

6. PROGETTO DI UNA RESIDENZA ENERGETICAMENTE INDIPENDENTE

6.1 EDIFICI ENERGETICAMENTE INDIPENDENTI

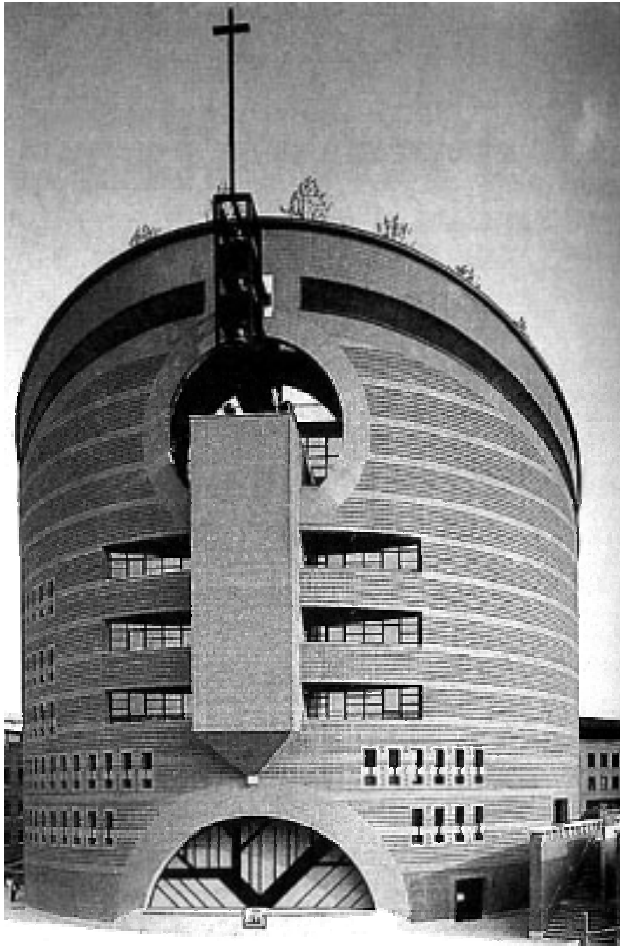
Edifici (pubblici e privati) progettati con l'intento di fornire prestazioni superiori a costi energetici inferiori ne sono sorti un po' ovunque soprattutto dalla metà degli anni '70; gli edifici "energeticamente indipendenti" sono invece ancora relegati nella sperimentazione, anche perché l'indipendenza energetica è difficile da conseguire, poco conveniente ed impossibile nel caso di edifici pubblici o comunque di utenze che siano appena più che domestiche.

La bioarchitettura conta esempi anche di progettisti illustri (Botta, Nicoletti, Wright, Le Corbusier, figg.6.2 e 6.3), che hanno conciliato brillantemente gli aspetti energetici ed estetici degli spazi, coperti e non, da loro progettati. Nessun grande progettista si è però cimentato nell'impresa di collocare, sull'involucro di una villetta, pannelli solari e fotovoltaici in grado di fornire energia agli impianti. I motivi di questo disinteresse si possono solo ipotizzare: problemi estetici ritenuti insolubili, scarsa rilevanza economica del progetto, aspetti tecnici privilegiati rispetto agli architettonici... quali che siano, ne deriva che l'estetica dei pochi esempi di edifici a scarso consumo ed indipendenti energeticamente è decisamente spartana, come si addice ad un oggetto di laboratorio quali ancora sono.

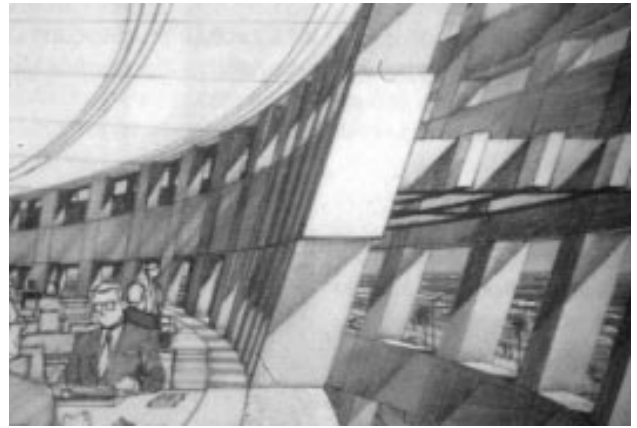
L'unica eccezione, fra gli esempi che vedremo, è la villa Lord a Kennebunkport, Maine (USA) (fig. 6.1), che non è a rigore energeticamente indipendente, ma si può definire a bilancio energetico positivo: è infatti collegata alla rete di bassa tensione, e da



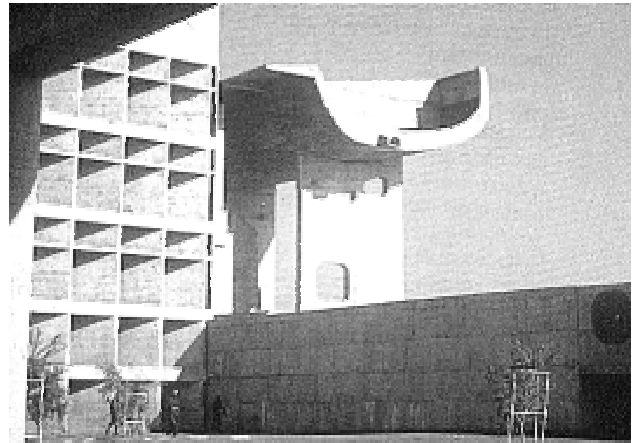
Figura 6.1 - Vista meridionale di Villa Lord (detta Maine Solar House) a Kennebunkport, MN (USA). [25]



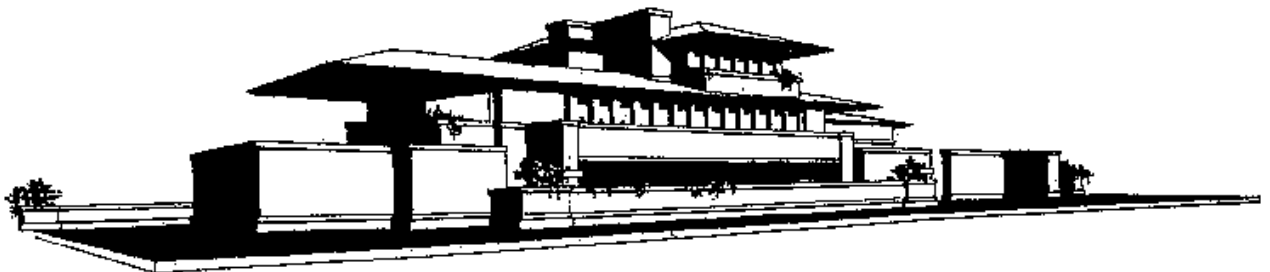
Arch. Mario Botta: Cattedrale di Evry (Francia). Le aperture sembrano scavate nel massiccio involucro cilindrico, di ridotta superficie e grande inerzia termica.



Arch. Manfredi Nicoletti: Bibliotheca di Alessandria d'Egitto. La "pelle" chiara esterna è una griglia che impedisce il passaggio alla luce diretta nelle ore più calde ma lascia vedere il paesaggio.



Arch. Le Corbusier: Palazzo del Governatore a Chandigar (India). Le aperture sono arretrate per tenere fuori il Sole quando è alto sull'orizzonte.



Arch. F. L. Wright: Robie House (Chicago). L'aggetto schermante del tetto diventa elemento architettonico caratterizzante l'edificio.

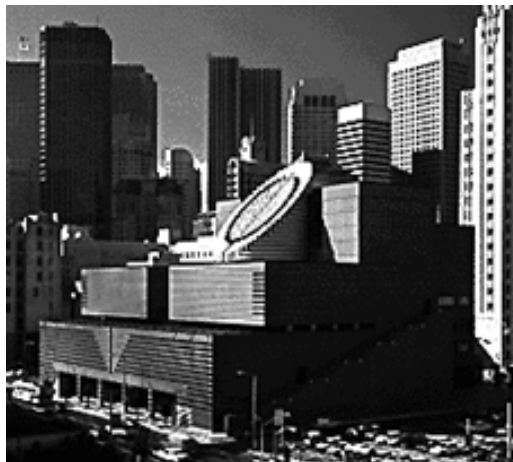
Figura 6.2 - Esempi di architetture prestigiose che offrono varie soluzioni per il controllo degli scambi di luce e calore fra l'edificio e l'ambiente. [2]



Mogno (Canton Ticino CH): la chiesa del paese, ricostruita dopo una valanga.



Particolare della copertura inclinata della chiesa di Mogno (CH).



San Francisco Museum Of Modern Art: luce e calore giungono dalla copertura inclinata di un cilindro che sovrasta la struttura.



SFMOMA: l'interno del cilindro-lucernario.

Figura 6.3 - Arch. Mario Botta: il tema dell'involucro cilindrico in due edifici di interesse pubblico.

quest'anno si prevede che riesca a vendere alla rete più energia di quanta ne attinge, stante la risoluzione dei problemi incontrati con l'inverter, che ha subito quattro avarie nel '96 ed ha impedito per vari giorni l'utilizzo delle batterie (ed anche la ricarica, restando al massimo della carica): la sua sostituzione nel marzo '97 ha finora evitato il ripetersi di episodi simili (un quadro completo è visibile sul sito internet <http://www.solarhouse.com>). Il tetto solare, che si affaccia a sud, ha aumentato del 15% il costo previsto dell'abitazione, incluse alcune spese collegate ai sistemi per il riscaldamento degli ambienti e dell'acqua; i suoi 80 mq sono suddivisi in due sezioni (intelaiatura progettata dalla Solar Design Associates di Harvard), una termica ed una fotovoltaica. I sedici pannelli di moduli al silicio policristallino, delle dimensioni di 120x180 cm ciascuno, producono sei megawattora l'anno: le eccedenze vengono vendute alla Central Main Power Co., che integra le necessità della famiglia Lord nei mesi invernali. La miscela riscaldata nei pannelli solari viene fatta circolare nelle serpentine annegate nei pavimenti (in inverno) e nello scambiatore del boiler che alimenta i rubinetti dell'acqua calda.

Due case autosufficienti in senso stretto sorgono in Europa, e precisamente a Berna e presso Friburgo, in Germania (quasi nella Foresta Nera), località che non godono certo di un'insolazione particolarmente intensa.

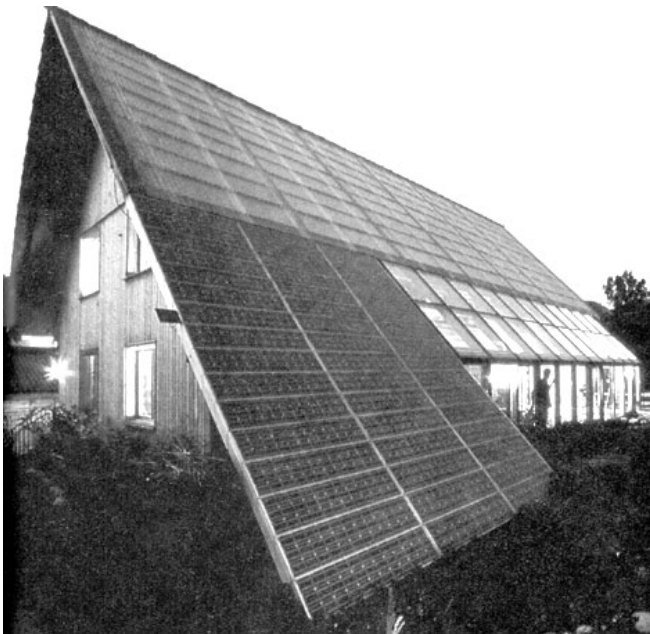


Figura 6.4 - Casa Jenni a Berna (CH). [25]

L'abitazione svizzera è la più "antica" (fig. 6.4): l'energia dei pannelli fotovoltaici è immagazzinata in una nutrita serie di batterie, mentre l'acqua calda dei pannelli solari è convogliata nello scambiatore di un gigantesco serbatoio da centomila litri che costituisce il nucleo dell'edificio e provvede al riscaldamento ed all'acqua calda sanitaria per tutto l'anno. Il sistema, pur nelle sue dimensioni (sia di serbatoio che di

accumulatori), ha il pregio di essere efficace e di riuscire ad alimentare anche l'officina al piano terra, dove la famiglia Jenni costruisce sistemi analoghi per uso commerciale. Più complesso ed innovativo è l'edificio tedesco (fig. 6.5), realizzato dall'Istituto Fraunhofer per i Sistemi ad energia solare di Friburgo. La casa della famiglia Stahl



Figura 6.5 - Casa Stahl (detta Solar House-Freiburg) a Friburgo (D). [25]

utilizza infatti vetrate TIM (Transparent Insulation Material), utilizzate anche nei pannelli solari costruiti dallo stesso FISE, e pannelli fotovoltaici al silicio monocristallino. Al tramonto, una serie di imposte argentate impedisce al calore interno

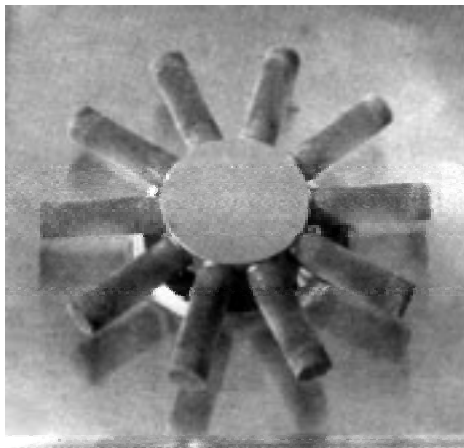


Figura 6.6 - Fornello a combustione catalitica dell'idrogeno nella cucina della casa di Friburgo. [foto: FISE]

di mettere alla prova le caratteristiche isolanti delle vetrate. All'interno, la tromba delle scale e il salone principale funzionano da serbatoi di calore e sono mantenuti isolati da pannellature di aerogel, il solido più leggero del mondo (densità pressoché uguale a quella dell'aria), il cui limite maggiore è per ora il costo. L'accumulo dell'energia non è affidato a grandi masse d'acqua o a grandi accumulatori elettrochimici, come nella casa di Berna, ma allo stoccaggio di idrogeno ottenuto per elettrolisi dell'acqua, tramite

l'elettricità dei pannelli fotovoltaici.

