

# Torre WTC di Genova, riqualificazione energetica della centrale termo-frigorifera

*Analisi tecnica ed economica dell'intervento di riqualificazione e sostituzione degli impianti di generazione e gestione dell'energia termica con sistemi a più elevata efficienza effettuato su una grande centro direzionale*

Di P. Avanzini, D. Carmosino,  
F. Pettorossi\*

IL CENTRO SAN BENIGNO è un centro direzionale costituito da sei grandi edifici (Torri) con un coordinamento gestionale dei vari condomini affidato fino ad ora alle società Carmogest - GSI. Gli edifici sono stati realizzati nel periodo 1980-1990. Dal punto di vista dei sistemi di climatizzazione e gestione dell'energia termica ad essi associata, all'inizio del 2018, quattro Torri sono state collegate al teleriscaldamento della centrale di cogenerazione di Sampierdarena, una di esse usa il teleriscaldamento per trigenerazione; altre due, tra queste la torre WTC, sono riscaldate da caldaie a gas e raffrescate da chiller elettrici dotati di torri evaporative. Alle Torri iniziali si è aggiunta più recentemente un'ulteriore edificio (Torre MSC).

Nel 2012, su iniziativa della gestione tecnica del Supercondominio (Carmogest) è stata condotta una analisi/diagnosi dello stato dei sistemi energetici di tutte le torri da parte di Clenergy. Lo scopo dell'analisi è stato quello di individuare lo stato

e la vita residua dei sottosistemi e componenti degli impianti per poter prevedere costi e programmazione di possibili interventi di manutenzione straordinaria. La metodologia seguita è stata la RCM (reliability centered maintainance). I risultati

di questa analisi hanno mostrato che, praticamente per tutte le torri, i sistemi energetici erano oltre che fortemente obsoleti ed inefficienti, anche in procinto di dare luogo a



CENTRO DAL BENIGNO DI GENOVA

malfunzionamenti importanti con alta probabilità di necessità di manutenzioni straordinarie e disagi per gli utenti. Lo studio ha concluso suggerendo proposte di intervento di riqualificazione dei sistemi energetici esistenti in un'ottica di sostituzione di tutta la generazione di freddo con pompe di calore elettriche (acqua-acqua o aria-acqua) che permettessero anche il distacco dalla rete di teleriscaldamento, anche questa obsoleta e, allo stato, energeticamente poco efficiente.

La Tabella 1 a mostra il risultato di questa analisi e mette in evidenza il risultato ottenibile in termini di riduzione di emissioni CO<sub>2</sub>. Qualora si adotti per tutto il complesso (In Tabella 1 b le caratteristiche di volumi e di occupazione degli edifici) la strategia di sostituzione degli attuali chiller con pompe di calore idrotermiche o aereotermiche.

Le previsioni di interventi di manutenzione straordinaria sono state confermate da diversi fuori servizio definitivi in alcuni componenti di raffrescamento di diverse Torri negli anni successivi al 2014 sollecitando le amministrazioni dei Condomini dei singoli edifici a prendere in considerazione i suggerimenti emersi dallo studio sopra citato. Un impulso a questa decisione è anche dovuto all'attuazione, da parte governativa dei contributi del decreto Conto Termico e, successivamente, dall'estensione dei contributi ottenibili con l'Ecobonus. L'Amministrazione della Torre WTC ha avviato nel 2016 lo studio di

fattibilità dell'intervento partendo dalla diagnosi energetica effettuata da RINA e da studi concettuali preliminari effettuati da Clenergy, comprendenti anche l'analisi della possibilità di accesso ai contributi resi disponibili dalle disposizioni esistenti (e in itinere) su Conto Termico ed Ecobonus. Il progetto è articolato su due fasi. Nel 2017 è stata scelta ENEL X come capofila di un gruppo di aziende incaricate dell'intervento sulla prima fase, assegnandole un incarico di realizzazione e partecipazione ai benefici derivanti dall'ottenimento

