2014)

The Color-Rendering Index (CRI) for light source is a quantitative measure of the capability to preserve color appearance of illuminated objects. Recently, CRI has had a renewed interest because of the new LED-based lighting systems. These sources usually have a Color-Rendering Index rather low, but a good preservation of color appearance and a pleasant visual appeal. Various attempts to develop a more reliable new color-rendering index have been done so far, but researchers are still working on the topic. This article presents the open issues related to CRI and discusses some of the approaches available in literature. In order to have a baseline to verify the above points, we present an experiment performed with human observers to assess the appearance preservation of a color under a set of light sources. The test protocol uses 3D reference objects and can be used as an alternative way to assess CRI. The results are then compared with a range of available color rendering indices. The goal is not to make a rank among CRIs, rather to assess their variability relative to human judgment through different setups and light sources.

Keywords: color rendering; color preference; illuminants; measurements; color appearance

1. Introduction

In 1965, the CIE proposed a procedure to specify the visual rendering properties of a light source [1], in order to measure how a light source preserves the color appearance of the objects observed under it. In 1974, this method, called Color-Rendering Index (CRI) was updated [2]. The nowadays used version, although criticized in various publications, is fundamentally based on the 1974 method, corrected with minor adjustments, in 1995 [3].

This index is the actual standard, but with the advent of new types of lighting devices, it has shown its limits. In several cases, the CRI does not return a reliable measurement, namely a measurement in accordance with the human visual system perception, as discussed in many studies [4–7]. The standard method by CIE for calculating the Color-Rendering Index fails to predict the visual response under narrow band light sources, such as three-band fluorescent lamps or white LEDs [8,9]. These light sources, in fact, have a rather low Color-Rendering Index, but a pleasant visual appeal and a preservation of color appearance that are better than what indicated by CRI. Recently, several attempts to standardize a new method for the calculation of the color rendering have been made, but no one seems to be definitive.

In 2006, a CIE Technical Committee (CIE TC 1-69 (C), Color Rendition by White Light Sources) has been established in order to investigate new methods and procedures for assessing the color rendition properties of white light

sources used for illumination, including solid-state light sources. Recently, two more committees have been established by CIE. The first, TC1-90 Color Fidelity Index, has been instituted 'to evaluate available indices based on color fidelity for assessing the color quality of white light sources with a goal of recommending a single color fidelity index for industrial use' and the second TC1-91 New Method for Evaluating the Color Quality of White-Light Sources has been created 'to evaluate available new methods for evaluating the color quality of white light sources with a goal of recommending new methods for industrial use. (Methods based on color fidelity should not be included)' [10].

According to the CIE, Color-Rendering Index is defined as: 'Effect of an illuminant on the color appearance of objects by conscious or subconscious comparison with their color appearance under a reference illuminant' [11]. From the definition, it emerges that the calculation of the CRI requires a reference illuminant, which embodies the idea of a perceptually correct light source. Since CRIs are computed in relation to a reference light source, it follows that a maximum score is expected when considering light sources very close to the reference one. This is rarely a problem, regardless the chosen CRI. What is more difficult is to obtain a CRI able to scale changes in color shift proportional to our vision. In many cases, scaling of the index is forced to have a score of 100 (maximum) for the tungsten bulb and a score of

*Corresponding author. Email: cristian.bonanomi@unimi.it

50 for the halophosphate fluorescent lamp. Sometimes the risk of using measures to estimate the behavior of complex system like human vision is to trust measures more than the human characteristic they try to model. The rendering index is a way to help us in choosing light sources. Very high and very low scores leave no doubts. Between the two extremes, we would like a CRI able to scale its value in the same way our vision does. Another critical aspect of the CRI is the so-called chromatic adaptation stage: the purpose of this stage is to model the color constancy mechanism performed by the human visual system to adjust to changes in the color of illuminant. Even if there is no agreement in literature about the modeling of color constancy, this stage is necessary since we need to evaluate the appearance of surface colors doing that without considering color constancy would have no match with what we perceive. A third critical aspect of measuring the rendering of colors across different illuminants is its summarization in a single value. This critic has been raised from many scholars and several attempts to overcome it have been developed [12]. Although this problem exists, we decided not to investigate multiple values approaches in this paper. A final complexity introduced by the concept of measuring and testing color rendering is given by the level of investigation considered. Human vision is a very complex system that starts from the retinal signal and goes up to the brain where several responses take place, from sensation to perception, to cognition. Accordingly, different measures can be considered: color matching, fidelity, quality, preference, memory, etc. We asked the users for a magnitude estimation, trying to focus in this way, on the sensation of color. OSA defines the sensation as the 'mode of mental functioning that is directly associated with stimulation of the organism,' differentiating it from perception, defined as the 'mode of mental functioning that includes the combination of different sensations and the utilization of past experience in recognizing the objects and facts from which the present stimulation arises' [13]. Considering OSA definitions, the majority of the CRIs, here, evaluated deals with color sensation. Following these comments, in this paper, we present tests whose aim is to assess how our visual system judges (scores and scales) the CRI of various light sources, including new LED systems, in order to have a baseline to compare with available CRIs.

Our goal is to investigate to what extent CRIs scaling are related to our perception. Aim for the observers is to compare color samples, composed by 3D objects, illuminated by a reference light source and a set of test light sources. Building a 3D scene involves introducing shadows and inter-reflections, created by complex geometries, in order to reproduce what happens in everyday scenes.

In the next paragraphs, before describing the experiment, we present a set of CRIs and discuss their common characteristics and differences, presenting an overview of principles of color rendering computation, possible directions of improvements, and experimented solutions. The paper ends



Figure 1. Simulation of the experimental setup. (The color version of this figure is included in the online version of the journal.)

with a discussion on the values obtained from the test and the values resulting from different color-rendering indices.