L'idrogeno, contenuto in un serbatoio da 15 mc a 30,4 atm (3039750 Pa) di pressione, alimenta una serie di celle a combustibile Siemens a membrana polimerica a scambio protonico (PEMFC), della famiglia delle SPEFC (vedi §3.4), di potenza complessiva di 1 kW, di cui 0,5 kW_e e 0,5 kW_t. Anche l'ossigeno

viene stoccato in un serbatoio di 7,5 mc, per essere utilizzato nella combustione catalitica che fornisce calore ai fornelli (fig. 6.6) e, nel caso, allo scambiatore che

riscalda l'aria in entrata con parte del calore dell'aria in uscita.

L'elettricità e il calore delle celle alimentano comunque un piccolo accumulatore da 20 kWh ed un serbatoio d'acqua da 1000 litri (cui fanno capo anche i pannelli solari), che fanno da volano energetico.

L'inverno 1994-'95 ha segnato il raggiungimento dell'indipendenza energetica per la casa di Friburgo: grazie ai guadagni passivi e ai materiali isolanti impiegati, il fabbisogno termico aggiuntivo è stato di soli 72 kWh, tutti ricavati dall'idrogeno fotovoltaico. In fig. 6.7 è mostrata una

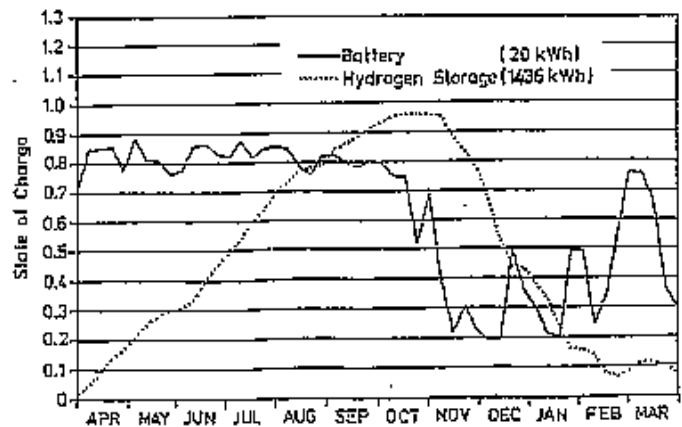


Figura 6.7 - Andamento dello stato di carica (simulazione) della batteria e del serbatoio di idrogeno della casa di Friburgo. [Stahl, Voss, Goetzberger "The self-sufficient Solar House Freiburg." Applied Solar Energy n. 1/95]

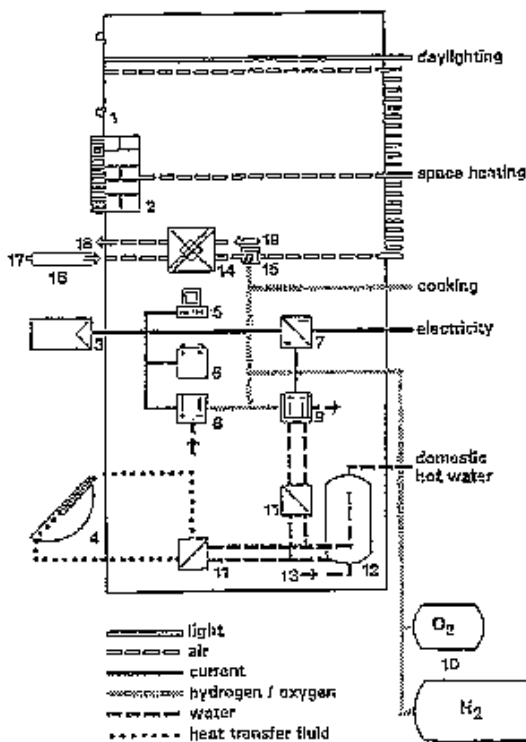


Figura 6.8 - Schema degli impianti della casa di Friburgo. 1) finestre; 2) muro TIM; 3) generatore FV; 4) collettori; 5) monitoraggio; 6) batteria; 7) inverter; 8) elettrolizzatore; 9) celle a combustibile; 10) serbatoio gas; 11) scambiatori; 12) serbatoio acqua calda; 13) acqua di rete; 14) scambiatore aria di ventilazione; 15) bruciatore catalitico ad H₂; 16) scambiatore sotterraneo; 17) aria fresca; 18) aria viziata; 19) aria di ricircolo. [ibidem]

simulazione dell'andamento dei livelli di carica della batteria e del serbatoio. L'impiego di elettricità è stato di soli 701 kWh contro la media annuale tedesca (1988) di 3270 kWh, grazie agli elettrodomestici a basso consumo (soprattutto i refrigeratori) e a piccole strategie quotidiane (lo slogan dei ricercatori: "usare la testa invece di un interruttore"). Tutti i sistemi sono coordinati per fornire energia ai quattro abitanti della casa (fig. 6.8) senza intaccare gli standard di benessere: l'unico neo è costituito dal raffrescamento estivo (fig. 6.9), totalmente trascurato, che potrebbe essere affrontato con qualche modifica al gruppo di ventilazione.

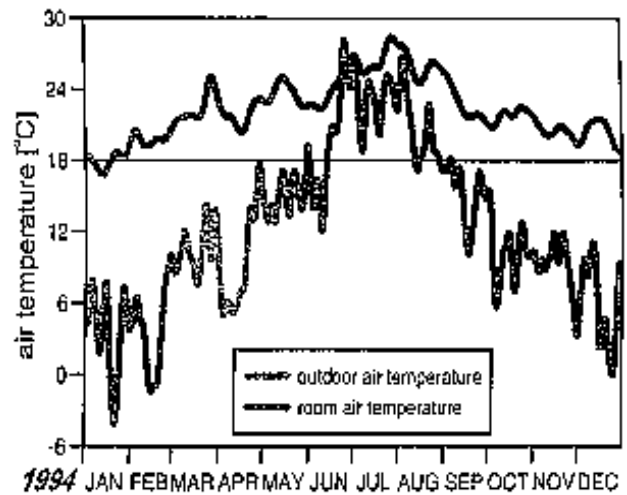


Figura 6.9 - Andamento della temperatura dell'aria nel 1994 nella casa di Friburgo ed all'esterno. [grafico: FISE]

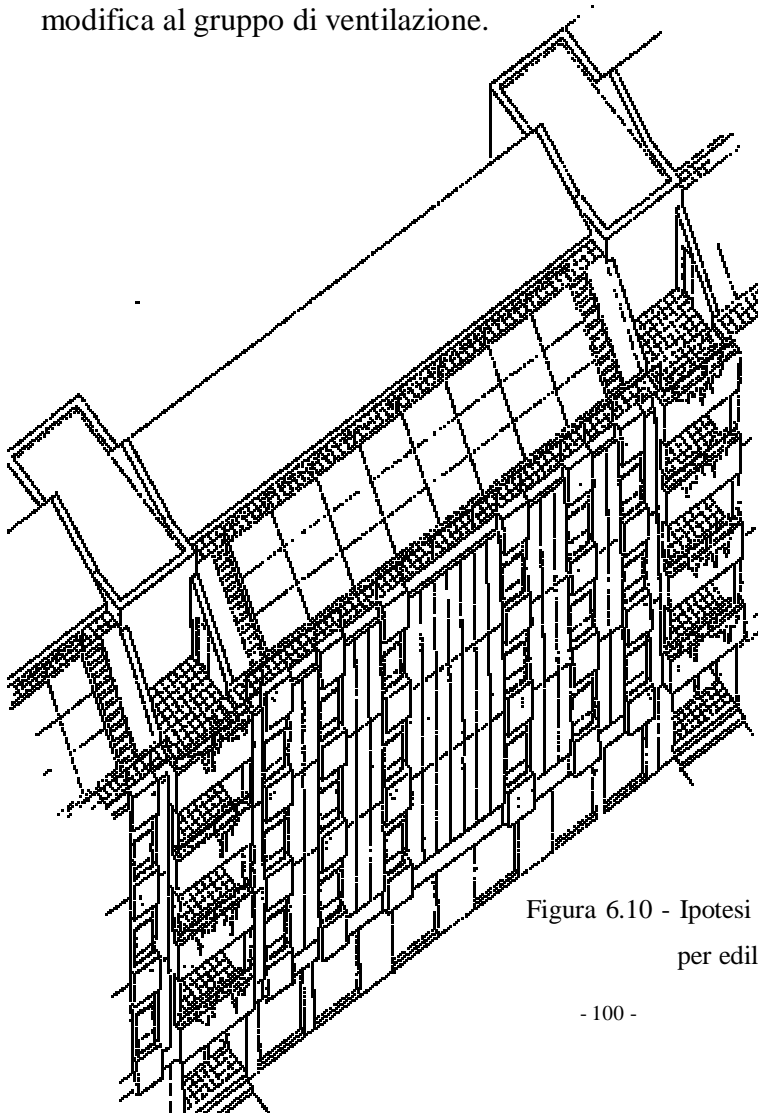


Figura 6.10 - Ipotesi di edificio bioclimatico multipiano per edilizia popolare (ENEA). [1]

Merita infine una citazione l'edificio bioclimatico, a basso consumo energetico ma ben lontano dall'essere indipendente (non ha un sistema di produzione dell'energia elettrica), progettato dall'ENEA e non ancora realizzato: è un edificio tipico di edilizia popolare a quattro piani (fig. 6.10), il cui riscaldamento è affidato a un sistema attivo a pannelli solari, ed un sistema passivo "Barra-Costantini". L'integrazione eventuale del fabbisogno termico è affidata ad una caldaia ad alta efficienza. Il sistema di raffrescamento estivo dispone di una tecnologia *a ciclo aperto* che produce acqua a 10 °C e di una batteria di raffreddamento e deumidificazione dell'aria (fig. 6.11), basate sulla concentrazione e diluizione di una soluzione di cloruro o bromuro di litio. La soluzione povera viene pompata in un collettore solare, dove la frazione acqua evapora in parte; la soluzione così concentrata passa in un contenitore che è assorbitore (nella metà con la soluzione) ed evaporatore (nella metà con acqua pura): l'evaporazione raffredda quest'ultima a circa 5 °C. Alla fine del processo si ottiene acqua a 10 °C che viene utilizzata dalla batteria di raffreddamento/deumidificazione per trattare l'aria entrante (o di ricircolo) nell'edificio.

Una dei progettisti, Stella Harangozo dell'ENEA, ha ricavato da alcune simulazioni il consumo specifico di energia termica di un edificio di questo tipo: 7,2 kWh/m³ annui contro i 13,6 kWh/m³ degli edifici meglio coibentati che vengono costruiti attualmente. Questo progetto può inaugurare una generazione di edifici per un'utenza popolare che può avere problemi di copertura dei costi di gestione.