**Tabella 1a – Risparmi ambientali nella sostituzione degli attuali sistemi con pompe di calore in tutto il Centro San Benigno**

	consumi medi	emissioni medie	min.emis. Risparmi	
	TEP/a	tCO <sub>2</sub> /a	Δ tCO <sub>2</sub> /a	note
WTC	152	328	145	
NORD	137	295	130	
FRANCIA	94	203	90	
GEMELLE	120	259	110	stima
PIANE	112	242	100	
SHIPPING	80	173	77	
MSC	150	345	145	stima
<b>TOTALE</b>	<b>845</b>	<b>1845</b>	<b>797</b>	

**Tabella 1b – Caratteristiche di volumi e di occupazione degli edifici del Centro San benigno**

TORRE	UFFICI SUPERF	NEGOZI SUPERF	MAG SUPERF	PARK PRIVAT	PARK PUBBLIC	PARK USO PUBBLICO	TOT M.QUAD	TOT M.CUBI	ADDETTI
FRANCIA	13.873	660	6.900	5.987	6.524		33.944	128.362	922
MSC	21.775	0	4.026	4.365	8.550		38.716	138.189	1.452
W.T.C.	36.191	1.071	4.750	7.727		10.058	59.798	213.854	2.412
SHIPPING	16.650		598	5.231		2.000	24.479	84.090	1.109
PIANE	15.505	440	6.556	3.740	6.500		32.741	124.241	1.033
NORD	49.061	3.584		17.342	13.824		83.811	287.377	3.270
I GEMELLI	*22.440	2.200	15.840	6.630	6.700		53.810	218.872	1.447
<b>TOT MQ</b>	<b>175.495</b>	<b>7.956</b>	<b>38.670</b>	<b>51.022</b>	<b>42.098</b>	<b>12.058</b>	<b>327.299</b>		
<b>TOT MC</b>	<b>623.007</b>	<b>43.758</b>	<b>212.085</b>	<b>153.066</b>	<b>126.294</b>	<b>36.174</b>		<b>1.194.985</b>	<b>11.645</b>

dei contributi pubblici derivanti dalle disposizioni normative esistenti. La Direzione Lavori è stata affidata a Clenergy. Il cantiere si è aperto ad aprile 2019. I lavori contrattuali della prima fase si sono conclusi a fine 2019. Il progetto è proseguito con il monitoraggio di funzionamento, consumi e risparmi conseguiti fino al settembre 2009. La seconda fase del progetto, del tutto complementare con miglioramenti sostanziali relativamente piccoli deve essere ancora approvata dall'Assemblea di Condominio. Tuttavia i risultati conseguiti con la realizzazione della prima fase sono rilevanti.

## Il progetto di intervento

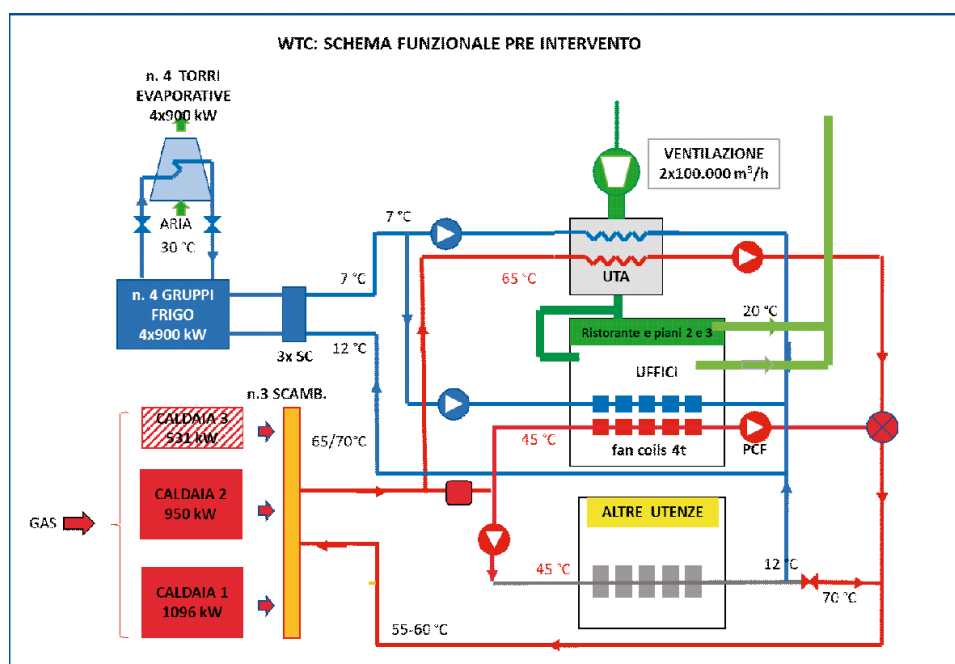
### Situazione dell'impianto pre-intervento

