

EUR 4090 i

LIBRARY

COMUNITÀ EUROPEA DELL'ENERGIA ATOMICA — EURATOM

**STUDIO TECNICO-ECONOMICO RIGUARDANTE
LA DESSALAZIONE DELLE ACQUE MARINE E SALMASTRE**

di

A. VAUDO*, S. BALDETTI*, C. PELECIER** e M. MICHELI**

* Società Montecatini - Edison

** Società Weir & Itam

1968

LIBRARY



Relazione elaborata dalla
Società MONTECATINI EDISON S.p.A. e Società Italiana WEIR & ITAM S.p.A.
Milano - Italia

Contratto Euratom N. 030-66-5 ECII

AVVERTENZA

Il presente documento è stato elaborato sotto gli auspici della Commissione delle Comunità Europee.

Si precisa che la Commissione delle Comunità Europee, i suoi contraenti, o qualsiasi altra persona che agisca in loro nome :

non garantiscono l'esattezza o la completezza delle informazioni contenute nel presente documento, nè che l'uso di qualsiasi informazione, dispositivo, metodo o processo, descritti nel presente documento, non arrechino pregiudizio ai diritti sulle opere dell'ingegno e sulle invenzioni industriali;

non assumono alcuna responsabilità per i danni che dovessero risultare dall'uso di informazioni, dispositivi, metodi o processi descritti con il presente documento.

La presente relazione può essere acquistata presso gli uffici di vendita indicati nella quarta pagina della copertina

al prezzo di Lit. 2430	FF 19,50	FB 195,—	DM 15,60	Fl. 14,30
------------------------	----------	----------	----------	-----------

All'atto dell'ordinazione, si prega di menzionare il riferimento EUR e il titolo, che figurano sulla copertina di ciascuna relazione.

Stampato da Van Muysewinkel
Bruxelles, novembre 1968

Per la riproduzione di questo documento ci si è serviti della miglior copia disponibile.

EUR 4090 i

COMUNITÀ EUROPEA DELL'ENERGIA ATOMICA — EURATOM

STUDIO TECNICO-ECONOMICO RIGUARDANTE LA DESSALAZIONE DELLE ACQUE MARINE E SALMASTRE

di

A. VAUDO*, S. BALDETTI*, C. PELECIER** e M. MICHELI**

* Società Montecatini - Edison

** Società Weir & Itam

1968

LIBRARY



Relazione elaborata dalla
Società MONTECATINI EDISON S.p.A. e Società Italiana WEIR & ITAM S.p.A.
Milano - Italia

Contratto Euratom N. 030-66-5 ECII

Riassunto

Scopo dello studio è la valutazione della convenienza economica in Francia ed Italia dell'impiego dei processi di dessalazione rispetto ai sistemi tradizionali di approvvigionamento.

Vengono quindi esaminati i fabbisogni di acqua attuali e futuri (fino al 1975) e si conclude che entro tale data non è prevista una situazione di penuria generalizzata.

Esistono tuttavia zone già attualmente carenti che fanno ritenere ragionevole ed interessante lo sviluppo di impianti di dessalazione di media capacità (50.000 ÷ 100.000 m³/g).

L'analisi dei vari processi ed il panorama degli impianti funzionanti su scala industriale confermano che il sistema multiflash è il più conveniente e tecnologicamente avanzato.

Su questa base viene effettuato il calcolo parametrico del costo dell'acqua dolce in impianti a semplice e duplice scopo per capacità di impianto di 50.000 ÷ 250.000 m³/g, utilizzando una sorgente termica convenzionale o nucleare (reattori ROVI, CANDU, ORGEL).