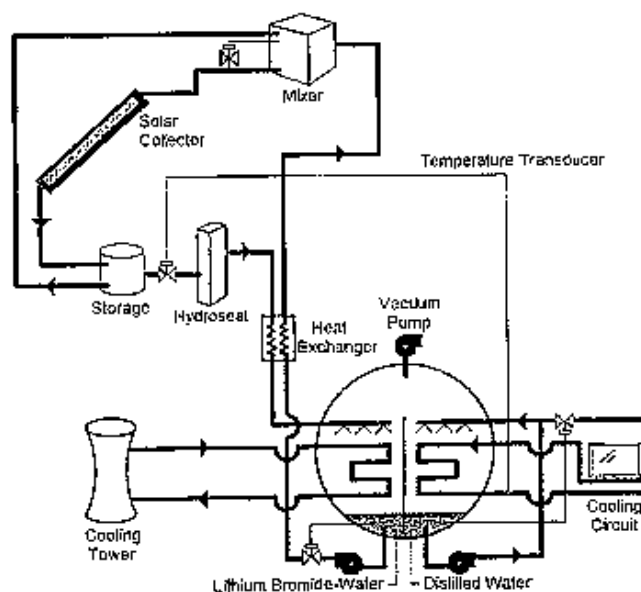


Figura 6.11 - Diagramma del sistema di assorbimento a ciclo aperto dell'edificio ENEA. [1]

6.2 PROFILO DELL'UTENZA E DELLE ESIGENZE ENERGETICHE

Il precedente paragrafo è stata una carrellata di esperienze "sul campo" di edifici dalle prestazioni energetiche superiori: si prosegue ora con uno studio-progetto di massima di un edificio residenziale unifamiliare situato pochi km ad OSO (lat. 40°N) di Potenza, ad un'altitudine di 800 mslm, a ridosso di una scarpata esposta a sud. Lo studio è limitato agli aspetti architettonici ed alle prestazioni energetiche di questo edificio e degli impianti; i dati geografici e climatici sono quelli di Potenza. [5] [64]

L'utenza ipotizzata per l'edificio oggetto della simulazione è un nucleo di quattro persone (un anziano, un minore e due coniugi). In questo paragrafo si quantificheranno le esigenze di energia elettrica e termica (limitatamente all'acqua calda sanitaria) di questa utenza, basandosi su osservazioni statistiche e sulla supposizione di adozione, da parte dell'utenza, di apparecchiature a basso consumo e piccoli accorgimenti finalizzati al risparmio energetico, come ad es. fotoelettriche accoppiate a rilevatori di presenza per lo spegnimento delle lampade fluorescenti, sostituzione delle resistenze elettriche con combustori catalitici di H₂, e fornitura di acqua preriscaldata a lavatrice e lavastoviglie. Gran parte di questi ed altri metodi per ottenere una qualità della vita standard, ma a costi energetici contenuti, sono stati applicati nella casa di Friburgo: in tab. 6.1 è confrontato il consumo elettrico effettivo ed atteso delle applicazioni installate nella casa di Friburgo (utenza di quattro persone), confronto anticipato nel §6.1 ma qui mostrato nelle sue componenti.

**Electrical Consumption of the Household Appliances in the SSSH;
the German Average in 1988 is Given for Comparison**

	Four person household	
	SSSH [kWh/year]	German average [kWh/year]
Lighting	88	380
Refrigerator	110	530
Freezer	110	780
Washing machine	146	380
Dishwasher	62	380
TV	28	220
Small appliances	157	600
Total	701	3270

Tabella 6.1 - Consumi elettrici nella Self Sufficient Solar House di Friburgo (D): è un risultato riproducibile da una qualunque utenza di quattro persone. [Applied Solar Energy, n. 1/95]

Per onestà intellettuale non si può ignorare che l'utenza della casa tedesca è una famiglia di ricercatori, da cui è lecito attendersi un comportamento "energeticamente corretto" nella vita quotidiana: questo effetto non è quantificabile se non in base a considerazioni soggettive. Allora, supponendo una dotazione di apparecchiature paragonabile a quella che ha consumato 701 kWh in un anno, valuto altrettanto l'influenza del suddetto fattore, con la certezza perlomeno di essere pessimista: il consumo elettrico della nostra casetta è fissato (arbitrariamente ma a vantaggio di sicurezza) in 1400 kWh/anno.

Rimandando il calcolo del fabbisogno per il riscaldamento, si vuole ora valutare il consumo annuale di acqua calda (50°C) per usi sanitari e domestici in genere (ad es. alimentazione di elettrodomestici).

Sulla base di statistiche internazionali [13] il consumo di acqua calda a 50°C è di circa 100 litri procapite al giorno (compresa la pulizia di vestiario e stoviglie): il fabbisogno annuo del nostro edificio, ricordando che l'acqua ha un calore specifico di 1,163 kWh/m³°K e che la temperatura dell'acqua di rete è prossima alla media annuale della temperatura dell'aria (circa 12°C a Potenza), si può calcolare tramite l'espressione:

$$Q = 1,15 \cdot [1,163 \cdot 0,4 \cdot (50 - 12) \cdot 365] = 7420 \text{ kWh / anno}, \quad (6.1)$$

dove 0,4 sono i m³ di acqua a 50°C consumati dai quattro utenti ogni giorno, ed 1,15 è un coefficiente forfettario [16] che tiene conto delle dispersioni di varia natura.

E' una quantità notevole, che però non deve impressionare tenendo conto che su un m² di superficie inclinata a 50° verso sud arrivano circa 0,4 MWh/anno: anche con una bassa efficienza dei collettori ce n'è di che provvedere anche al riscaldamento, le cui esigenze saranno stimate al §6.5, con la definizione delle caratteristiche dispersive dell'edificio.

6.3 SOLUZIONI IMPIANTISTICHE ADOTTATE

Le soluzioni dei problemi posti alla premessa (l'intercettazione e la conservazione dell'energia del Sole) sono molteplici, di efficienza e contenuto tecnologico vario, e sono quelle soluzioni di cui abbiamo fatto una parziale carrellata nei primi capitoli. In questa simulazione di casa solare si sono operate delle scelte che rispondono alle esigenze dell'utenza a costi non proprio bassi se non vengono rapportati alle condizioni

al contorno ipotizzate. Essendo infatti disponibile la sola rete idrica, si possono ipotizzare altri allacciamenti a costi di installazione paragonabili, ma che avrebbero costi di esercizio tutt'altro che nulli.

Le scelte tecniche relative ai materiali sono state, per quanto possibile, effettuate nell'ambito di criteri di progettazione bioarchitettonica. L'isolamento termico è stato affidato a materiali quali lana di vetro (spessore 10 cm) per le chiusure esterne e sughero (spessore 6 cm) per il solaio di copertura; le finestrate sono realizzate con materiali isolanti trasparenti; la chiusura di base, avendo grande inerzia termica, è isolata con uno strato di 20 cm di sfere di argilla espansa.

L'acqua calda sanitaria proviene da un serbatoio di 1000 litri provvisto di due scambiatori acqua-acqua e di un combustore catalitico di idrogeno per l'eventuale integrazione. Gli scambiatori fanno capo a due fonti: i 10 mq circa di pannelli solari e il circuito di raffreddamento delle celle a combustibile, che hanno una temperatura di esercizio di 60÷80°C. I pannelli solari sono collettori progettati e realizzati dalla SolarNor di Oslo (vedi §2.1); sono pannelli contenenti particelle ceramiche scure che intrappolano l'acqua calda nelle loro microporosità e la privano di interfaccia con l'aria, permettendo così alla sua temperatura di salire ben oltre i 100°C senza ebollizione. La temperatura di questi pannelli risente poco del ciclo giorno-notte: infatti comincia a scendere solo parecchi minuti dopo il tramonto, proprio grazie all'inerzia termica di queste "spugne ceramiche". Il serbatoio è posto più in alto dei pannelli, cosicché il circuito pannelli-scambiatore-pannelli è percorso dall'acqua per circolazione naturale (a termosifone), mentre le serpentine di rame annegate nei solai sono alimentate da una pompa di piccola potenza (circolazione forzata). Vale la pena osservare che non è più obbligatorio scegliere fra circolazione forzata verso i pannelli o verso i radiatori: mentre in passato si era obbligati a scegliere la posizione relativa del boiler rispetto ai due componenti, oggi è possibile collocare in basso il boiler-serbatoio per avere una circolazione naturale verso i radiatori, e contemporaneamente avere una circolazione naturale del fluido termovettore verso il basso: naturalmente non si tratta di acqua, ma di un fluido bassobollente (solitamente pentano), che evapora nei pannelli e raggiunge il boiler posto anche parecchi metri più in basso grazie a cicli di pressione. Il sistema è realizzato già operativo e si autoregola; è un brevetto del Centro Comune di Ricerca

dell'Unione Europea di Ispra (VA) (fig. 6.12), e le installazioni sperimentali (realizzate dalla società Calor-Confort di Biella) non hanno necessitato finora di manutenzione e funzionano perfettamente, portando il calore del Sole al boiler senza utilizzare forza motrice esterna: l'impianto del Municipio di Moncalieri (TO) ha la caldaia 11 metri più in basso dei pannelli.

Nel caso in esame si è comunque ricorso ad una circolazione forzata verso i radiatori, considerato che l'impianto di riscaldamento è nato per il funzionamento a regime e non gli si richiede potenza: il suo compito è fornire calore all'intera struttura, che si mantiene calda e funziona da volano termico, e per farlo può far circolare l'acqua calda nelle serpentine a temperature non elevate e velocità molto basse.

Il suo intervento è richiesto solo nei mesi più freddi, mentre i pannelli hanno bisogno di vettoriare l'acqua calda praticamente sempre ed a velocità sostenuta: queste sono le considerazioni che hanno risolto ogni dubbio sul componente a cui riservare la circolazione naturale.

Pure per circolazione naturale avviene il trasporto dell'acqua calda dalle celle a

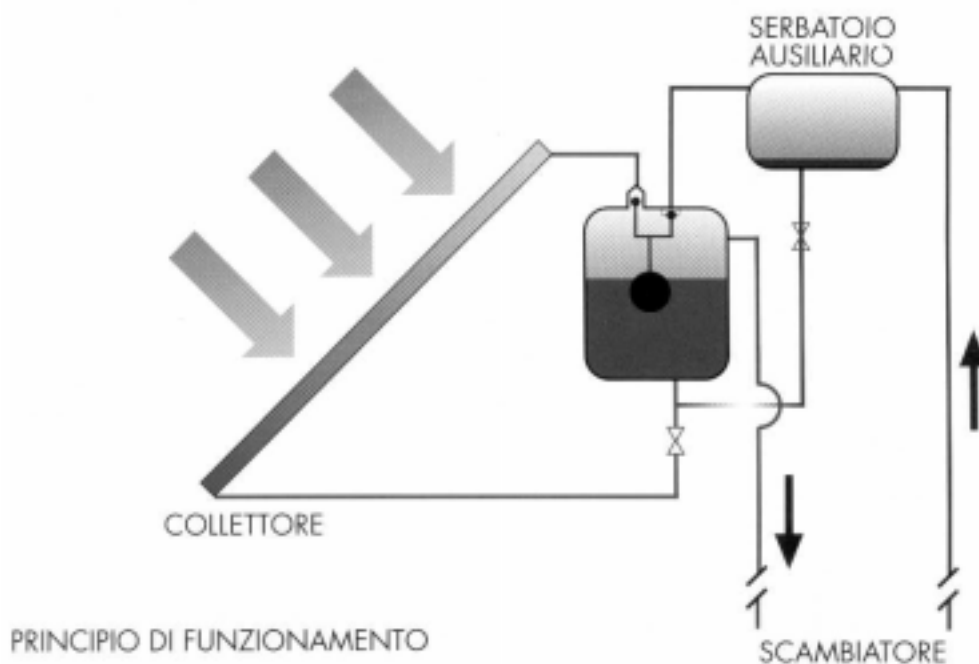


Figura 6.12 - Schema di funzionamento del brevetto dei ricercatori di Ispra: il fluido termovettore, bollendo nei pannelli, crea dei cicli di pressione che lo spingono nelle tubature dirette allo scambiatore, che può avere una posizione qualunque rispetto ai pannelli. [brochure del Centro Comune di Ricerca dell'Unione Europea, Ispra (VA)]

combustibile allo scambiatore del serbatoio; la produzione è però limitata ai periodi in cui le celle a combustibile sono chiamate a produrre elettricità per integrare la produzione delle celle fotovoltaiche (essenzialmente in inverno).

Le celle a combustibile sono del tipo PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*, Cella a combustibile a membrana a scambio protonico), prodotte dall'americana DAIS Corporation: due *stack* da 100 Watt sono in vendita al pubblico a quasi 8000\$ (2x4000\$). In ventiquattr'ore di funzionamento possono produrre, per combustione dell'idrogeno (con ossigeno puro o atmosferico), più di 4 kWh elettrici e circa altrettanti kilowattora termici. L'idrogeno deriva da un serbatoio di 15 mc: qui viene conservato alla pressione massima di 30 bar, dopo essere stato ricavato da elettrolisi dell'acqua in un elettrolizzatore commerciale. L'elettricità fornita all'elettrolizzatore è quella in esubero dei pannelli fotovoltaici: quando questi hanno caricato per intero gli accumulatori da 20 kWh, si dedicano alla produzione di idrogeno ed ossigeno (quest'ultimo va in serbatoio, facoltativo, da 7,5 mc a 30 bar), da utilizzare in inverno,

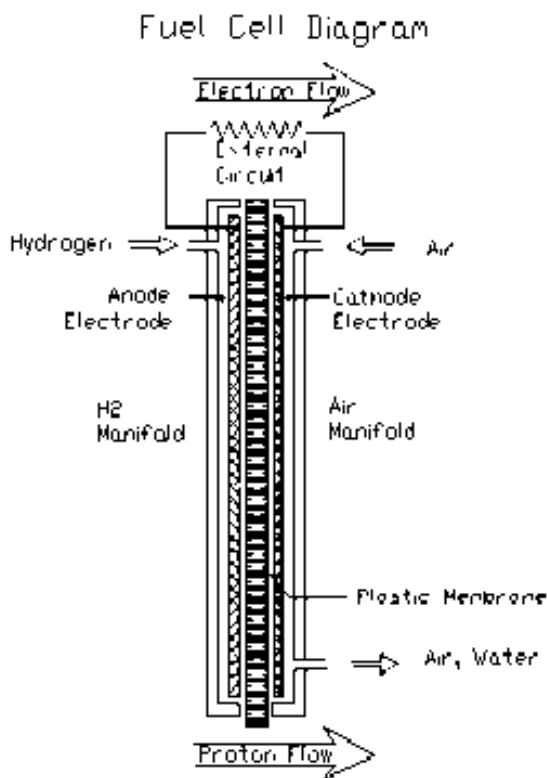


Figura 6.13 - L'unità elementare di cella a combustibile PEMFC. [schema: DAIS]

quando l'irraggiamento solare sarà insufficiente a caricare gli accumulatori. Le celle a combustibile non intervengono a caricare gli accumulatori se non quando il loro stato di carica ha raggiunto $\frac{1}{4}$ della capacità: è bene sfruttare al massimo gli accumulatori, perché il processo elettrolisi-combustione non ha rendimento unitario e comporta perdite sensibili dell'energia raccolta dalle celle.