L'impianto di riscaldamento si configura, prima dell'intervento, nel quadro concettuale di processo della centrale termo-frigorifera che è riportato nello schema semplificato della Figura 1.

Il sistema è costituito da tre caldaie due delle quali sono molto vetuste (anno 1985), a tecnologia obsoleta, con rendimento forniture/focolare di timbro 95,8%. Ma il cui rendimento reale è probabilmente (a detta dei manutentori) notevolmente più basso. La caldaia n. 3 è stata installata recentemente a seguito del rifacimento delle vetrate delle superfici periferiche dell'edificio che ha comportato una minore domanda di potenza termica complessiva. Questa nuova caldaia, a tecnologia moderna e a condensazione, fornisce una potenza utile di 531 kW e ha sostituito la terza vecchia caldaia da 1000 kW analoga, per prestazioni, alle due caldaie residue. L'acqua riscaldata prodotta viene fornita alle utenze finali alla temperatura di 45 °C attraverso la rete dei ventilconvettori e a circa 70 °C alle UTA che condizionano la ventilazione e l'aria primaria. Negli ambienti la temperatura, durante la stagione invernale, è mantenuta a 21 °C da un efficiente sistema centralizzato di regolazione e controllo.

Il sistema di regolazione e controllo remoto, completamente automatizzato ma con possibilità di interventi manuali, assicura le condizioni di target in tutti i locali di lavoro dell'edificio.

L'impianto di condizionamento estivo era dotato



**Figura 1 – Schema funzionale pre intervento**

di quattro gruppi frigo ciascuno con associata torre evaporativa, per una potenza termica complessiva di 3.600 kW. La tecnologia, anche in questo caso, è quella relativa agli anni di costruzione (1982-85). I gruppi hanno subito vari retrofit con sostituzioni, nel tempo, del fluido criogenico, il loro EER stagionale (valore di timbro 2,1) è 2,1 nelle valutazioni derivate dalla Diagnosi Energetica pre-intervento eseguita da RINA nel 2017 e corretto a 1,91 nell'aggiornamento del 2019 della suddetta Diagnosi Energetica. Questi valori confermano la percezione dei manutentori basata sulla conduzione reale dell'impianto.

### Situazione dell'impianto post - intervento

L'intervento, nel progetto originale, è consistito in due fasi di cui la prima è stata già completata sulla base dei contratti stipulati. Nella prima fase le due caldaie obsolete da 1000 kW sono state demolite e mantenuta la caldaia moderna a condensazione da 531 kW. La loro capacità di riscaldamento è sostituita da due Pompe di Calore gemelle (PdC1 e PdC2) ad elevate prestazioni modello AERMEC NRB3400XH<sup>A</sup>°°DG in grado di fornire in riscaldamento  $964 \times 2 = 1928$  kW termici con COP a condizioni standard (t aria b.s. 7 °C; acqua 35/30 °C) = 3,87 e in raffreddamento a condizioni standard (t aria b.s. 35 °C acqua 18/23 °C) EER = 3,55. Alle condizioni climatiche medie presenti sul sito si calcola che le prestazioni siano: COP = 3,13 e EER = 2,94.

La Figura 2 mostra la configurazione post intervento al termine della fase 1.

La caldaia n.3 a condensazione, tecnologicamente aggiornata e di potenza complessiva 531 kW. Viene gestita come riserva nella generazione di caldo per coprire le eventuali punte di domanda in cui è richiesto un intervento ad alta temperatura (65-70 °C) sulle batterie UTA (caso nel quale la temperatura dell'aria esterna risultasse estremamente bassa). Questo evento è valutato a probabilità vicina a zero. Ne risulta che nel calcolo della domanda di energia stagionale il contributo della caldaia da 531 kW è ritenuta trascurabile e il consumo di gas nullo.