2. Calculating the Color-Rendering Index

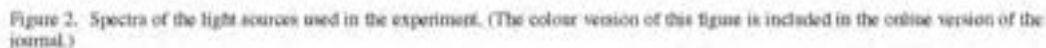
The procedure to calculate the standard CRI is summarized in the following. The input of the procedure is the spectral power distribution of the test light source, for which the CRI has to be computed. A reference illuminant is calculated according to the correlated color temperature (CCT) of the test light source. If the CCT is less than 5000 K, the spectrum of the reference illuminant is calculated as black body radiation, otherwise is calculated as spectral power distribution of a daylight illuminant [14]. A set of color samples (eight color samples are used to calculate the general color-rendering index, other six color samples with high chroma can be used for additional testing of the color-rendering properties of the light source [15]) is used to calculate the color shift when observed under the two light sources. The color differences ΔE in the CIE U^* , V^* , W^* color space, between the tristimulus values of corresponding samples, observed under the test light source and the reference light source, are calculated after a chromatic adaptation transform to adjust the chromaticity of the test illuminant. For each individual sample i , the specific color-rendering index R_i is calculated with the following formula:

$$R_i = 100 - 4.6\Delta E_i \quad (1)$$

The final index R_a is calculated as an average on the eight samples. In practice, if the color samples are very similar when observed under both light sources, the differences will be minimal resulting in a CRI close to 100, indicating an excellent visual quality.

3. Alternative methods

Several researchers have highlighted the limitations and weaknesses of the standard CRI showing that this index is not suitable for estimating the visual characteristics of



Europe. It was also reported the inadequacy of the current chromatic adaptation transform. Furthermore, they suggest to replace CIE U^* , V^* , W^* color space with the CIELAB color space to calculate the differences in color. The last point of discussion concerned the reference illuminant to use. The proposal was to refer only to six illuminants: D65 and D50 with regard to the illuminating Daylight and four of black body radiations at 4200, 3450, 2950, and 2700 K, choosing the one closest to the light source to test in the CIELAB space.

- ### 3.2. CQS

In their Color Quality Scale (CQS, that is usually considered as a color preference index), Davis and Olano [17] have taken into account the shifts in hue and saturation. Increasing the saturation generally leads to a better visual clarity; therefore, the CQS method does not penalize a light source that increases the saturation. They also have hypothesized that the use of a most appropriated chromatic adaptation transform as the CMCCAT2000 would eliminate the need of correspondence between the color temperatures of the test and reference illuminant. Their CQS has some common points with the standard CRI but incorporates some improvements with the aim to overcome its limits. One of the changes consists in replacing the color samples used in the CRI: in the CQS there are 15 high-saturation samples extracted from the Munsell Atlas. They also used the CIELAB 1976 color space, instead of CIEU*, V*, W* 1964, as considered perceptually more uniform. A light source with very high or very low CCT can have a high CRI value, but poor visual quality. For this reason, they introduced a CCT factor that penalizes light sources with a CCT lower than 3000 K.

3.3. CRI-CAM02 UCS

Li et al. [20] proposed some modifications to the standard CRI: instead of using the von Kries chromatic adaptation transform and the CIE U^* , V^* , W^* color space, they suggested the use of CAM02UCS space (an extension of the CIECAM02, with the aim of predicting the color differences) that incorporates the CAT02 chromatic adaptation

Also CIE worked to design an alternative color-rendering index. R96a was published in 1999 with the comments of the Technical Committee TC1-33 on the color-rendering [16]. Due to the disagreements between researchers and producers, the commission was unable to define recommendations, however, the following points were exposed. First, they proposed to replace the 14 Munsell color samples with 10 samples, 8 of which are taken from the Macbeth Color Checker and other 2 skin tones, Caucasus and Eastern

Table 1. List of a range of Rendering Indices and their properties

Method	Number of patches	CAT	Color space	ΔE
Standard CRI	8 Munsell	von Kries	U*V*W* (1964)	Euclidean distance
CRI R96a	8 MCC + 2 skin tones (ST)	CIEMAT 94	CIELAB (1976)	Euclidean distance
CQS	15 Samples	CMCCAT 2000	CIELAB (1976)	CIED2000
CRI-00	14 Munsell or 8 MCC+2 ST	Bradford	CIELAB (1976)	CIED2000
CRI-CAM02 UCS	8 Munsell	CAT02	CAM02-UCS	ΔE CAM02-UCS
CRI2012	17 math. derived	CAT02	CAM02-UCS	ΔE CAM02-UCS

Table 2. List and properties of the light sources used in the experiments

Position	B151	B251	B351	Reference	B152	B252	B352
Brand	VIVA	CENTURY	Sylvania	OSRAM	OSRAM	CENTURY	Philips
Model	Eko s2	Micro-Spiral	Minilux	Classic box	Parathom	Multiled	Master
Power (W)	30	11	11	42	8	3	30
Flux (lm)	1250	650	600	630	345	270	806
Lux (lx)	913	546	457	390	338	171	470
CCT	2969	7566	4393	3050	3441	3178	3239
Chrom. (x,y)	0.45, 0.42	0.32, 0.35	0.38, 0.39	0.46, 0.40	0.43, 0.40	0.45, 0.44	0.45, 0.40
Type	Fluo.	Fluo.	Fluo.	Halogen	LED	LED	Halo. IRC
Energy class	A	A	A	C	A	A	B

transform. Then the values of I , M , and h in the CAM02UCS space are calculated for both the reference and test light source, and used to calculate the difference for each sample. Thereafter, as in the standard CRI, the specific index is calculated for each color sample, and the average is the new CRI-CAM02-UCS.

3.4. CRI-00

Geisler-Moroder and Dur [19] conducted studies on global illumination methods to show how, in the real world, the CRI value changes when a scene is lighted with mixed direct and multiple reflected lights. Furthermore, they updated the standard version of the CRI, using essentially the same procedure, but based on different equations. In this approach, they replace the CIE U^* , V^* , W^* color space with the updated CIELAB 1976. They also apply the Bradford chromatic adaptation transformation as in the CIECAM97s color appearance model. Finally, the Euclidean distance, used to evaluate the differences in color, is replaced by the most recent CIED2000.