Le strisce di tegole fotovoltaiche della UNI-SOLAR® (commercializzate in Italia dalla Uflex Trade di Busalla) occupano la fascia superiore della copertura inclinata: sono spesse solo tre millimetri, larghe 305 mm e lunghe 2195 mm, ma possono essere tagliate alla lunghezza desiderata: è uno dei vantaggi

delle celle solari al silicio amorfo (particolari ai §3.1 e 3.2); il loro colore bruno, e la scarsa riflettanza della superficie plastica, le rendono molto simili alle tegole piane più scure. La parte attiva di ogni striscia è larga 13 cm: i restanti 17,5 cm sono una zona di sovrapposizione delle strisce, che possono essere inchiodate alla copertura e cablate nella parte immediatamente a monte. La potenza è di 17 W_p, con uscita di 12 V a circa 1,4 A di corrente; il cablaggio delle strisce è effettuato in modo da conservare il voltaggio di 12 V con cui alimentare gli accumulatori da 20 kWh complessivi. A valle di questi, due linee in corrente continua: una termina in una centralina che smista e stabilizza il flusso di corrente verso l'elettrolizzatore e le prese CC (cui collegare apparecchiature in CC quali frigoriferi, televisori, ecc...), l'altra in un inverter che alimenta le prese in CA con il voltaggio e la frequenza richiesta dalle tradizionali apparecchiature.

Tra le varie strategie di risparmio energetico, le migliori sono quelle che bandiscono le resistenze elettriche, notoriamente poco efficienti: il loro calore è sostituito, ovunque possibile, dai combustori di idrogeno, e le lampade a fluorescenza forniscono luce fredda al costo di pochi Watt.¹⁵

Il serbatoio dell'acqua calda dispone di un combustore di idrogeno che entra in funzione appena la temperatura dell'acqua in uscita è inferiore ai 50°C. Un miscelatore termostatico, posto all'uscita del serbatoio dell'acqua calda, fornisce ai rubinetti (ed alle serpentine del riscaldamento, quando la relativa pompa è in funzione) acqua alla temperatura costante di 50°C; di quest'acqua fanno uso gli apparecchi sanitari, la lavatrice e la lavastoviglie. Questi ultimi apparecchi utilizzano un combustore quando necessitano di una temperatura superiore, o un miscelatore automatico quando basta una temperatura inferiore. Il tubo delle acque grigie, collegato allo scarico di queste ed altre apparecchiature, viene avvolto a spirale intorno al tubo di mandata dell'acqua fredda al boiler, in modo da recuperare parte del calore.

¹⁵ efficienza luminosa delle lampade a incandescenza: 12 lm/W; lampade fluorescenti full-spectrum: 50 lm/W; lampade alogene: 85 lm/W; lampade a vapori metallici: 140 lm/W.

6.4 L'EDIFICIO

La casa solare oggetto della simulazione è stata concepita come un accumulatore termico accoppiato ad una serra esposta a sud (sistema solare passivo), interrato dalla parete nord, in modo da affacciarsi su un grosso volume più caldo dell'aria invernale e più fresco dell'aria estiva (fig. 6.14).

Una grande inerzia termica poteva essere ottenuta solo con una grande massa: perché questa non fosse un costo aggiuntivo, si è scelto di darle funzioni statiche. La struttura è quindi a muratura portante di laterizio alveolare, dalle proprietà di isolante termico, con solai latero-cementizi sopra gli ambienti abitati (tav. 6.3). La chiusura orizzontale di base è una spessa soletta di calcestruzzo alveolare rinforzato con rete elettrosaldata, la cui funzione di accumulatore è salvaguardata da un sottostante strato di argilla espansa; il calcestruzzo diventa pieno ed armato in corrispondenza dei locali tecnici (27 mq netti), che ospitano serbatoi e macchinari di peso notevole, sia al piano terra (27+70 mq netti) che al primo piano (27+40 mq netti). La modesta temperatura dell'acqua delle serpentine di riscaldamento (50°C) può permettere di non considerare le tensioni aggiuntive indotte dall'espansione delle armature dei travetti: comunque, lo spazio fra le spire è riempito di sabbia per permettere l'espansione dei tubi di rame.

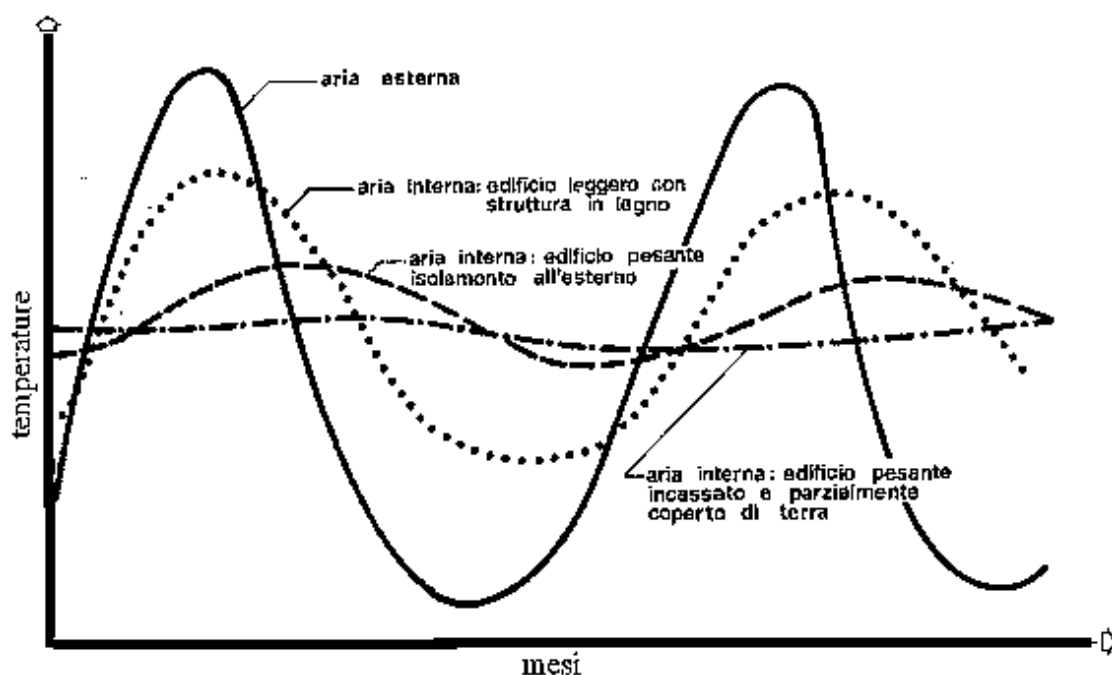


Figura 6.14 - Effetto delle fluttuazioni della temperatura esterna sulla temperatura interna di un edificio privo di impianti: si noti l'effetto tampone del parziale interrimento. [16]

Le chiusure verticali esterne sono costituite, oltre che dal laterizio alveolare, da una barriera al vapore sul lato caldo di uno spesso strato di lana di vetro, che è protetto da un muro di mattoni forati rifinito da intonaco idrorepellente. A questo schema fanno eccezione la chiusura posteriore, che confina con un riempimento di pietrame, e nella quale i mattoni sono sostituiti da calcestruzzo alveolare rinforzato da rete elettrosaldata e l'isolante è argilla espansa mista a malta cementizia (per dare contrasto alla spinta del pietrame), e i muri solari all'ingresso (tav. 6.2), dal doppio vetro (per intrappolare la radiazione che li colpisce) e contenenti una massa di pietre che fanno da accumulatore termico. Fra i due accumulatori si apre l'ingresso, che risulta così protetto dalle correnti d'aria e quindi dalle dispersioni.

La parte anteriore è il cuore della macchina termica che è questo edificio: è un mezzo cilindro¹⁶ di 12 m di diametro, privato della parte anteriore (per ospitare i muri solari) e tagliato da una superficie, parzialmente vetrata, inclinata di 50°. Questa superficie è costituita di tre fasce distinte per funzione, colore e spessore.

La fascia superiore, di tre metri, spessa 20 cm, ospita le tegole fotovoltaiche; la fascia intermedia, di 320 cm, spessa 10 cm, ospita un doppio telaio di profilato termico di alluminio nero, in cui sono inseriti infissi di alluminio vetrati con doppia lastra di materiale isolante trasparente (TIM): gli infissi centrali superiori si possono aprire a compasso verso l'interno con un comando a cavo. Lungo la parte interna delle vetrate corrono le guide delle lamelle a veneziana che possono oscurarle: il comando a distanza può ritrarre le lamelle, distenderle e girarle dalla parte estiva (riflettente verso l'esterno) o invernale (assorbente verso l'esterno e riflettente verso l'interno). La parte inferiore di questa fascia si affaccia sulla parte superiore della copertura di calcestruzzo degli accumulatori a letto di pietre retrostanti i muri solari, che così ricevono ulteriore calore: altro calore lo ricevono dalla fascia inferiore, alta 180 cm e spessa 8 cm, che ospita i pannelli solari e relative tubature, invisibili perché correnti nei pannelli ciechi, di dimensioni e forma diversa dai pannelli, ma con cornici e vetratura simile.

¹⁶ L'involucro cilindrico è l'unico che, durante tutta la giornata, ha una generatrice normale alla direzione dei raggi solari.

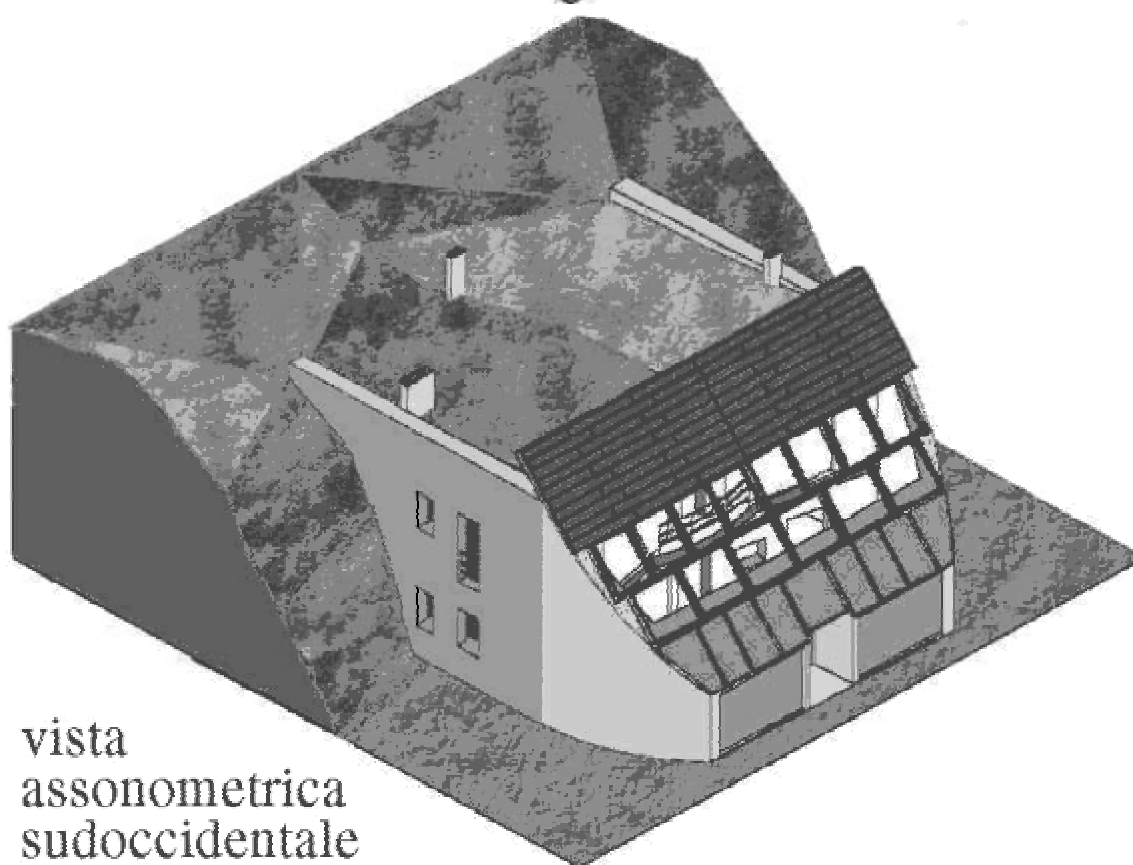
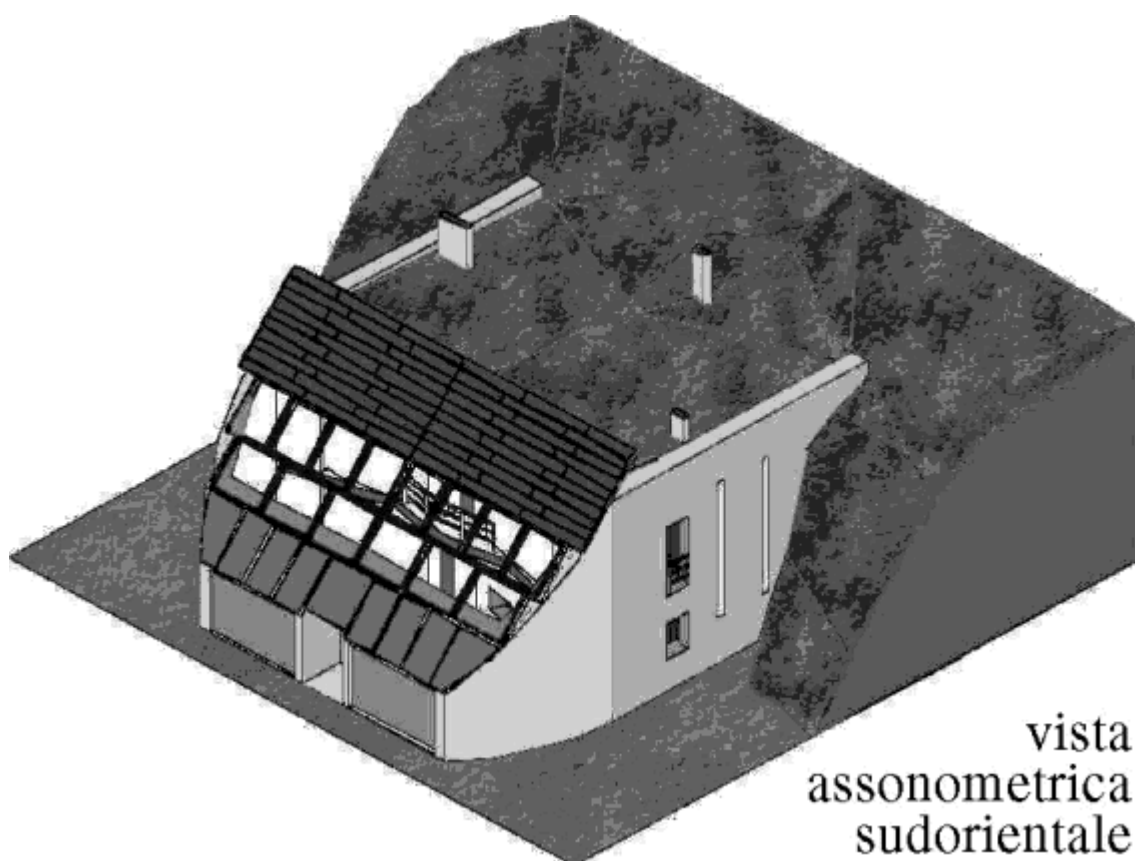