La produzione di calore di base è assicurata dal gruppo delle pompe di calore (PdC1, PdC2), funzionanti in parallelo ed in successione, con potenze nominali ciascuna 964 kW.

Per quanto riguarda la generazione di freddo nella configurazione estiva, le due nuove pompe di calore PdC1 e PdC2 (potenzialità totale 1866 kW) non sono in grado di fare fronte alla domanda (seppur limitata) in condizioni di punta per cui uno dei chiller pre-operam viene conservato agendo come riserva. Anche se le condizioni di punta sono piuttosto rare, durante queste, l'intervento del vecchio sistema di chiller e torre evaporativa ad esso collegata è assai poco efficiente e comporta spreco di energia. Si è calcolato che l'aggiunta di circa 200 kW di refrigerazione possa permettere all'impianto di fare fronte a tutte le condizioni d'esercizio. Anche in questo caso la condizione di emergenza è ritenuta trascurabile

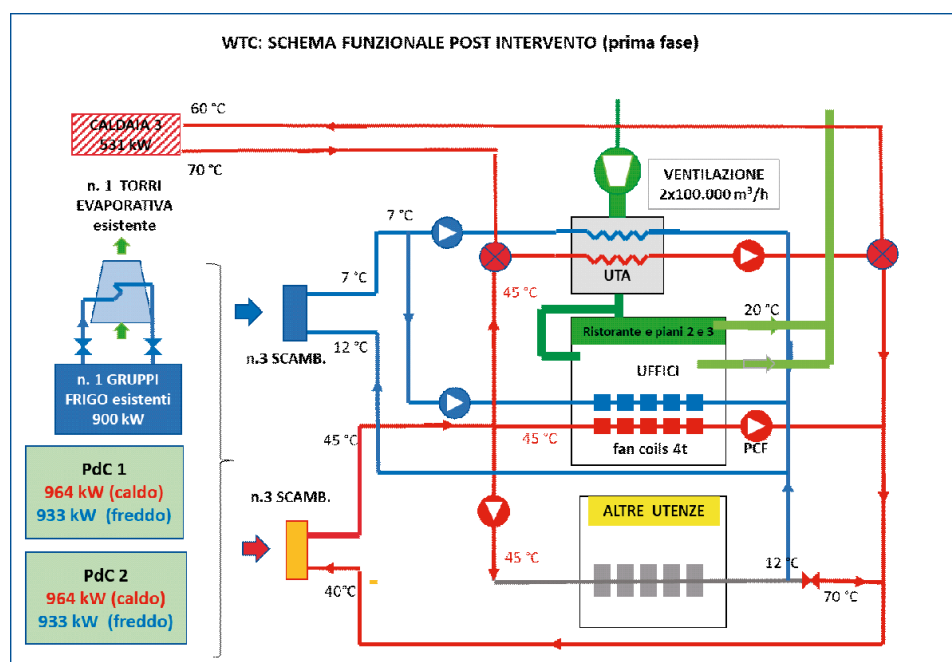


Figura 2 – Schema funzionale post intervento (fase 1)