3.5. CRI2012

The CRI2012 [18] (previously called α CRI) has been recently developed by some members of the TC1-69 committee starting from the work conducted by other groups, some of which have been previously described. This method is an update of the standard CRI. Also in this method the reference illuminant is calculated as a black body radiator or a daylight phase, according to its CCT. The eight samples used to calculate the CIE CRI are replaced by

a mathematically derived set containing 17 samples. As already described, the CIE CRI allows also the use of 14 samples to calculate special indices. In the CRI2012, these are replaced by a new set of 210 real reflectance functions. The CRI2012 incorporates the CAM02-UCS model to calculate the color differences and to perform the chromatic adaptation transform. To avoid the error in the blue part of the spectrum introduced by the CIE 2 degree standard colorimetric observer, the new CRI2012 uses the 10 degree standard colorimetric observer.

3.6. GAI

Freyssinier-Nova and Rea [22] proposed an approach that makes use of two measures, to evaluate the color rendering of a light source. The first measure is the classic CRI, which emphasizes the color stability with respect to a familiar light source (reference source). The second aspect, called Gamut Area Index (GAI) regards the ability to discriminate different colors. The gamut area is the area of the polygon defined by the coordinates of CIE u^* , v^* chromaticity space of the color samples. The GAI index is calculated as the ratio between the gamut area of the test source and the gamut area of the equal energy illuminant E (that has a constant value), and it is finally multiplied by 100. To have a natural and vivid appearance of the colored object, the authors recommend that the CRI and GAI should be greater than 80.

3.7. RCRI

The Rank-order Color-Rendering Index (RCRI) developed by Bodrogi and al. [25] is a color-rendering index calculated

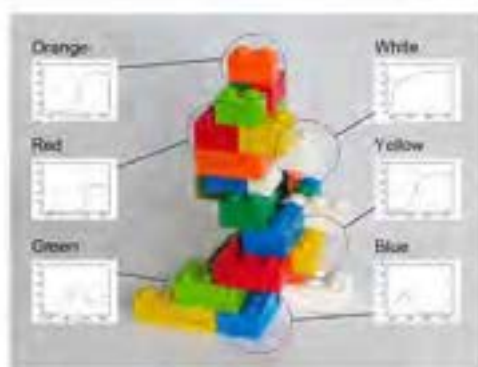


Figure 3. Construction used in the experiment and spectra of the different bricks. (The colour version of this figure is included in the online version of the journal.)

on a set of 17 color samples illuminated by a test source and a reference illuminant. They also make use of the CAM02-UCS color space and color difference formula. Their idea is a rank order-based approach, resulting in an index easy to interpret for non-professional users.

3.8. Different approaches

The methods presented so far have been used in this paper to calculate different types of CRIs. However, other approaches exist. Hashimoto et al. [21] define a Feeling of Contrast Index to work alongside the standard color-rendering index. This index is similar to that implemented by Freyssiner-Nova and Rea [22], and it is based on the ratio between two gamut areas. Oleari [23] proposes two indices defined on the color gamut theoretical space OSA UCS (L, G, J). Yaguchi et al. [24] based his work on the categorization of color names and developed the CCRI (Categorical Color-Rendering Index). Smet et al. [26] avoid the use of a reference illuminant and work on real objects, developing the Memory Color-Rendering Index, based on a range of visual experiment. Szabo et al. [27] design a Color Harmony Index, declaring that the perceived color harmony varies when the reference light source is replaced with a test light source. Da Pos and Pietto [28] depict a new color rendering index where the spectrum of the test source is not taken in account; they study the effect of the light on the multi-sensorial perception of the objects.

3.9. Experiments on the evaluation of the CRI

In recent years, a range of experiments has been performed on the evaluation of the standard CRI, compared to the results of human observations. Sandor and Shanda [7] used a double booth, where one side was equipped with a reference

lamp that illuminated the samples, and in the other compartment, different test light sources were installed. The task of the 10 observers was to scale the visual color difference between the corresponding chromatic samples of two Macbeth Color Checkers placed in the two compartments. Brueckner, Bodrogi et al. [6,29] used a similar approach to evaluate the perceived color differences of 17 test color samples observed under a reference and a test light source. Three different scales were used to collect the observer answers. From the results, a new ordinal rating scale-based color-rendering index RCRI was defined. In their study, Li et al. [30], compared the color fidelity of LED light sources with a reference illuminant, a D65 fluorescent lamp. The task for each of the eight observers was to scale the visual color difference of 15 textile samples viewed under one of the test sources first and then under the reference lamp, using a short-term memory color difference approach. The methods previously described are based on the evaluation of color differences on 2D samples. In 2013, Bodrogi et al. [31] undertook an experiment using a colorful still life arrangement to rate nine different color properties of three light sources. In this case, only one scene was used, rather than two identical, and only one of the three light sources illuminated the still life. Thirty observers participated in the experiment, and from the results of their observation, six color quality factors were extracted: memory, preference, brightness, fidelity, gamut, and difference. Others researchers made use of real objects: Smet et al. (cited in the previous section [26]) used familiar objects for their Memory Color-Rendering Index as well as Jost-Boissard et al. that investigated the color rendering of fruit and vegetables in terms of naturalness, attractiveness, and suitability [32].

4. The experiment

As in the previously presented experiments, our main goal is to collect data about the variation in color appearance due to changes in the illuminant. In particular, we are interested in analyzing the relation between the many CRIs, presented in the previous section, and the score given by users, using different light sources. A preliminary subset of data reported in this paper has been presented in [33]. One of the aspects under test is the scaling of the values of both rendering indices computed and estimated by observers. Is the scale linear to our perception of color shift? In other words, do the scaling formulas of the various analyzed methods match with the observers' judgment? Observers' judgment has two main problems: the magnitude estimation of perceived shift that controls the scaling and the cognitive effect of the personal understanding of the problem. Linked to the scaling problem, there is the choice of scale extremes. The choice of the highest value is numerically simple but leaves open the debate about which one should be the reference illuminant nowadays. The choice of the lower level is more subtle and difficult. In the experiment, we propose to the

Table 3. Qualitative and quantitative evaluation methods of the bricks color differences.