Figura 6.15 - Viste assonometriche della casa solare; la luce è quella di una mattinata estiva.

Non occorre isolare i pannelli posteriormente, proprio perché le dispersioni vanno ad accumularsi nel vano sottostante la copertura di calcestruzzo.

Le aperture nelle chiusure verticali sono di dimensioni adatte al comfort sanitario, luminoso e psicologico dell'utenza, evitando comunque le dispersioni e i ponti termici: a questo scopo l'apertura delle camere da letto al primo piano è priva di balcone e termina con una semplice ringhiera di tubi neri di alluminio. *L'architettura dei cassetti aperti*, attribuita a Neutra e che vanta esempi illustri (la celeberrima *casa della cascata* di F.L.Wright), ha un suo fascino ed ha falciato le fila degli estimatori della pulizia del prospetto privo di aggetti. La validità dei balconi solidali con la struttura è architettonicamente un'opinione ma energeticamente un disastro: un balcone aggettante in continuazione di un solaio si comporta come l'aletta di raffreddamento di un cilindro. Si è calcolato [13] che una soletta aggettante di 1,2 m da un edificio milanese (temperatura media invernale di 5°C e vento ad 1 m/s) disperde quasi 30 W/m: ciò vuol dire che, in una stagione di riscaldamento di 180 giorni, ogni metro di balcone "costa" almeno 118 kWh.

I muri esterni ed i muri portanti poggiano su un graticcio di travi di calcestruzzo armato, fra le quali è posto un vespaio aerato e l'argilla espansa di isolamento.

Posteriormente, fra la scarpata nuda e l'edificio, viene posto del pietrame che alleggerisce la spinta sul muro posteriore e favorisce l'allontanamento delle acque di infiltrazione, tramite un tubo finestrato posto accanto alla base della trave di fondazione.

Sopra il solaio di copertura viene gettato un massetto con pendenza laterale e posteriore del 3%, separato dall'isolante termico (sughero) da uno strato di separazione sabbioso.

Sul sughero è posta una guaina impermeabile ed uno strato di tessuto-non tessuto che evita l'intrusione di radici vegetali; su questo, viene steso uno strato di ciottoli di fiume ed infine uno spessore variabile di terreno di riporto ove si lascia crescere spontanea la vegetazione della scarpata.

Questo pacchetto di copertura è attraversato da quattro "comignoli": lo sfiato estivo (sotto la soletta dei pannelli fotovoltaici), la presa d'aria estiva, e le ventilazioni dei due cavedi. Nel cavedio adiacente alla parete dello spazio tecnico del piano terra sbucca un foro di ventilazione che allontana le eventuali fughe di idrogeno (che è estremamente volatile e non forma miscele esplosive se gli si dà una via di fuga anche minima).

La presa d'aria estiva (fig. 6.16) ha il compito di portare aria al condotto di rete metallica adiacente alla parete di fondo ed al pietrame di drenaggio: questo condotto si affaccia sui locali tecnici tramite aperture (fig. 6.19) che possono essere chiuse, d'inverno, da grandi tappi di sughero. D'estate, quando si presenta la necessità di un raffrescamento delle stanze, i tappi vengono rimossi e l'aria esterna viene richiamata all'interno dell'edificio dall'effetto camino che fa allontanare l'aria calda attraverso lo sfiato estivo. L'aria entrante è rinfrescata dal contatto con il pietrame interrato (che ha temperatura costante pari alla media annuale, poco più di 12°C), e si riproduce in piccolo il meccanismo dei covoli (fig. 4.4).

Lo sfiato estivo viene aperto, appunto, d'estate per allontanare l'aria troppo calda dalla serra-soggiorno (con l'eventuale supporto degli infissi mobili) e dai muri-Trombe che vi si affacciano. Nei vetri dei muri-Trombe è infatti praticata un'apertura nella parte superiore, che d'estate è libera, e d'inverno è chiusa dal fondo di un derivatore che viene fatto scorrere nell'apertura superiore del muro-Trombe.

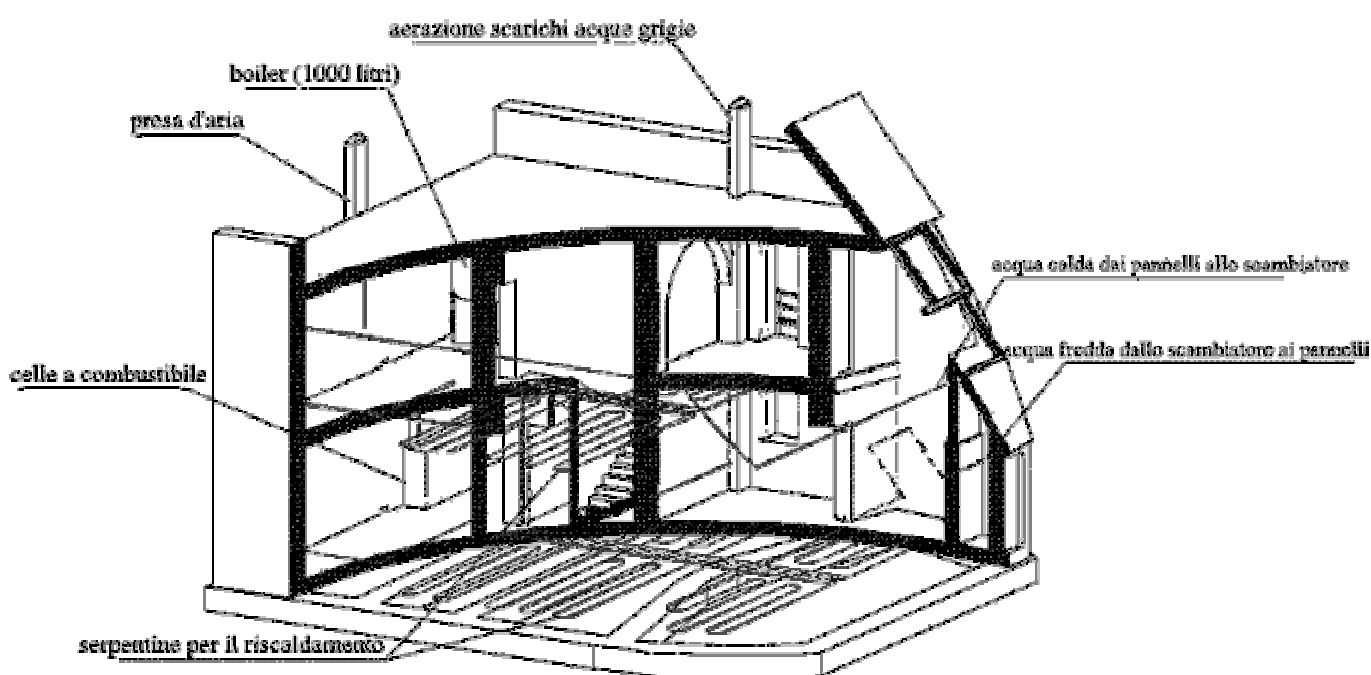


Figura 6.16 – Spaccato assonometrico dell'interno della casa solare. Si notano le tubature provenienti e dirette verso gli scambiatori posti nel serbatoio dell'acqua calda, le serpentine del riscaldamento annegate nei solai, e la distribuzione verso la cucina e i servizi.

Semplicemente girando questo derivatore, si può obbligare l'aria calda che sale nell'intercapedine ad entrare nell'ambiente da riscaldare o ad uscire dall'apertura nel vetro (fig. 6.17).

Si noti che i muri-Trombe si affacciano su un ambiente interno (la serra-soggiorno), ed è quindi ridotto il fenomeno di inversione notturna del flusso d'aria: l'aria si raffredda poco nell'intercapedine e non è necessario prevedere un meccanismo di chiusura delle aperture inferiori del muro, come è indispensabile invece per i classici muri-Trombe che affacciano all'esterno.

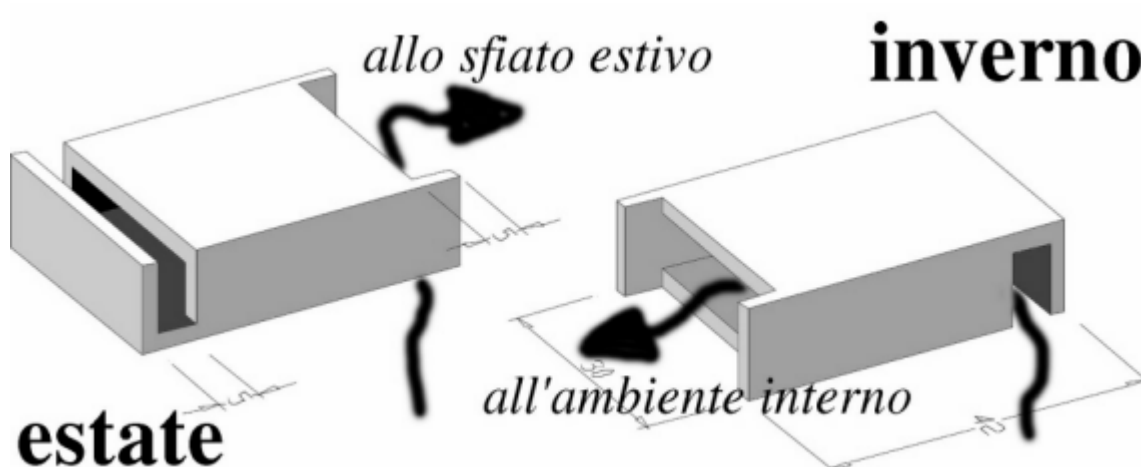


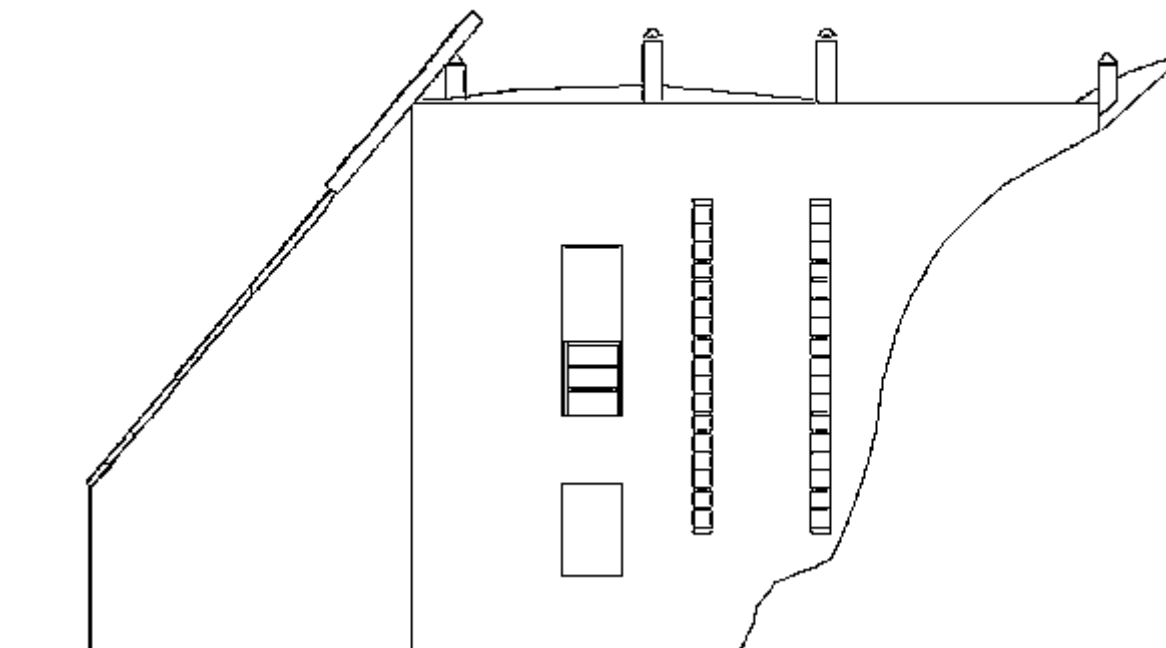
Figura 6.17 - Le posizioni (estiva ed invernale) dei derivatori nelle aperture superiori dei muri-Trombe.