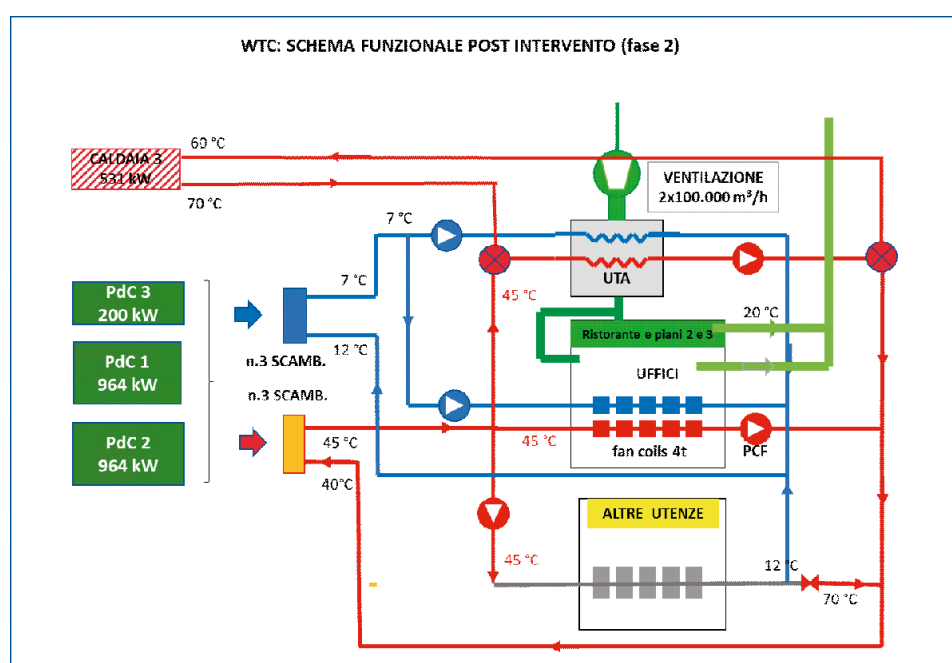


Figura 3 – Schema funzionale post - operam (fase 2)

nel bilancio generale dei consumi. Esistono, inoltre, condizioni particolari durante la fornitura di caldo (invernale) nelle quali alcuni settori dell'edificio richiedono di essere raffreddati per effetto della incidenza di irraggiamento solare con valori importanti anche se la temperatura dell'ambiente esterno è relativamente bassa. Questo evento, è storicamente riportato per alcuni giorni (<5) per ogni stagione invernale. In queste condizioni la modalità di funzionamento delle pompe di calore è disgiunta. Una delle due opera in raffreddamento, l'altra, eventualmente coadiuvata dalla caldaia a condensazione, funziona in riscaldamento. Tutto il processo è controllato e regolato con un sistema BMS Siemens Desigo.

Qualora, durante le condizioni più critiche, entrambe le PdC siano chiamate a funzionare in riscaldamento, occorre una fornitura di freddo supplementare di circa 200 kW.

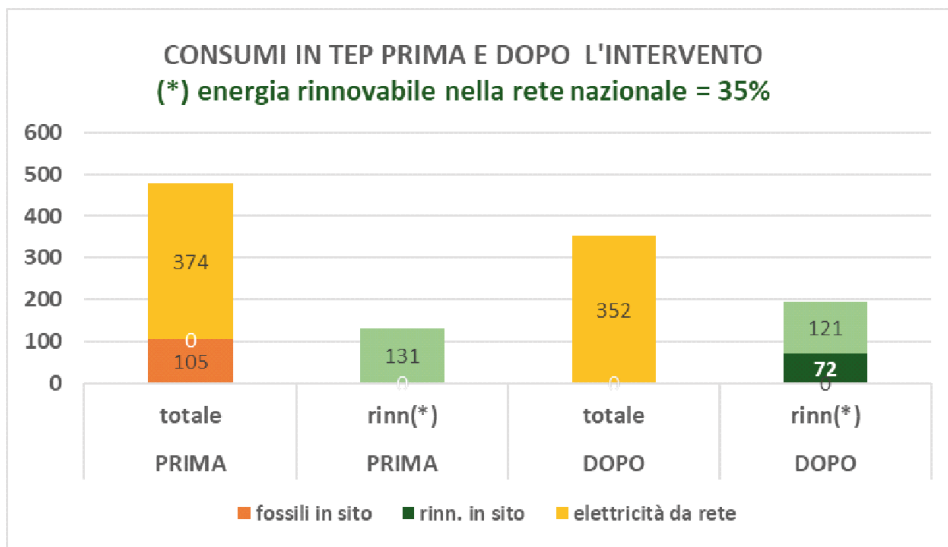
Per questo motivo si deve passare alla configurazione definitiva di impianto rappresentata in Figura 3. Questo intervento completa la fase 2.