The observed bricks are:	Qualitative evaluation	Quantitative evaluation
Identical	ID	100
Similar	SIM	90-99
Different	DIF	50-79
Very different	VD	1-49
Completely different	CD	0

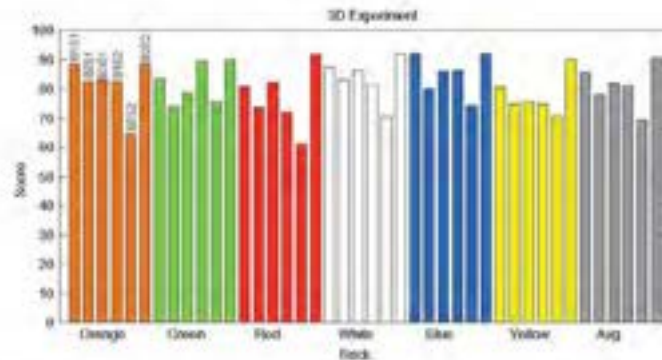


Figure 4. Average scores of each individual colored brick, for every light source, according to the users observations. The results are grouped by the color of the bricks. For every group, from left to right: B1S1, B2S1, B3S1 - B1S2, B2S2, B3S2. The last group, labeled Avg, represents the average values. (The colour version of this figure is included in the online version of the journal.)

observers a method in two steps to support them in the magnitude estimation process and to prevent, as much as possible, the cognitive bias, which is impossible to eliminate but statistically compensated.

4.1. The task

The experiment took place in May 2012 and involved 48 students of the high-school ISIS Edith Stein, in Gavirate (Varese, Italy), 21 females and 27 males, aged between 14 and 18 years. Aim of the experiment is to compare color samples, observed under a reference light source and under a test light source (Table 2). The used samples are composed by 3D objects (plastic brick toys). Recent work on color constancy has verified that our vision system behaves differently with 3D samples respect to 2D [34]. Building a 3D scene involves introducing shadows and inter-reflections, created by complex geometries, in order to reproduce what happens in everyday scenes.

The experiment began by asking the observers to fill a questionnaire with some personal data (sex, age, eye color, class attended, any vision problems, and use of lenses or glasses during the experiment). Before running the experiment, we tested them with the Ishihara plates, to check color vision. The observers were requested to evaluate the differences for each pair of colors. For this purpose, the

asked question is 'How much the bricks color is similar?' To help users in estimating color differences, a two-stage approach was proposed: at first a qualitative assessment and then a score quantity are assigned, according to Table 3. The purpose of the preliminary qualitative assessment is to help in the choice of a numerical score. In fact, as already stated, the scaling is a delicate matter. Therefore, in the first stage, the observer is asked to make a rough categorization, deciding if bricks are identical, similar, or different, according to the scale reported in Table 3. As a second step for every category, a range of scores are suggested, which the observer can choose from for quantitative estimation. Corrections are always allowed to the observers while filling the questionnaire.

4.2. Experiment setup

Four wood boxes are constructed with size: 1 m × 1 m × 0.8 m. The inside of each box is covered with a white paper to avoid the change in appearance among the bricks [35]. The upper part of the box is screened with a panel, to avoid that direct light which reaches the observers eyes. The boxes are spatially arranged in this order: Box number 1 - Reference Box - Box number 2 - Box number 3. Four identical plastic brick constructions are placed inside the four boxes. In each test box, two light sources are housed,

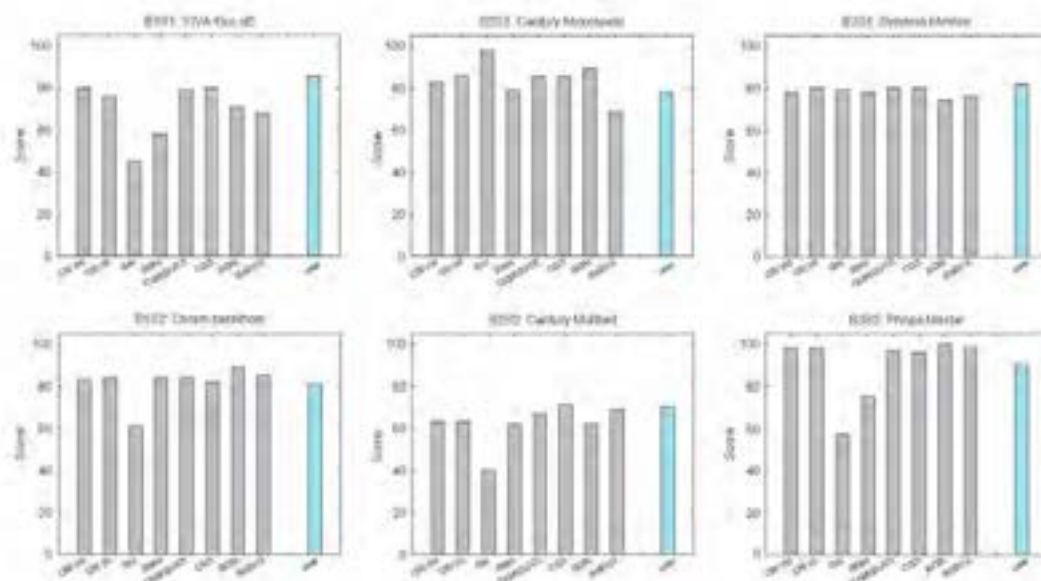


Figure 5. Comparison between the calculated and perceived CRIs for every light source. From left to right, first line: B1S1 B2S1 B3S1, second line: B1S2 B2S2 B3S2. In particular, the bars represent: the standard CIE CRI Ra, CRI 00, GAI, R90a, CAM00UCS, CQS, RCRI, CRI2012, and perceived rendering index by the users (cyan bar). (The colour version of this figure is included in the online version of the journal.)