La stessa aletta che d'inverno chiude l'apertura nel vetro, d'estate impedisce all'aria calda di penetrare nell'ambiente retrostante.

Le solette rampanti delle scale poggiano sui solai e sul pianerottolo intermedio: al di sotto di questo e della prima rampa è posto un letto di pietre che fa da massa termica. L'illuminazione delle scale e dei luoghi di passaggio adiacenti è affidata a due aperture, vetrate con doppio vetrocemento, che vanno dal pianerottolo al solaio di copertura (fig. 6.18). Il corridoio del primo piano è illuminato da un balconcino che affaccia sul soggiorno.

L'altezza fra il pavimento e il soffitto è di 280 cm, per limitare la cubatura da riscaldare e la superficie disperdente dell'edificio (fig. 6.19).

prospetto EST



prospetto OVEST

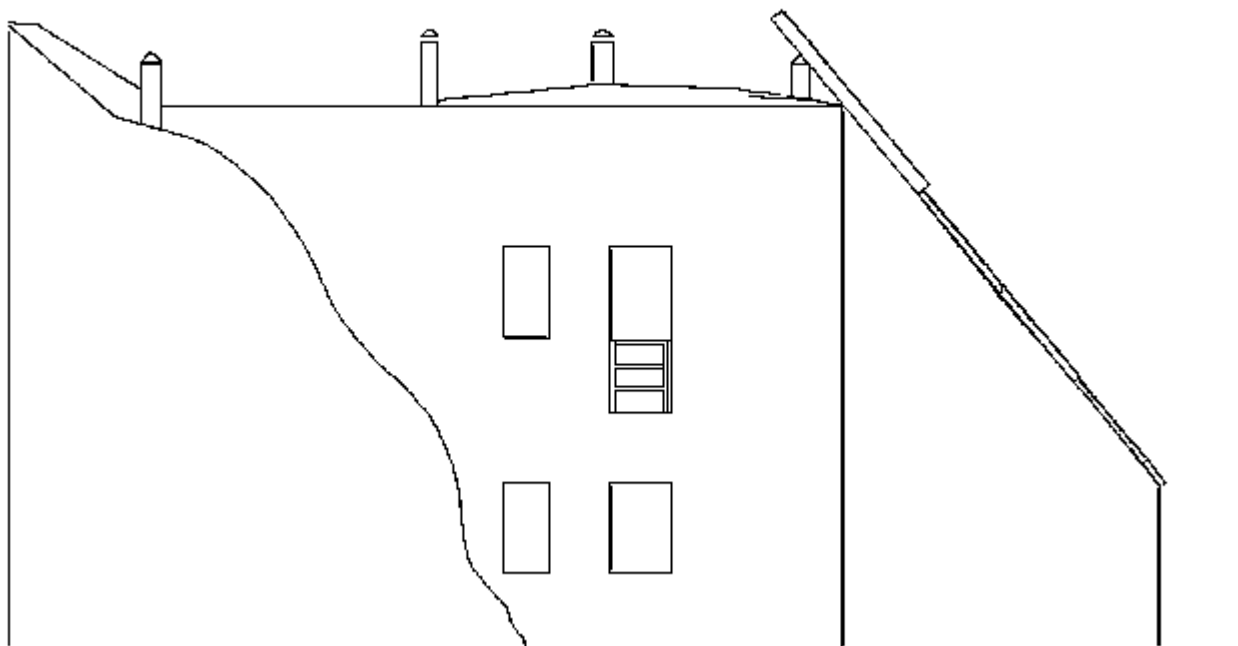
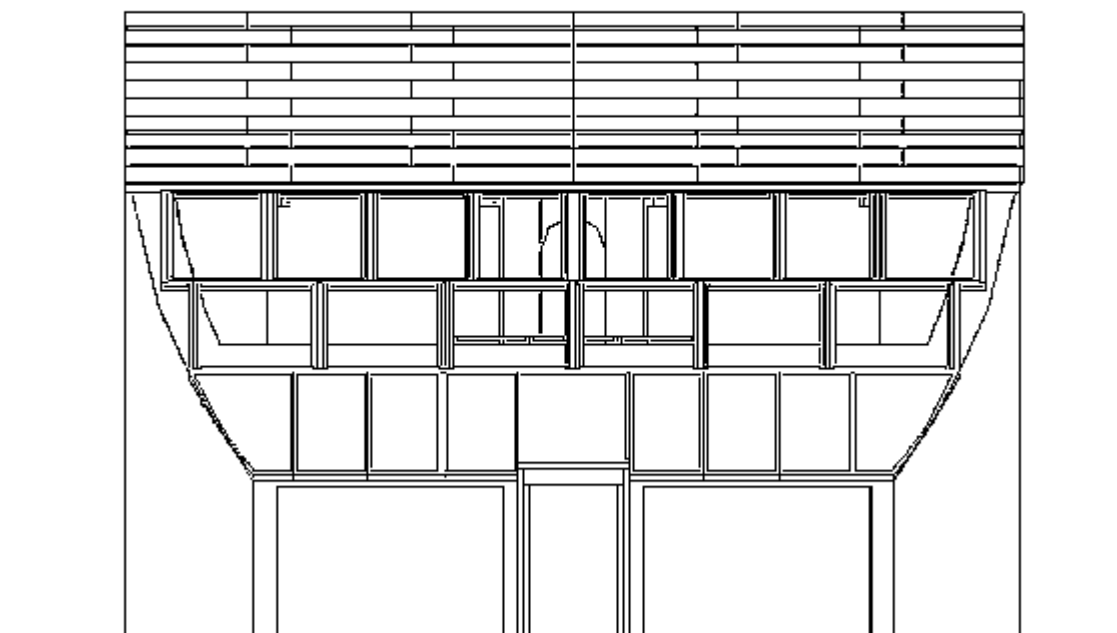


Figura 6.18 - Prospetti laterali.

prospetto SUD



sezione mediana Nord-Sud

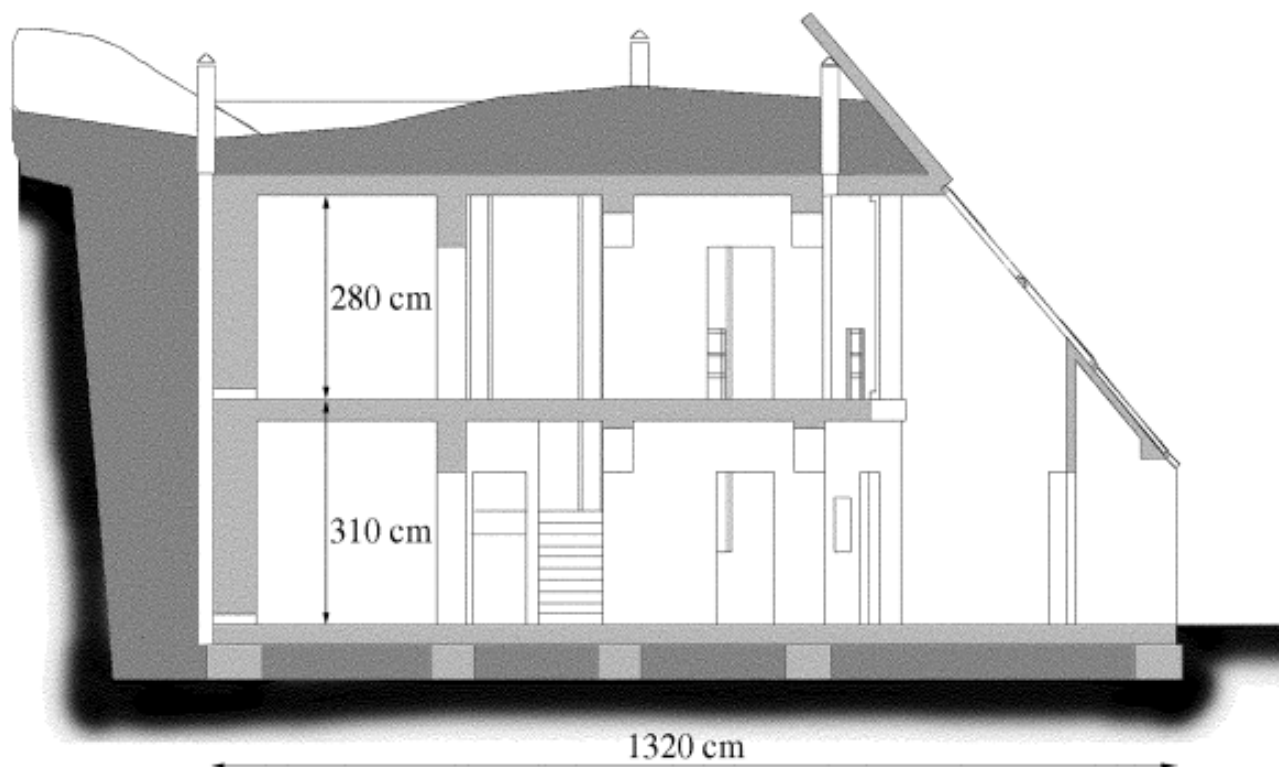


Figura 6.19 - Prospetto frontale e sezione sull'asse dell'ingresso.

6.5 CALCOLO DELLE CARATTERISTICHE TERMICHE DELL'EDIFICIO

Prima di affrontare il calcolo di massima delle caratteristiche termiche dell'edificio, e quindi della quantità di energia richiesta per conservare al suo interno la temperatura di progetto durante i 183 giorni del periodo di riscaldamento (per Potenza, dal 15 ottobre al 15 aprile, 2472 Gradi Giorno¹⁷, zona climatica E [DPR 412/93]), faccio un elenco delle principali approssimazioni che lo semplificheranno.

La temperatura interna di progetto è di 20°C; i locali tecnici non sono riscaldati e vi viene tollerata una temperatura inferiore (che comunque non sarà più bassa dei 12°C costanti del terreno retrostante), ma ai fini del calcolo della dispersione termica dell'edificio si considerano anche questi a 20°C (condizione penalizzante). L'area (circa) triangolare interrata delle pareti laterali e la parete posteriore sono considerate a diretto contatto con un corpo, di inerzia termica infinita, a 12°C: la differenza di temperatura è qui costante e pari a 8°C.

Tutti gli effetti di ponte termico attraverso la chiusura di base ed il solaio di copertura (che lateralmente terminano comunque prima dell'isolante termico) sono portati in conto estendendo la superficie radiante fino alla loro estensione reale (oltre la parte che si

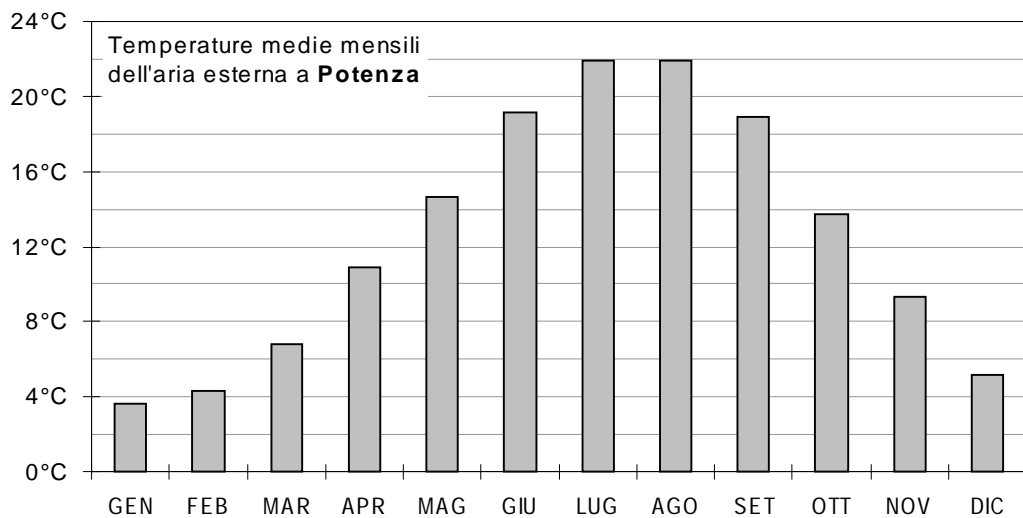


Figura 6.20 – Grafico delle temperature esterne mensili a Potenza (dati UNI).