Questa fase comporta lo smantellamento completo dei vecchi gruppi frigo e l'installazione di una ulteriore pompa di calore da 200 kW da fare funzionare in raffreddamento o riscaldamento a secondo la domanda.

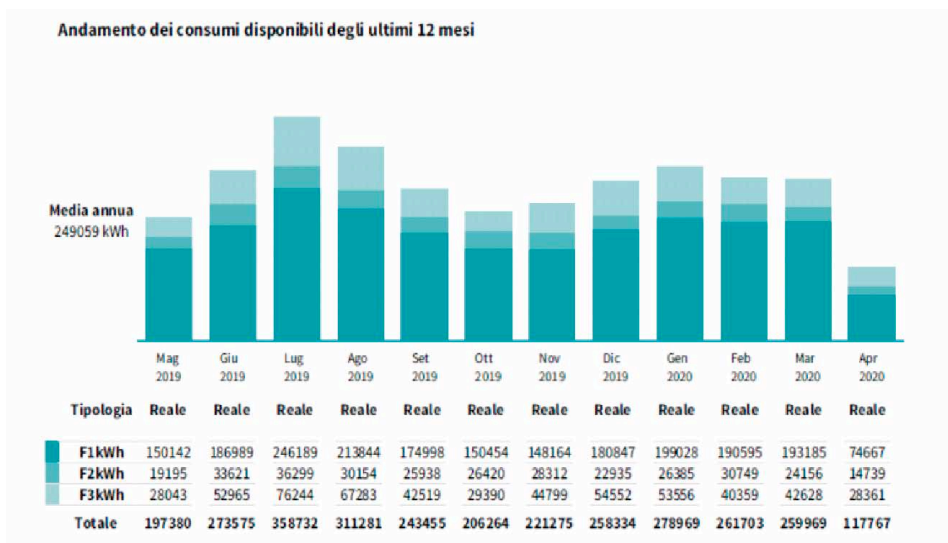
Dal punto di vista temporale, vista la necessità di operare sull'impianto di raffreddamento nell'intervallo di produzione di fine inverno e sull'impianto di riscaldamento nell'intervallo di fine estate, la scansione realizzativa è quella sotto riportata:

- Completamento fase 1 raffreddamento – 31 maggio 2019
- Completamento fase 1 riscaldamento – 31 dicembre 2019
- Collaudi e messe a punto fase 30 April e – 30 settembre 2020

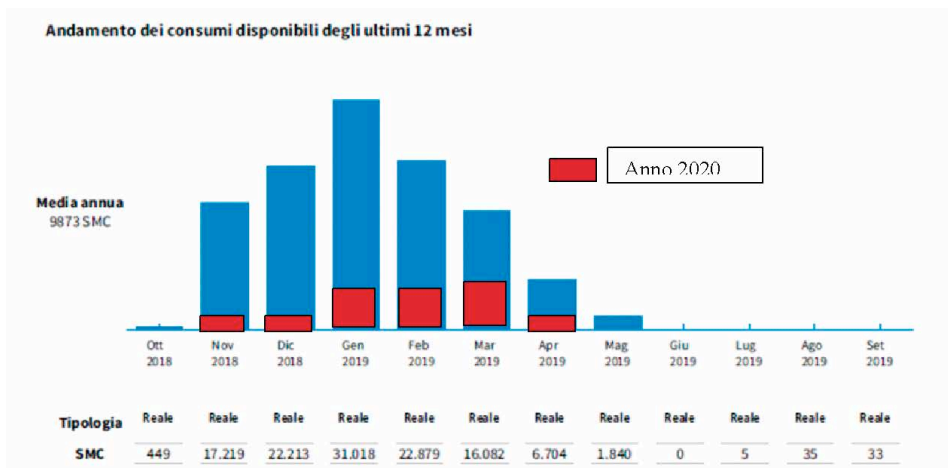
Al momento la fase 2 non è stata ancora programmata in attesa



**Figura 4 – Miglioramenti attesi sui consumi energetici e sull'impiego di energia rinnovabile**



**Figura 5 – Consumi mensili pregressi di energia elettrica**



**Figura 6 – Consumi di gas medie anni precedenti contro 2020**

delle decisioni dell'Assemblea di Condominio.