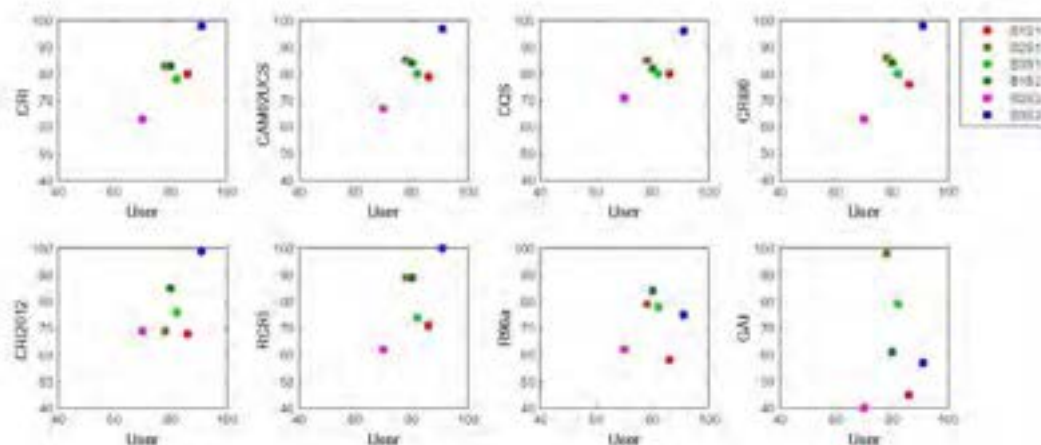


Figure 6. Correlation between the user perception (x axis) and the calculated CRIs (y axis). (The colour version of this figure is included in the online version of the journal.)

only one at a time is turned on. In Figure 1, a representation of the experimental setup is shown. The experiments are conducted in a dark room without time limits. The observers

accomplished the experiment after an adaptation period to the light. To avoid misunderstanding by the students, the whole test has been carefully explained in advance and

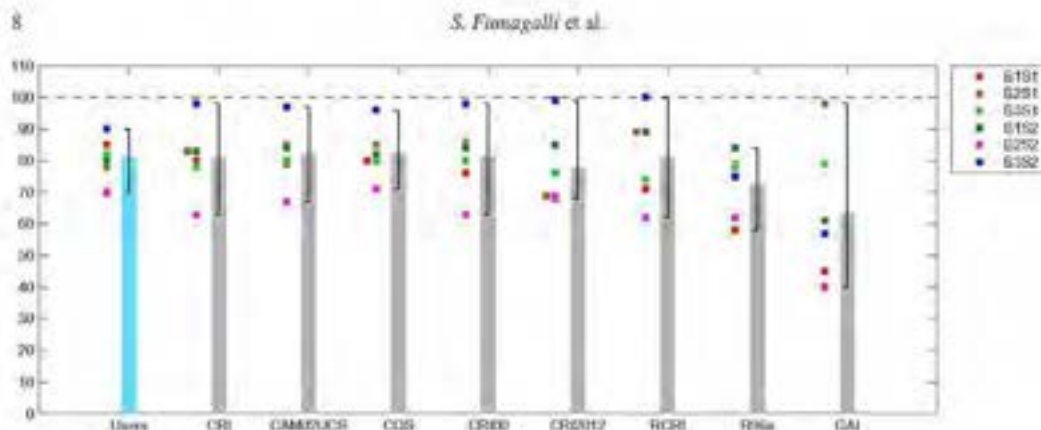


Figure 7. The bars indicate the average result of the CRIs (both as perceived by the users than the calculated ones) on the seven light sources. The squares show the single CRI calculated for every light source. In this figure, it is possible to compare the ranking of the light sources according to the users and the ones calculated by the CRIs. (The colour version of this figure is included in the online version of the journal.)

continuously supervised by one of the authors, to solve any possible doubt of the observers. All boxes have been placed on one meter high tables, observers have been encouraged to find autonomously their preferred position. No constraints were present for the visual field.

One of the main critics beyond the idea of CRI is that a single number is not suitable to describe the many different changes in appearance that can take place due to changes in the spectral power distribution of the light. This problem is intrinsic to the task. The main difficulty for the subject is to quantify the changes in appearance into a score. From the point of view of CRI the same problem relates to the linearity of the scoring formula. We can expect bias from both sides.

4.3. Light sources

Six light sources are tested: three fluorescent, one halogen, and two LED lamps. Another halogen light source is used as reference, having the color-rendering index equal to 100. In Table 2, some of the features of the light sources used in the experiment are described, according to the following labels.

Position: B1S1 means that the light source is positioned in the Box number 1 and it is defined as Source number 1 (since in each box there are two light sources). The second light source placed in the same box is defined by the position B1S2, etc. CCT: to specify the measured correlated color temperature of the light source in kelvin. Note that the light source placed in position B2S1 is 7566 K, very different from the others. We decided to test it as an extreme condition. We let the observers adapt to the average luminance level, similar in all the boxes. There are no biological evidences of sensory adaptation to the color of the light. Color

constancy is mainly the result of brain activity. This allows us to watch simultaneously different boxes that generate in our vision system, various color appearances according to the spatial distribution of luminance [36,37]. Figure 2 shows the spectral power distribution graphs of the seven light sources, measured with a spectrum-radiometer Konica Minolta CS-2000, an instrument that allows a measurement of 0.2°.

The fluorescent lamps are turned on more than 20 min before the measurements and before starting the test, to guarantee the stabilization of emitted flux. For each booth and for each lamp, chromaticity and illuminance at the booth base have been measured on nine symmetric positions around the target. Chromaticity was highly stable with practically null variance, and illuminance had an average standard deviation around 10% across the whole base area of the booth.

4.4. The samples

To perform the experiment, we used four identical plastic brick constructions (placed in the four booths with the same orientation), with the purpose to create a 3D scene with shadows and inter-reflection. Observers are asked to examine six colored bricks (orange, green, white, blue, yellow, and red) part of the toy showed in Figure 3, together with their spectral reflectance.