¹⁷ $GG = \sum_{i=1}^n (\vartheta_i - \vartheta_e)$, dove n è il numero di giorni del periodo di riscaldamento, ϑ_i è la temperatura interna di progetto (costante), e ϑ_e è la temperatura esterna nel giorno i-esimo.

affaccia all'interno); allo stesso scopo, per il calcolo della dispersione delle aree finestrate (serra compresa, vetrocemento escluso), viene estesa la superficie vetrata (in doppia vetrata TIM con intercapedine di aria di 5 cm) a tutta l'apertura, senza mazzetta né infisso; i sistemi di oscuramento (isolanti e riflettenti) vengono ritenuti capaci di dimezzare la dispersione nelle ore notturne, il che permette di ridurre del 25% la dispersione calcolata per le aperture.

La dispersione per ricambio d'aria è considerata compensata dal recupero di calore dalle acque grigie: quindi quest'ultimo non sarà conteggiato fra i guadagni termici al §6.6.

I contenitori (masse termiche) di laterizio alveolare e calcestruzzo, con letti di pietre, retrostanti i pannelli ed i muri solari del prospetto sud vengono considerati, insieme all'ingresso e relativo ponte termico, a bilancio termico nullo (dispersione uguale al guadagno): vale lo stesso discorso del ricambio d'aria. Durante il periodo di riscaldamento, ciascun tipo di superficie disperde:

$$Q_s = K_s \cdot \Omega_s \cdot GG \quad Wh, \quad (6.1)$$

dove GG a Potenza vale 2472, Ω_s è l'area e K_s è la trasmittanza unitaria (inverso della resistenza termica unitaria), cioè la dispersione dell'unità di superficie per °K di differenza. Sommando i prodotti $K \cdot \Omega$ delle varie superfici, si ottiene la dispersione termica dell'edificio per ogni Grado Giorno (o trasmittanza globale). Il valore di GG per le aree triangolari interrate dei muri laterali è dato dal prodotto $183 \cdot (20-12)^\circ C = 1464$, dove 183 è il numero di giorni del periodo di riscaldamento.

Il solaio di copertura è calcolato come interrato tramite la formula dell'UNI 7357 FA3 (A.4.) [64], considerando $s = 0,7$ m come spessore del terreno sovrastante:

$$\text{trasmittanza solaio di cop.: } K = \frac{1}{0,14 + R_p + \frac{s}{1,9}} \quad (R_p \text{ resistenza del solaio in } m^2 \circ K/W).$$

Il massetto a pendio ha spessore medio di 3 cm. Vengono trascurate le resistenze termiche degli strati non vetrosi più sottili di 2 cm. La temperatura del terreno sottostante la chiusura di base è ben lontana dall'essere costante: si suppone che segua l'andamento della temperatura esterna.

Per le superfici che affacciano su aria si aggiunge una resistenza superficiale, che per le superfici trasparenti dipende, all'interno, dalla loro emissività ϵ :

	componenti opachi	componenti trasparenti
resistenza superficiale interna (m^2K/W)	0,04	0,04
resistenza superficiale esterna (m^2K/W)	0,13	$\frac{1}{3,6 + \frac{4,4 \cdot \epsilon}{0,837}}$

fanno eccezione le intercapedini, di cui si considera la sola resistenza termica dell'aria ferma ($s/0,026$); non dispongo del dato sull'emissività della lastra TIM, e la assumo pari a quella del vetro basso emissivo (0,15; vetro normale: 0,837).

Stabilite le approssimazioni, ed acquisiti i dati relativi alle conduttività dei materiali, si può calcolare la trasmittanza unitaria di ogni chiusura e compilare una tabella per il calcolo della trasmittanza globale dell'edificio (tab. 6.2); le caratteristiche termiche dei materiali (particolari in tav. 6.2) sono tratte dall'UNI 10355.

chiusura	resistenza superficiale esterna	intonaco esterno	strato esterno	strato intermedio	strato interno	intonaco interno	resistenza superficiale interna	resistenza chiusura	trasmittanza unitaria (W/m^2K)	coefficiente oscuramento notturno	superficie complessiva	trasmittanza globale (W/K)	
muro esterno	0,040	0,029	0,200	2,174	1,852	0,057	0,130	4,48	0,22	1,00	60,08	13,41	
finestre (TIM)	0,040		1,250	1,923	1,250		0,228	4,69	0,21	0,75	34,94	5,59	
vetrocemento	0,040		0,080	1,923	0,080		0,125	2,25	0,44	1,00	2,20	0,98	
solaio di copertura (lat.cem.)			1,395	0,033	0,351	0,057	0,130	1,97	0,40	1,00	86,70	35,03	
solaio di copertura (c.a.)			1,395	0,033	0,236	0,057	0,130	1,85	0,42	1,00	35,70	15,13	
chiusura di base (cls.alv.)			2,222	0,800	0,077		0,130	3,23	0,31	1,00	101,10	31,31	
chiusura di base (c.a.)			2,222	0,189	0,077		0,130	2,62	0,38	1,00	35,70	13,64	
le trasmittanze in grassetto sono convenzionali (UNI 7357)											$\Sigma K \cdot \Omega =$	115,08	W/K
superfici che si affacciano su terreno a 12°C costanti													
muro posteriore			0,400	1,111	1,852	0,057	0,130	3,55	0,28	1,00	64,02	18,03	
aree triangolari laterali		0,029	0,200	2,174	1,852	0,057	0,130	4,44	0,23	1,00	62,54	14,08	
											$\Sigma K \cdot \Omega =$	32,12	W/K

Tabella 6.2 – Calcolo delle trasmittanze delle chiusure della casa solare.

Per calcolare la dispersione della casa solare oggetto della simulazione durante l'intero periodo di riscaldamento, si sostituiscono nella 6.1 le sommatorie delle trasmittanze globali, abbinandole ai rispettivi GG:

$$Q = 115,08 \cdot 2472 + 32,12 \cdot 1464 = 331732 \text{ Wh} = 332 \text{ kWh. (6.2)}$$

6.6 CALCOLO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E DI ACQUA CALDA SANITARIA

L'energia elettrica per le esigenze delle quattro persone che abitano la casa solare proviene integralmente dalle celle fotovoltaiche al silicio amorfo *triple-junction* poste sulla copertura inclinata (50°) esposta a sud.

La potenza complessiva delle 60 strisce di colore bruno è di 1020 W_p : i 3 kW di potenza a disposizione degli impianti elettrici (uno a CC ed uno a CA) provengono dagli accumulatori, capaci di 20 kVAh.

I dati dell'irraggiamento solare in tab. 1.3 (in MJ/m^2 : 1 MJ=277,77 Wh) vanno corretti, mese per mese, con il fattore di inclinazione che spetta alla copertura inclinata di 50° (tab. 6.3).

Fattore di inclinazione medio mensile della radiazione diretta per superfici inclinate di 50° alla latitudine di $40^\circ N$											
GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE
2,42	1,86	1,38	1,00	0,78	0,70	0,74	0,90	1,21	1,69	2,26	2,62

Tabella 6.3 - Valori mensili del coefficiente \bar{R}_b a Potenza per la superficie inclinata dell'edificio. [5]

Calcolati $R_d=0,82$ e $R_r=0,05$ (albedo media: $\rho=0,3$), e sommando, mese per mese, i valori dell'energia solare diretta, diffusa e riflessa (tab. 6.4) si ottiene, tramite la 1.13, l'energia annuale media che colpisce un mq di celle:

$$\bar{G} = 5884 MJ/m^2\text{anno} = 1634 kWh/m^2\text{anno}. \quad (6.3)$$

L'energia elettrica che si può ricavare durante l'anno dipende dall'efficienza di conversione delle celle fotovoltaiche. Ogni striscia di dimensioni 2195x305 mm ha una

	GENNAIO		FEBBRAIO		MARZO		APRILE		MAGGIO		GIUGNO	
	B	D	B	D	B	D	B	D	B	D	B	D
R	2,42	0,82	1,86	0,82	1,38	0,82	1	0,82	0,78	0,82	0,7	0,82
al giorno	7,26	2,46	8,93	3,36	10,35	4,51	10,90	5,66	11,08	6,31	12,39	6,23
al mese	225,06	76,26	252,22	94,98	320,85	139,81	327,00	169,74	343,36	195,73	371,70	186,96
	LUGLIO		AGOSTO		SETTEMBRE		OTTOBRE		NOVEMBRE		DICEMBRE	
	B	D	B	D	B	D	B	D	B	D	B	D
R	0,74	0,82	0,9	0,82	1,21	0,82	1,69	0,82	2,26	0,82	2,62	0,82
al giorno	14,06	5,74	14,31	5,33	13,43	4,67	12,00	3,61	9,27	2,62	7,34	2,21
al mese	435,86	177,94	443,61	165,23	402,93	140,22	371,97	111,85	277,98	78,72	227,42	68,63

somma dei contributi mensili della radiazione diretta, diffusa e riflessa: $\bar{G} = 5884,16 MJ/m^2\text{anno} = 1634,44 kWh/m^2\text{anno}$

Tabella 6.4 – Valori dell'energia solare mensile media (a Potenza) su superficie esposta a sud ed inclinata di 50° .

parte attiva larga 13 cm (0,279 mq) che dà una potenza di punta di 17 W, quindi la potenza specifica è $17/0,279=60,93 \text{ W}_p/\text{m}^2$, potenza raggiungibile in condizioni standard (§3.2) con irraggiamento di $1000 \text{ W}/\text{m}^2$: si ottiene

$$\eta_{fv} = \frac{60,93}{1000} = 0,061 = 6,1\% ; \quad (6.4)$$

è un'efficienza bassa, anche per celle al silicio amorfo, ma i vantaggi di cui ho già scritto, e lo scarso costo della superficie su cui installarle (che ha funzione principale di copertura, non di supporto alle celle), fanno di queste *tegole fotovoltaiche* il meglio di quanto offre il mercato (a mio parere).

Questa stessa percentuale è la quantità di radiazione solare incidente che i 16,74 mq di celle trasformano in energia elettrica:

$$Q_{el} = 1634 \cdot 16,74 \cdot 0,061 = 1669 \text{ kWh}_{el}/\text{anno}. \quad (6.5)$$

Il calcolo della produzione di acqua calda è un po' meno deterministico: i produttori norvegesi (SolarNor) non forniscono dati di efficienza per i loro pannelli solari, ma asseriscono che ogni mq di pannello è capace di produrre 500 kWh_t l'anno, si suppone alla latitudine di Oslo (circa 60° N), cui l'Atlante Europeo della radiazione solare attribuisce $3 \text{ kWh}/\text{m}^2$ al giorno, su superficie inclinata di 60° : si può stimare l'energia solare annua incidente sui pannelli, montati su un tetto di Oslo dall'inclinazione pronunciata (come è tipico dei paesi nordici), in $1096 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{anno}$.

L'efficienza dei pannelli SolarNor può essere stimata, quindi, in

$$\eta_t = \frac{500}{1096} = 0,46 = 46\% , \quad (6.6)$$

abbastanza elevata, più o meno quanto ci si poteva aspettare.

Inserendo il nostro dato dell'energia solare incidente si ottiene, per i 10,8 mq di pannelli installati nella fascia bassa della copertura inclinata, uno scambio termico di

$$Q_t = 1634 \cdot 10,8 \cdot 0,46 = 8051 \text{ kWh}_t/\text{anno}. \quad (6.7)$$

6.7 BILANCIO ENERGETICO ED ECONOMICO

Il confronto fra i consumi presunti (§6.2, §6.5) e la produzione energetica calcolata (§6.6) porta a stilare un bilancio energetico positivo per la casa solare oggetto della simulazione.

Pur con tutte le approssimazioni (a sovrastimare i consumi) viste nei paragrafi precedenti, il complesso degli impianti e degli accorgimenti costruttivi adottati per questa casa dovrebbe garantire la copertura delle esigenze energetiche dell'utenza: a fronte di un fabbisogno elettrico annuo di 1400 kWh, le celle fotovoltaiche raccolgono, in base alla loro efficienza ed ai dati dell'irraggiamento, 1669 kWh ogni anno, con un surplus che dovrebbe garantire dalle perdite dei vari componenti elettrici, elettrochimici ed elettronici. Si ricordi che nessun kWh va sprecato in periodi di scarsa richiesta, grazie al ciclo dell'idrogeno (§3.4).

Le esigenze di acqua calda, per tutti gli usi, portano a un "conto energetico" di 7752 kWh annui, di cui 7420 kWh di acqua calda sanitaria (comprensivi, come specificato al §6.2, del 15% di perdite che la pratica ritiene inevitabili) e soli 332 kWh per il riscaldamento (grazie alle superiori prestazioni dei materiali viste al §6.5): è un conto che non lascia debiti, grazie ai 10,8 mq di pannelli solari che forniscono 8051 kWh l'anno all'acqua che vi circola.