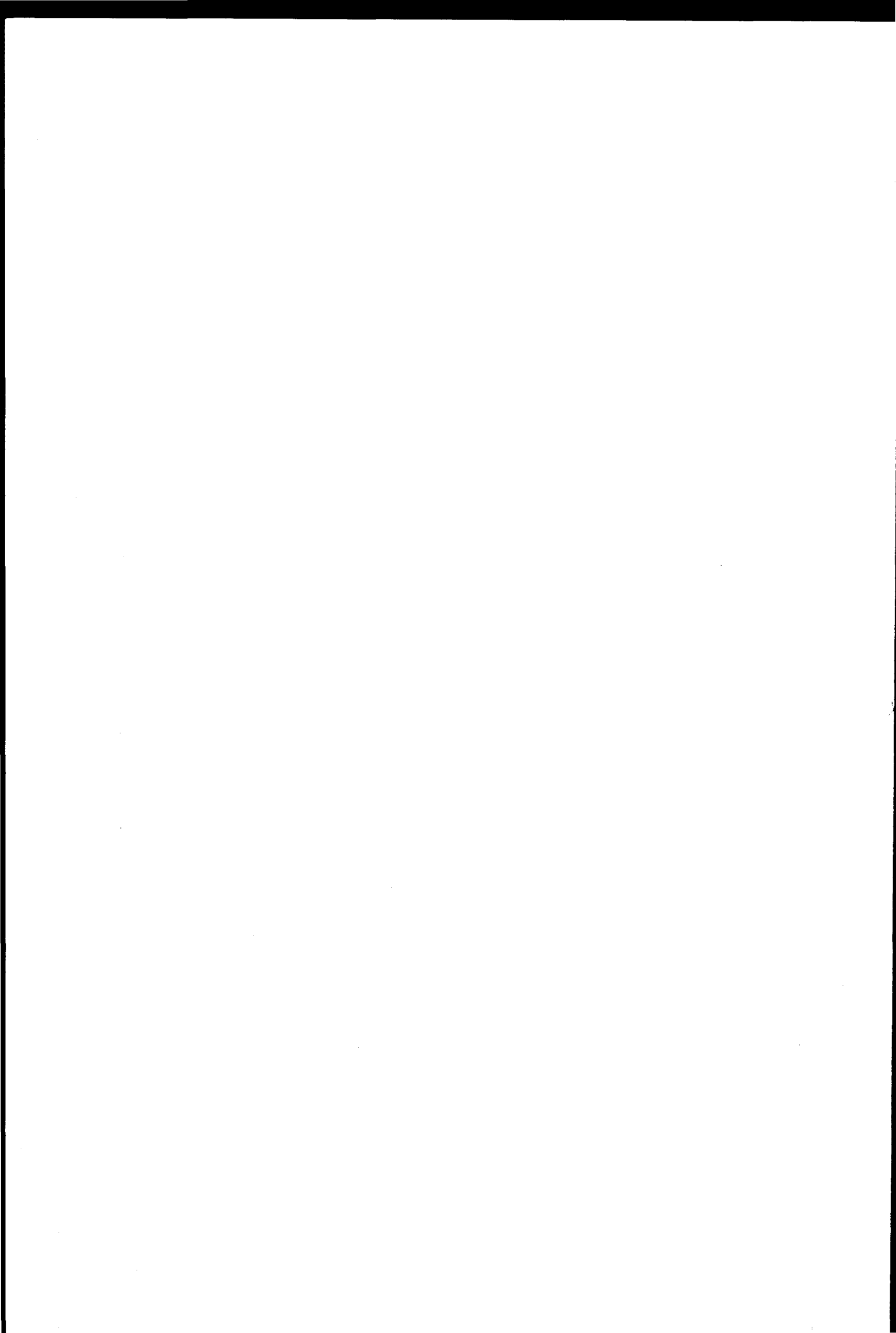
I risultati evidenziano un sicuro interesse per l'impiego dell'energia nucleare ed in particolare, per le minori potenzialità d'impianto, del reattore ROVI.

I costi ottenuti per gli impianti a singolo scopo, unitamente all'elasticità di esercizio, rispondono in modo economicamente interessante alle previsioni di mercato permettendone la contrapposizione agli impianti a duplice scopo.