5. Results of the experiment

In the following, we report the (rounded) average results according to the ranking (from higher to lower) given by the users to the light sources used for the experiment:

Table 4. Mean and standard deviation for every toy brick.

		Orange	Green	Red	White	Blue	Yellow	Avg.
B1S1	μ	89	83	81	87	92	81	86
	σ	12	12	13	15	13	15	13.7
B2S1	μ	83	74	74	83	80	75	78
	σ	14	18	17	20	18	17	17.3
B3S1	μ	83	79	82	86	86	76	82
	σ	14	15	17	18	15	16	15.8
B1S2	μ	83	90	72	81	86	75	81
	σ	17	11	20	20	17	19	17.3
B2S2	μ	65	76	61	71	74	71	70
	σ	21	20	20	20	20	21	20.3
B3S2	μ	89	90	92	92	92	90	91
	σ	15	12	13	12	12	13	12.8

Table 5. Color-rendering indices calculated for every light source. The last line indicates the users' evaluation.

	B1S1 VIVA Eko st2	B2S1 CENTURY Micro-Spiral	B3S1 Sylvania Minilux	B1S2 OSRAM Parathom	B2S2 CENTURY Multiled	B3S2 Philips Master
CRI	80	83	78	83	63	98
CRI 00	76	86	80	84	63	98
GAI	45	98	79	61	40	57
R96a	58	79	78	84	62	75
CAM02UCS	79	85	80	84	67	97
CQS	80	85	80	82	71	90
RCRI	71	89	74	89	62	100
CRI2012	68	69	76	85	69	99
Users	86	78	82	80	70	91

Table 6. Correlation coefficients for the experiment between the user answers and the CRIs.

CRI	CAM02UCS	CQS	CRI00	CRI2012	RCRI	R96a	GAI
0.875	0.821	0.819	0.779	0.630	0.613	0.115	0.020

- Halogen Philips Master (B3S2). The average result for this lamp is 91.
- Fluorescent VIVA Eko st2 lamp (B1S1). The average result is 86.
- Fluorescent Sylvania Minilux lamp (B3S1). The average result is 82.
- LED OSRAM Parathom lamp (B1S2). The average result is 81.
- Fluorescent Century micro spiral lamp (B2S1). The average result is 78.
- LED Century Multiled (B2S2). The average result is 70.

The data regarding the score (mean μ and standard deviation σ) of all the colored bricks observed under the six light sources are shown in Table 4. In Figure 4, the results of the observers' evaluation are represented graphically for every brick. For an easier comparison, we grouped the results according to the brick colors; for every color, the bars represent the six illuminants: B1S1, B2S2, B3S1, B1S2, B2S2, and B3S2, respectively.

Note that the fluorescent lamp in B2S1 has a result quite close to the lamps in B3S1 e B1S2, even if the CCT is rather different from the reference light source.

6. A comparison between the perceptual rendering index and the calculated indices

In Table 5, we show the color-rendering indices calculated using the methods previously described (Standard CIE CRI, CRI-00, GAI, CRI R96a, CRI-CAM02 UCS, CQS, RCRI, CRI2012). Although the GAI and CQS cannot be considered as fidelity indices, we decided to report them for comparison purposes as well as the indices perceived by the users. The data are plotted for every light source in Figure 5, where the column filled in cyan represents the data of the 3D experiment.

- Fluorescent VIVA Eko st2 (B1S1): the observers give a score of 86. The standard CRI, the CAM02UCS and CQS give to the light a score around 80, in line

with the result of the observers. The other methods underestimate the result.

- Fluorescent CENTURY Micro-Spiral (B2S1): the result of the observers is 78. R96a (with a score of 79) is the method that better estimates the observers' evaluations.
- Fluorescent Sylvania Minilux (B3S1): even if in all the cases the algorithms underestimate the result of the observers (82), every method makes a good approximation of the result, with scores in a range between 74 RCRI and 80 (CRI00, CAM02UCS, CQS).
- LED OSRAM Parathom (B1S2): all the methods give a good approximation to the observers' evaluation (80), except the GAI that underestimates the result. CQS (82) and the standard CRI (83) give the better performance.
- CENTURY Multiled (B2S2): the various methods give very different scores, from 40 (GAI) to 71 (CQS). The GAI underestimates the results, the other methods give better results. CQS (71) and CRI2012 (69) get closer to the result of the observers (70).
- Halogen Philips Master (B3S2): All the methods except GAI (57) and R96a (75) over estimate the result of the observation (91). This is due to the fact that the halogen light source has a spectrum that can be approximated with a black body radiation. Therefore, the reference light source calculated by the various methods is almost identical to the light source to test, resulting in a high CRI.

Figure 6 shows the correlation between the users' answers and each calculated CRI. Starting from these data, the Pearson correlation coefficients are calculated and shown in Table 6: the method that better represents the sensation of the observers is the Standard CRI (0.875), followed by CAM02UCS (0.821), CQS (0.819), CRI 00 (0.779), CRI2012 (0.650), RCRI (0.629), R96a (0.115), and GAI (0.02).

In general, a value greater than 0.7 indicates strong correlation, a value less than 0.3 indicates weak correlation and the values in between indicate moderate correlation. The poor results obtained by R96a and GAI are explained observing how the data are scattered (Figure 6). In Figure 7, the average values of the calculated CRIs are shown. In the same figure, the data regarding the score of the CRIs are presented for every light source. In this way, it is possible to compare the ranking of the light sources according to the users and the ranking performed by the CRIs. Figure 6 together with Figure 7 can help the reader to evaluate the data. Thus, for example, CAM02UCS classifies the light sources in the same order as CRI00 (Figure 7), but in the CRI00, the values are more scattered (Figure 6), making CAM02UCS to obtain a better correlation with the users' perception.