Nel funzionamento dell'impianto di Figura 3 (fase 2) si assume che la domanda stagionale per il riscaldamento sia assicurata completamente dal sistema Pompe di Calore senza ricorso alla combustione. In questo modo tutto l'edificio è svincolato dalla fornitura e dagli impianti a combustione e il processo energetico è tutto da origine elettrica.

### Miglioramenti energetico/ambientali attesi

A livello di progetto si sono previsti i miglioramenti energetico/ambientali riportati in Figura 4.

I minori consumi, a livello progetto, sono attesi tradursi in un risparmio complessivo (tra energia elettrica e gas) di 110.000 €/anno a cui va aggiunto un risparmio nel consumo d'acqua di evaporazione di 5000 mc/a per un costo complessivo di circa 15.000 €/a.

### Investimento atteso

I costi di investimento, relativamente alla sola

fase 1 si sono stimati inizialmente in un totale complessivo di 1.100.000 €. In assenza di contributi esterni il tempo di ritorno semplice di circa 9 anni. Questo ordine di grandezza sarebbe inaccettabile da parte degli utenti del condominio in una situazione normale, ma è stato ritenuto accettabile tenuto conto della necessità di rinnovo dei principali componenti dell'impianto dovuti all'obsolescenza e alla poca vita residua.

### Investimento effettivo

L'intervento di fase 1 è stato realizzato mediante un contratto chiavi in mano assegnato a ENEL X che si è avvalsa, per la realizzazione di subfornitori che hanno realizzato la progettazione di dettaglio, le attività di cantiere, tutte le forniture dei materiali e componenti, le procedure di autorizzazione e quelle di collaudo. A questi costi, sempre per la fase 1 sono stati associati quelli relativi agli studi di fattibilità preliminari, le diagnosi energetiche, la direzione lavori, la supervisione di sicurezza, gli APE post operam, costi, a diretto carico del condominio.

L'ammontare complessivo è risultato attorno a 1.450.000 €, quindi superiore rispetto alla previsione iniziale. L'ammortamento di questo extra costo è stato bilanciato dalla possibilità, offerta dalle leggi vigenti, dell'accesso all' Ecobonus (2019) attraverso il quale si recupera il 65% della spesa sostenuta attraverso detrazioni di imposta che possono essere trasformati dai condomini in crediti d'imposta ceduti ai fornitori.

### I risparmi di gestione valutati al 30 aprile 2020

I consumi di elettricità e gas rilevati dalle fatturazioni degli anni precedenti, pre operam, sono riportati nelle Figure 5 e 6.

Il confronto è condotto sulla base dei consumi rilevati di gas ed energia elettrica complessiva nel periodo considerato e la media dei quattro anni precedenti. Per quanto riguarda il confronto sui costi, a causa della variabilità dei costi unitari di energia elettrica e gas si sono assunti come riferimento i valori unitari di cui alla Diagnosi Energetica pre operam. Per quanto riguarda l'elettricità destinata al raffrescamento estivo, negli anni precedenti è stato utilizzato un algoritmo in grado di estrarre dal valore totale la base destinata ad altri usi. Questo metodo è desunto dallo studio di Diagnosi Energetica del 2017. Le tabelle 2 e 3 riportano i dati in questione.

Le rilevazioni hanno inoltre confermato il risparmio di consumo d'acqua per circa 5000 mc nell'anno 2019 corrispondente a 15.000 €/a.

È da osservare che nell'estate 2019 (quella di cui si hanno i dati di consumo) l'impianto ha funzionato a regime normale solo nei mesi di agosto e settembre, parzialmente in luglio, mentre maggio e giugno sono stati utilizzati per la messa a punto del sistema che non ha funzionato in maniera ottimizzata. Ci si aspetta che con i dati a consuntivo dell'estate 2020 (30 settembre) si otterrà una misura più precisa (e

di entità maggiore) di quella conseguita nel 2019.

In conclusione si può affermare che i risultati economici del primo anno di esercizio dell'impianto, in configurazione fase 1, sono in linea con le previsioni fatte in fase di progetto.