PAROLE CHIAVE

ECONOMICS
FRANCE
ITALY
DESALINATION
FLASH HEATING
COST
WATER
NUMERICALS
ORGEL REACTOR
CANDU

Desideriamo ringraziare i Servizi della Commissione Euratom che hanno attivamente collaborato alla realizzazione di questo documento. In particolare il nostro ringraziamento va ai Sigg. WILLEMS e DONATO della Direzione Generale Industria ed Economia e del Signor TAUCH del Centro d'Ispra per l'aiuto fornitoci durante lo svolgimento dei lavori.



I N D I C E

1. Indagine sui consumi

1.1. Fabbisogni idrici in Francia

1.1.1. Indagine sui consumi e sulle disponibilità

1.1.2. Aspetti economici dell'approvvigionamento idrico in Francia

1.1.3. Conclusioni

1.2. Fabbisogni idrici in Italia

1.2.1. Indagine sui consumi e sulle disponibilità

1.2.2. Aspetti economici dell'approvvigionamento idrico in Italia

1.2.3. Conclusioni

2. Analisi dei vari possibili processi per la dessalazione di acque marine e salmastre

2.1. Generalità

2.2. Processi termici

2.3. Processi fisici, chimici ed elettrici

2.4. Altri processi

2.5. Considerazioni sui diversi processi

2.6. Considerazioni generali sugli impianti di distillazione dell'acqua di mare

3. Interesse per una produzione mista di acqua e di elettricità

3.1. Generalità

3.2. Valutazione del costo del kWh nucleare

3.3. Costo del kWh convenzionale

3.4. Valutazione del costo di produzione dell'acqua dolce negli impianti a semplice scopo

3.4.1. Generalità ed ipotesi di calcolo

3.4.2. Osservazioni

3.4.3. Risultati dei calcoli per gli impianti a semplice scopo

3.4.4. Conclusioni per gli impianti a semplice scopo

3.4.5. Conclusioni finali

- 3.5. Valutazione del costo di produzione di acqua dolce negli im
pianti a duplice scopo
 - 3.5.1. Generalità
 - 3.5.2. Impianti di dessalazione misti per recupero di calore
sui circuiti dell'acqua di raffreddamento
 - 3.5.3. Impianti di dessalazione misti per recupero di calore
sui circuiti di aria, di fumi o di gas
 - 3.5.4. Impianti di dessalazione misti per recupero di calore
dal vapore di scarico di impianti termici
 - 3.5.5. Impianti di dessalazione misti accoppiati ai circuiti
di trasferimento del calore
 - 3.5.6. Impianti misti per la produzione di acqua ed energia
elettrica a duplice scopo
 - 3.5.7. Risultati dei calcoli per gli impianti a duplice sco-
po
 - 3.5.8. Conclusioni per gli impianti misti a duplice scopo

4. Conclusioni

Appendice I - Valutazione del costo del kWh termico prodotto in un
reattore tipo "ROVI" moderato e refrigerato a fluido organico
(scopo singolo: produzione di solo vapore a bassa temperatura)

Appendice II - Valutazione del kWh termico in un reattore tipo canades
e, "CANDU", moderato e refrigerato ad acqua pesante

Appendice III - Valutazione del costo del kWh termico prodotto in un
reattore tipo "ORGEL", moderato ad acqua pesante e refrigerato a
fluido organico

Appendice IV - Valutazione del costo di produzione dell'acqua dolce negli
impianti a semplice scopo sia di tipo convenzionale che di tipo nu-
cleare

Appendice V - Esempio di calcolo del costo di produzione dell'acqua
dolce in un impianto misto

1. INDAGINE SUI CONSUMI (*)

Sono stati esaminati separatamente per la Francia e per l'Italia i fabbisogni di acqua attuali e futuri (fino al 1975) allo scopo di permettere una valutazione di massima della convenienza o meno dei processi di desalazione delle acque marine e salmastre rispetto ai sistemi tradizionali di approvvigionamento.