7. Conclusions and future works

In this article, we have discussed the open issues of color-rendering measure. Then, we have given an overview of different color-rendering indices developed by researchers with the purpose of replacing the standard CIE CRI that has shown its limits with new lighting devices. In order to have a baseline to better understand the mechanism of color-rendering assessment, we have designed a test with users. The experiment compared a set of color samples observed under a reference light source and under a test light source. We have used 3D objects in order to introduce shadows and inter-reflections as in everyday scenes. Then, we have compared the results obtained with users with a set of CRIs available in literature. Assessing color rendering among various illuminants is a complex task. It can lead to different results according to many aspects: the colors under test, the user's experience, the context in which colors are analyzed, and many other factors. Calculating the correlation indices between users' observation and various CRIs shows that the standard CRI is the method that still performs best. Future challenges should regard a deeper investigation of the open issues, here, briefly presented and discussed. One of the critical aspects of the CRI is the need of the so-called chromatic adaptation, an important feature that regards the model of human vision embedded in the CRI. It is important to note that the color constancy of the human visual system is not complete [37,38]. Part of the information on the color of the illuminant is maintained, that is, we are always able to assess the color of the illuminant under which a sample is observed. Moreover, as it happened in the field of color differences, an explicit metric able to evaluate more precisely the various parts of the spectrum, and the differential nature of color should be developed. In fact, an important aspect to consider is the differential nature of colors. It is well known that color sensation derives from both the stimuli at the point but also from the spatial distribution of the other stimuli in the scene [35]. A future challenge could be implementing the differential and spatial nature of our visual perception in the next CRIs, in order to have methods able to deal with given contexts and within specific applications [39].

Acknowledgements

We would like to thank the secondary school ISIS E. Stein of Gavirate: the principal, the teachers, the laboratory and non-teaching staff and the students, those allowed the experimental activities in the school. Furthermore, we thank J. P. Freyssié-Nova, P. Bodrogi, D. Geisler-Moroder, and L. Whitehead for providing us the calculation of their CRIs.

References

- [1] CIE 13-1965. Method of Measuring and Specifying Colour Rendering Properties of Light Sources. CIE Technical Report 13, CIE 1965.

- [2] CIE 13.2-1974. Method of Measuring and Specifying Colour Rendering Properties of Light Sources. CIE Technical Report 13.2, CIE, 1974.
- [3] CIE 13.3-1995. Method of Measuring and Specifying Colour Rendering Properties of Light Sources. CIE Technical Report 13.3, CIE, 1995.
- [4] Bo, N.; Iaconis, P.; Rossi, G. On the Led Colour Rendering Evaluation for Works of Art Lighting. *Proceedings of 11 Lux Europa*, Istanbul, 2009; pp. 405-410.
- [5] Jost-boissard, S.; Fontynne, M.; Blanc-gomet, J. Colour Rendering of Led Sources: Visual Experiment on Difference, Fidelity and Preference. *CIE Light and Lighting Conference with Special Emphasis on LED and Solid State Lighting*, Budapest, 2009.
- [6] Brueckner, S.; Bodrogi, P.; Khuri, T.Q. Colour Rendering of New White Led Light Sources Visual Tests. *Proceedings of 11 Lux Europa*, Istanbul, 2009; pp. 397-404.
- [7] Sándor, N.; Schanda, J. Visual Colour-Rendering experiments. *10th Congress of the International Colour Association*, Granada, 2005; pp. 511-514.
- [8] Narendra, N.; Deng, L. Color Rendering Properties of Led Light Sources. *Proceedings of SPIE*, Seattle, WA, 2002; pp. 61-67.
- [9] Bodrogi, P.; Csuti, P.; Szabo, F.; Schanda, J. Why Does the Colour Rendering Index Fail for White Rgb Led Light Sources? *CIE Expert Symposium on LED Light Sources*, Tokyo, 2004; pp. 1-4.
- [10] CIE, <http://www.cie.co.at/index.php/Technical+Committees> (accessed 2013).
- [11] CIE, 17.4-1987. *International Lighting Vocabulary*; John Wiley: Wien, 1987.
- [12] van der Burg, P.; van Kemnade, J. About color rendition of light sources: The balance between simplicity and accuracy. *Color Res. Appl.* **2010**, *35*, 85-93.
- [13] OSA Committee on Colorimetry. *The Science of Color*; Optical Society of America: New York, NY, 1953; pp. 373.
- [14] Olean, C. *Misurare il Colore*; Hoepli: Milan, 1998.
- [15] Standa, L. *Colorimetry: Understanding the CIE System*; Wiley: Hoboken, NJ, 2007.
- [16] CIE, Colour Rendering. *TC 1-33 Closing Remarks*. CIE Publ. No. 135/2; 1999.
- [17] Davis, W.; Ohno, Y. Development of a Color Quality Scale. *Proceedings in Sixth International Lighting Research Symposium on Light and Color*, Orlando, FL, 2006.
- [18] Smol, K.A.G.; Schanda, J.; Whitehead, L.; Luo, K.M. CR2012: A Proposal for Updating the CIE Colour Rendering Index. *Light Res Technol.*, published online before print June 21, 2013.
- [19] Geisler-Moroder, D.; Dai, A. Color-rendering indices in global illumination methods. *J. Electron. Imaging* **2009**, *18*, 043015-1-043015-12.
- [20] Li, C.; Luo, M.R.; Li, C.; Cui, G. The CRI-CAM02UCS colour rendering index. *Color Res. Appl.* **2012**, *37*, 160-167.
- [21] Hashimoto, K.; Yano, T.; Stämtes, M.; Nayatani, Y. New method for specifying color-rendering properties of light sources based on feeling of contrast. *Color Res. Appl.* **2007**, *32*, 361-371.
- [22] Freyssinier-Nova, J.P.; Ren, M.S. A Two-metric Proposal to Specify the Color-rendering Properties of Light Sources for Retail Lighting. *Tenth International Conference of Solid-State Lighting, Proceedings of SPIE*, San Diego, CA, 2010.
- [23] Olean, C. Colour Rendering Quality of a Light Source and Perceived Colour Gamut as the Macadam Limit of the Adapted Observer CIE 31 by Perfect Colour-constancy Activation in a Colour-vision Model Based on the Observer System. *Atti Della VII Conferenza Nazionale del Colore*, Rome, 2011.
- [24] Yaguchi, H.; Takahashi, Y. A Proposal of Color Rendering Index Based on Categorical Color Names. *International Lighting Congress*, Istanbul, 2001.
- [25] Bodrogi, P.; Brueckner, S. Re-defining the Colour Rendering Index. *CIE Proceedings*, Budapest, 2009.
- [26] Smol, K.; Ryckaert, W.R.; Forment, S.; Herlog, W.; Hamelner, G.D.P. Colour Rendering: An Object Based Approach. *CIE Light and Lighting Conference with Special Emphasis on LED and Solid State Lighting*, Budapest, 2009.
- [27] Szabo, F.; Zili, L.; Bodrogi, P.; Schanda, J. Visual Experiments on Colour Harmony: A Formula and a Rendering Index. *CIE 2007 Session*, Beijing, 2007.
- [28] da Pos, O.; Pietto, M.L. Evaluation of Light Sources Through the Unique Hues and a New Multisensory Semantic Differential. *Atti Della VII Conferenza Nazionale del Colore*, Rome, 2011.
- [29] Bodrogi, P.; Brueckner, S.; Khuri, T.Q. Ordinal scale based description of colour rendering. *Color Res. Appl.* **2001**, *36*, 272-285.
- [30] Li, C.; Luo, M.R.; Cui, G.; Li, C. Evaluation of the CIE colour rendering index. *Color Technol.* **2011**, *127*, 129-135.
- [31] Bodrogi, P.; Brueckner, S.; Khuri, T.Q.; Winkler, H. Visual assessment of light source color quality. *Color Res. Appl.* **2013**, *38*, 4-15.
- [32] Jost-boissard, S.; Fontynne, M.; Blanc-Gomet, J. Perceived lighting quality of LED sources for the presentation of fruit and vegetables. *J. Mod. Opt.* **2009**, *56*, 1420-1432.
- [33] Rizzi, A.; Bonanni, C.; Faragalli, S. A Test of Color Rendering Evaluation. *CIE 2014 Lighting Quality and Energy Efficiency*, Kuala Lumpur, 2014.
- [34] McCann, J.; Parraman, C.; Rizzi, A. Reflectance, illumination, and appearance in color constancy. *Front. Psychol.* **2014**, *5*.
- [35] McCann, J.; Rizzi, A. *The Art and Science of HDR Imaging*. John Wiley: Hoboken, NJ, 2011.
- [36] Land, E.H. The Retinex Theory of Color Vision. *Sci. Am.* **1977**, *237*, 108-128.
- [37] McCann, J.J. Do Humans Discount the Illuminant? *Proceedings SPIE, Human Vision and Electronic Imaging X*, San Francisco, CA, 2005; pp. 9-16.
- [38] McCann, J.J. Mechanism of Color Constancy. *Proceedings IS&T and SID Color Imaging Conference*, Scottsdale, 2004.
- [39] Bonanni, C.; Martini, D.; Rizzi, A. From printed color to image appearance: tool for advertising assessment. *J. Electron. Imaging* **2012**, *21*, 033016-1-033016-12.