## Conclusioni

La prima esperienza di riqualificazione della centrale termo-frigorifera su di un grande immobile in un centro direzionale, dettata dalla necessità di rinnovare gli impianti giunti a fine vita, attuata con la sostituzione dei sistemi a combustione e dei gruppi frigo di tecnologia non adeguata con pompe di calore bifunzionali si è dimostrato un successo sia dal punto di vista tecnico che di quello economico, anche per effetto dei benefici resi disponibili dalla legislazione attuale in termini di incentivazione dell'efficientamento energetico del miglioramento dell'impatto ambientale.

L'edificio ha così un impianto termo-frigorifero centralizzato nuovo, più efficiente e con minori costi di gestione. Anche per effetto dell'accesso all'Eco-bonus con il contributo del 65%, tenuto conto del costo di investimento, il tempo di ritorno è valutato attorno a quattro anni.

\* Piergiulio Avanzini, Clenergy  
Domenico Carmosino, CARMOGEST  
Fernando Pettorossi, Centro  
Direzionale S. Benigno

**Tabella 2 – Risparmi annui derivanti dal consumo di gas**

RISPARMI DI GESTIONE ANNI 2019/2020								
GAS (69,5 €/MWh= 0,744 €/Smc)(nessuna normalizzazione termica)								
periodo	consumi 2019	consumi 2020	quadriennio		2019	2020	quadr.	Δ€
	mc	mc	mc	€/Smc	€	€	€	
gen		5.127,00	27.633,00	0,744		3.814,49	20.558,95	-16.744,46
feb		5.127,00	31.842,00	0,744		3.814,49	23.690,45	-19.875,96
mar		5.154,00	18.053,00	0,744		3.834,58	13.431,43	-9.596,86
apr		660,00	5.281,00	0,744		491,04	3.929,06	-3.438,02
mag	0,00		59,00	0,744	0,00	0,00	43,90	-43,90
giu	0,00		84,00	0,744	0,00	0,00	62,50	-62,50
lug	0,00		39,00	0,744	0,00	0,00	29,02	-29,02
ago	0,00		49,00	0,744	0,00	0,00	36,46	-36,46
set	0,00		89,00	0,744	0,00	0,00	66,22	-66,22
ott	24,00		641,00	0,744	17,86	17,86	476,90	-459,05
nov	438,00		11.836,00	0,744	325,87		8.805,98	-8.480,11
dic	476,00		19.166,00	0,744	354,14		14.259,50	-13.905,36
<b>anno</b>								<b>-72.737,90</b>

**Tabella 3 – Risparmi di gestione per minor consumo di energia elettrica**

ELETRICITA' (0,2096€/kWh) (nessuna normalizzazione termica)								
periodo	consumi 2019	2020	cons.quadrien.		2019	2020	quadr.	Δ€
	kWh	kWh	kWh	€/kWh	€	€	€	
gen		278.969,00	226.500,00	0,210		58.471,90	47.474,40	10.997,50
feb		261.703,00	221.420,00	0,2096		54.852,95	46.409,63	8.443,32
mar		259.969,00	238.527,00	0,2096		54.489,50	49.995,26	4.494,24
apr		117.767,00	216.987,00	0,2096		24.683,96	45.480,48	-20.796,51
mag	197.380,00		235.469,00	0,2096	41.370,85		49.354,30	-7.983,45
giu	273.575,00		299.922,00	0,2096	57.341,32		62.863,65	-5.522,33
lug	358.732,00		346.688,00	0,2096	75.190,23		72.665,80	2.524,42
ago	311.281,00		355.647,00	0,2096	65.244,50		74.543,61	-9.299,11
set	243.455,00		304.257,00	0,2096	51.028,17		63.772,27	-12.744,10
ott	206.264,00		262.971,00	0,2096	43.232,93		55.118,72	-11.885,79
nov	221.275,00		235.876,00	0,2096	46.379,24		49.439,61	-3.060,37
dic	258.334,00		216.837,00	0,2096	54.146,81		45.449,04	8.697,77
<b>anno</b>								<b>-36.134,41</b>