E' un margine ancora più confortante, se si tiene conto degli apporti solari gratuiti attraverso le chiusure: trascurando muri, finestre e balconi, ed il contributo dei muri solari (per quanto detto al §6.5), attraverso la sola serra (doppio vetro di PoliMetilMetAcrilato) entra energia solare per

$$Q_s = \bar{G} \cdot A_v \cdot \bar{g} = 1634 \cdot 25 \cdot (0,81)^2 = 26802 \text{ kWh}/\text{anno}^{18}, \quad (6.8)$$

dove i 25 mq di vetratura sono depurati (forfettariamente) dell'area degli infissi.

Uno studio più approfondito potrebbe quantificare i kWh che vengono riflessi all'esterno e quelli distribuiti all'interno dai tre muri-Trombe sulla parete di fondo della

¹⁸ $\bar{g}=0,81$ è trasmittanza solare totale media del singolo vetro PMMA (fonte: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme [Applied Solar Energy, n.1/95]): è una media dei valori ottenuti per vari angoli di incidenza.

IMPIANTI SOLARI

componente	W_p/mq	LIT/Watt	LIT/Wh	LIT/mq	superficie	prezzo (senza IVA)	prezzo (LIT 1997) (compresa IVA 10%)
strisce di tegole UniSolar SHR-17	60,93	20.118		1.225.806	16,74	20.520.000	22.572.000
accumulatori 20 kVAh			250.000			5.000.000	5.500.000
inverter 3kVA						8.000.000	8.800.000
convertitori DC/DC, apparecchiature di controllo, ecc...							7.000.000
celle a combustibile (2x100 W) + accessori		70.000 (\$USA=1750LIT)				14.000.000	17.500.000
serbatoio di idrogeno (15 mc)							10.000.000
serbatoio di ossigeno (7,5 mc)							6.000.000
pannelli solari SolarNor				337.500 (Cor.Norv.=270LIT)	10,8	3.645.000	4.009.500
totale LIT							81.381.500

IMPIANTI TRADIZIONALI

componente	LIT/km	km	prezzo (senza IVA)	prezzo (LIT 1997) (compresa IVA 10%)
contributo utente per linea elettrica (3 km)	4.433.333	3		13.300.000
contributo utente per allacciamento metano (3 km)	4.433.333	3		13.300.000
totale LIT				26.600.000

	LIT/kWh	kWh/anno	prezzo annuo (LIT 1997)
metano	101	7752	782.952
elettricità	480	1400	672.000
totale annuo LIT			1.454.952

Tabella 6.5 – Valutazione dei prezzi per gli impianti solari e gli impianti tradizionali. In grassetto, i prezzi estrapolati da componenti simili. In corsivo, quelli gravati da IVA ridotta.

serra; la conservazione di questa energia è affidata alla notevole inerzia termica dell'edificio, che d'estate si riscalda fino a 24°C (oltre, interviene l'utenza con il sistema di raffrescamento visto al §6.4), per poi cedere energia agli ambienti nei mesi invernali. Non è da sottovalutare, inoltre, il contributo dello scambiatore collegato alle celle a combustibile, che però porta acqua calda al serbatoio solo quando la scarica degli accumulatori rende necessario l'intervento delle apparecchiature che riconvertono idrogeno ed ossigeno in elettricità e calore (temperatura operativa: circa 70°C). Questo apporto si potrebbe valutare con buona approssimazione solo impostando una simulazione del ciclo di carico-scarico del serbatoio di idrogeno, seguendo il bilancio energetico consumo-produzione di energia elettrica giorno per giorno: un interessante esempio (il ciclo dell'idrogeno per le utenze dell'isola di Vulcano) è consultabile in [51]. Se il bilancio energetico soffre di grossolane approssimazioni, solo in parte attutite dal largo sopravanzo stimato, la compilazione di un rigoroso bilancio economico sfugge ad ogni tentativo di calcolo appena attendibile, soprattutto per l'aleatorietà dei prezzi al

pubblico di molti componenti che, lungi dall'averne un mercato, sono spesso ancora relegati ai laboratori, e la loro applicazione ha ancora il carattere della sperimentazione; non va dimenticato, inoltre, che l'evoluzione del prezzo dei combustibili (costi ambientali a parte) è ancora più imprevedibile, e rende oltremodo soggettiva la definizione dei costi di gestione di un impianto tradizionale (si pensi alle "bolle" di ribasso e di rialzo dovute ad eventi geopolitici).

Volendo tentare comunque una valutazione sulla convenienza economica di una residenza energeticamente indipendente, e tenendo conto dell'IVA al 10% applicata ai manufatti per fonti energetiche rinnovabili (DPR 633/72), in tab. 6.5 indicherò in grassetto le cifre basate sull'estrapolazione di prezzi di componenti simili (ad es., un serbatoio d'idrogeno trattato come un grande contenitore stagno coibentato), augurandomi di sopravvalutare a compenso delle sottovalutazioni, ed ipotizzerò un raddoppio del prezzo reale del metano e del kWh elettrico fino al 2010, corrispondente ad un aumento del 5,9% annuo, per 12 anni, oltre il **tasso ufficiale di sconto (TUS)**.¹⁹

Nell'ipotesi (pessimistica) che i costi di manutenzione siano identici, questi non vengono conteggiati fra i costi di gestione, che per gli impianti della casa solare si riducono ai soli costi finanziari (che possono anche non esistere, come vedremo). Non si considerano fra i costi iniziali, invece, il serbatoio coibentato da 1000 litri (e relativi meccanismi elettromeccanici) né la caldaia a metano più boiler, che ritengo di prezzo equivalente, né i materiali impiegati: l'edificio conserva le stesse caratteristiche termiche nei due casi a confronto, il che abbatte di molto i costi prevedibili per il combustibile di un impianto tradizionale.

A questo proposito, occorre ricordare che la maggioranza degli impianti con caldaie a metano non riescono a trasferire all'acqua più dell'85% del potere calorifico del combustibile, il che vuol dire che da un mc di metano non si ricavano le 9,2 Mcal dichiarate dalla bolletta ITALGAS, ma 7,8 Mcal, pari a 9,1 kWh, al costo di £919

¹⁹ Ciò vuol dire che, ad esempio, il kWh elettrico, attualmente venduto a £480 (tasse comprese), costerebbe nel 2010 £960 ad inflazione nulla, e £1661 ad inflazione fissa al 5% (quindi, in entrambi i casi, £960 in LIT 1997) (secondo la nota formula del montante $M=C(1+i)^k$, con i tasso e k numero di anni).

(tasse comprese), limitatamente all'uso domestico (IVA al 10%, DPR cit.)²⁰.

Il kiloWattora da metano viene a costare, quindi, circa £101; il kiloWattora elettrico, invece, circa £480 (sempre tasse comprese, IVA al 20%).

La distribuzione dell'acqua calda e dell'elettricità è un costo comune (o poco differente) all'impianto solare e tradizionale, ed è anch'essa ignorata.

Supponendo che il capitale da investire sia disponibile, ed ipotizzando un tasso di inflazione pari al TUS (5%) ed un interesse (mancato) sul capitale del 3% annuo (cioè ogni deposito si svaluta del 2% l'anno) si ha un "costo" finanziario negativo, quindi un guadagno in termini di valuta reale del 2% annuo per entrambi gli investimenti.

Convien quindi investire, a disponibilità, l'intera cifra, a meno che non si disponga di un rendimento sul capitale ben superiore al TUS (fondi, obbligazioni, ecc...)²¹.

Trascurando eventuali interessi sulle cifre che vanno a coprire i costi di gestione degli impianti tradizionali (si suppone che l'utente non ne sia ancora in possesso al momento dell'investimento iniziale), si possono allora costruire due curve *costi attualizzati-tempo*: quella dell'impianto solare (decescente del 2% annuo), e quella dell'impianto tradizionale, che cresce ogni anno di una quantità pari ai costi di gestione (che aumentano del 5+5,9% l'anno) meno il 2% dell'investimento iniziale (vedi tab. 6.5).

Dall'intersezione delle due curve si deduce il *pay-back time* dell'investimento solare rispetto al tradizionale (fig. 6.21), che nel quadro globale delle ipotesi elencate è pari a circa 29 anni. Ciò è dovuto essenzialmente ai bassi consumi (isolamento termico elevato ed apparecchiature elettriche ad alta efficienza), che rendono i costi di gestione dell'impianto tradizionale notevolmente più bassi di quelli di una normale residenza: nel confronto con questa, il *pay-back time* dovrebbe abbassarsi di qualche anno.

La vita media degli impianti solari è comunque intorno ai trent'anni, per cui l'investimento in impianti solari si può considerare remunerativo, almeno globalmente: una disaggregazione dell'investimento in solare termico e fotovoltaico porterebbe ad un

²⁰ La tariffa per uso riscaldamento, per deliberazione dell'autorità per l'energia elettrica e il gas, è diminuita di 12,8 £/mc a partire dall'1/5/98: ai fini di questi conti, si suppone l'esistenza di una tariffa unica.

²¹ Il costo del denaro, per chi chiede un finanziamento ad un istituto di credito, è solitamente almeno 3÷5 punti superiore al TUS.

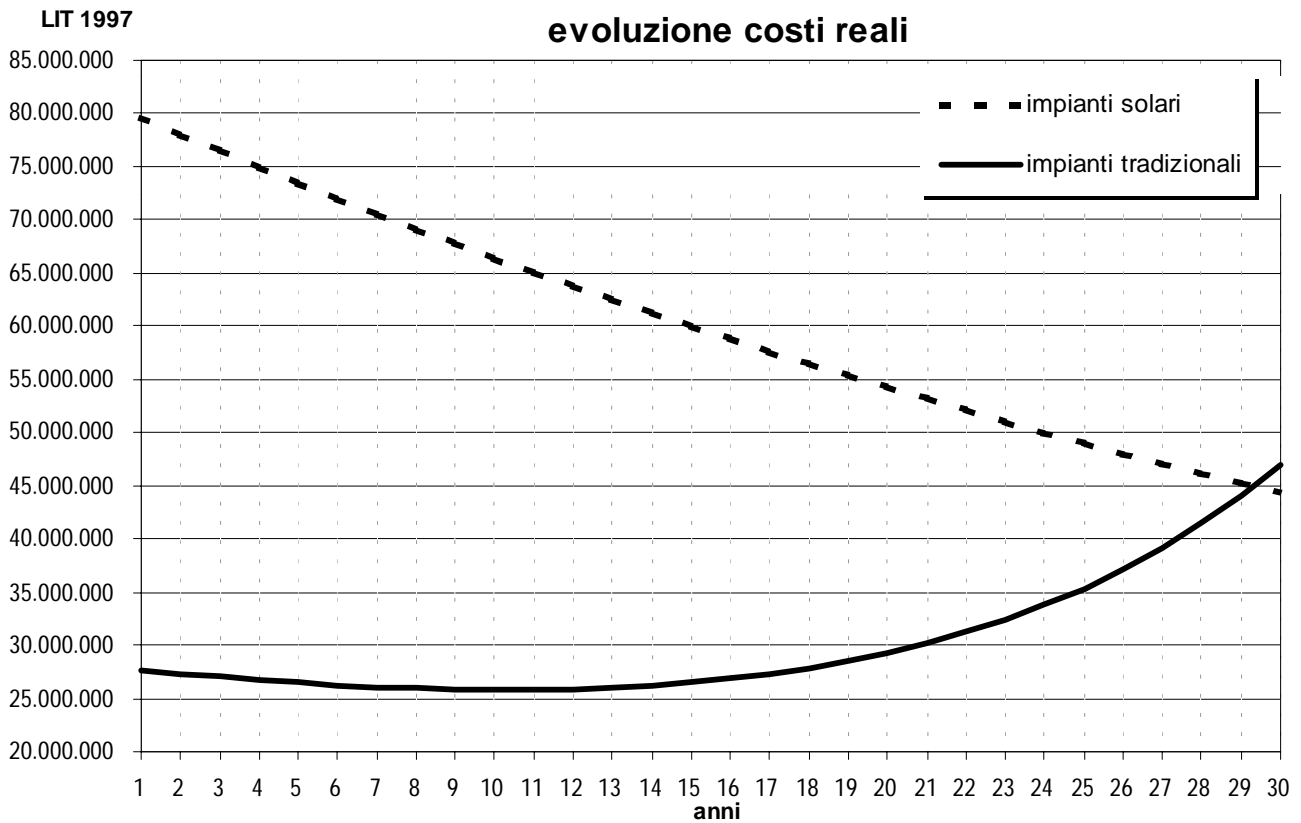


Figura 6.21 – Valutazione grafica del *pay-back time* dell'investimento in impianti solari rispetto al collegamento con le reti (a 3 km di distanza).

pbt basso per il primo e molto alto per il secondo (sicuramente oltre la vita dell'impianto e, forse, dell'acquirente).

Si può affermare quindi che il ciclo dell'idrogeno è conveniente solo per località molto lontane dalla rete elettrica: negli altri casi è consigliato l'investimento in un impianto fotovoltaico connesso in rete (non necessita di accumulo energetico).