5 Tecnologie per l'industria del freddo

La diffusione delle attività svolte nell'ambito della presente linea di ricerca e la presentazione dei relativi risultati ottenuti è stata realizzata anche attraverso la partecipazione a convegni e seminari di seguiti elencati.

1. Fabrizio Caprioli, Paolo Di Lorenzo, Domenico Palumbo, Iole Venditti, Ilaria Fratoddi, Maria Vittoria Russo, Luigi Quercia "Nanostructured polymers decorated with Cu(I) salts as novel active materials for ethylene detection", poster presentato a E-MRS 2014 Spring Meeting, Symposium B: Advanced functional materials for environmental monitoring and applications of the, Lille (France), 26 maggio 2014.
2. Seminario Divulgativo nell'ambito del Corso di Chimica dei materiali Polimerici a.a. 2013-2014, docente Prof. Maria Vittoria Russo, Titolo: Compositi nanostrutturati per la rilevazione di analiti gassosi di interesse agro-alimentare, Dr. Ilaria Fratoddi, Dipartimento di Chimica, Università Sapienza di Roma. Abstract: In questo Seminario vengono presentati materiali avanzati, quali compositi nanostrutturati con matrice polimerica e contenenti nanoparticelle metalliche, per lo sviluppo di sensori ed assorbitori di etilene per un approccio innovativo nel controllo dei processi di maturazione post-raccolta di frutti climaterici ed in particolare delle banane.
3. Seminario Divulgativo nell'ambito del Corso di Chimica dei materiali Polimerici a.a. 2013-2014, docente Prof. Maria Vittoria Russo, Titolo: Materiali nanostrutturati innovativi a base polimerica, nanoparticelle metalliche e loro compositi come assorbitori di etilene, Dr. Iole Venditti, Dipartimento di Chimica, Università Sapienza di Roma, Abstract: In questo Seminario vengono presentati materiali avanzati, quali nanoparticelle metalliche, polimeri nano strutturati e loro compositi come materiali attivi per lo sviluppo di sensori ed assorbitori di etilene che consentano il risparmio energetico nello stoccaggio dei prodotti agro-alimentari.
4. Presentazione risultati e sviluppi del progetto presso piattaforma logistica della Tecnolog Engineering s.r.l., 17 aprile 2014.
5. Presentazione risultati e sviluppi del progetto presso Fondazione Edmund Mach, S. Michele all'Adige (TN), il 18 aprile 2014.
6. Presentazione risultati e sviluppi del progetto presso PCA Technologies s.r.l., Milano, 14 maggio 2014.
7. Presentazione risultati e sviluppi del progetto presso Laboratorio Analisi Sensoriali Coop Italia, Casalecchio di Reno (Bologna), 26 giugno 2014.
8. Presentazione risultati e sviluppi del progetto presso Department of Horticulture and University Farm, Aristotle University of Thessaloniki (Salonicco), 5-7 agosto 2014.