1.1. Fabbisogni idrici in Francia

1.1.1. Indagine sui consumi e sulle disponibilità

Prima di procedere ad una valutazione, conviene precisare cosa si intenda per fabbisogni. Bisogna infatti distinguere fra:

- le acque totalmente consumate, che non siano restituite o comunque lo siano in uno stato che non ne consenta la riutilizzazione
- le acque che siano restituite in uno stato che ne consenta la riutilizzazione per altri usi
- e infine le acque che siano restituite in uno stato suscettibile di riutilizzazione per lo stesso uso.

Questa distinzione è di frequente difficile a farsi.

Se si prendono in considerazione gli usi civili, che sono di norma attribuiti alla prima categoria, le acque restituite sono in generale non atte ad una loro riutilizzazione. Ma, in alcune regioni, ai fini di ridurre il consumo, si cerca sempre più di sottoporre le acque stesse a trattamenti che ne permettano la riutilizzazione, per esempio, a scopi agricoli.

Nella regione parigina pertanto, la cui densità di popolazione è una delle più forti dell'Europa Occidentale e dove vive circa il 20% della popolazione francese (9.000.000 d'abitanti) distribuita sul 2% del territorio nazionale (12.000 km²), il 20% degli scarichi degli usi civili è convogliato alla stazione di purificazione di Achères. Questa percentuale aumenterà progressivamente fino a raggiungere il 35% nel 1971 ed eventualmente il 65% nel 1975.

Per ragioni di semplicità, non prenderemo in considerazione la seconda categoria che rappresenta attualmente una percentuale assai ridotta dei fabbisogni totali e distingueremo i fabbisogni francesi in 2 grandi capitoli. Nel primo tratteremo i fabbisogni civili (acqua potabile principalmente), quelli per l'agricoltura, per l'industria ed i fabbisogni per la navigazione.

La seconda categoria considererà i fabbisogni industriali di acqua di circolazione (soprattutto acqua di raffreddamento)

Si noterà che le cifre indicate per questa seconda categoria danno la situazione dei consumi apparenti quali risultano dalle statistiche basate sui fabbisogni delle diverse industrie. Ciascuna di queste in realtà ricicla già di per sé le acque utilizzate.

Nel 1955 si riteneva infatti che ogni m^3 di acqua di circolazione venisse utilizzato dalla stessa industria almeno 2,5 volte. Questa cifra, sfortunatamente, diminuirà probabilmente nel tempo e si pensa che in un futuro non troppo lontano ogni m^3 di acqua di circolazione non sarà utilizzato più di due volte dalla stessa industria.

Riportiamo qui di seguito i consumi registrati nel 1955 e le previsioni per il 1970, data relativamente vicina, per la quale i rischi di errore di valutazione sono ridotti, e quelle per il 1975 ed il 2050.

anno	1955	1970	1975	2050
Fabbisogni per usi civili (acqua potabile)	1,9	4,0	5,0	7,5
Fabbisogni per usi agricoli	10,0	15,0	18,0	40,0
Fabbisogni per usi industriali	6,5	14,0	17,0	36,0
Fabbisogni per la navigazione	1,3	1,3	1,6	2,5
Totale fabbisogni per usi di 1a categoria	19,7	34,5	42,6	86,0
Fabbisogni per usi industriali di acqua di circolazione	10,4	23,0	30,0	72,0

Nota - Le cifre su esposte sono in miliardi di m^3

Nella precedente tabella si è ammesso che le acque per usi civili e per usi agricoli siano totalmente consumate, cosa che, come precedentemente riferito, non è del tutto esatta.

Le risorse di acqua per soddisfare detti fabbisogni, sono principalmente costituite dalle precipitazioni atmosferiche.

Queste si manifestano in modo assai irregolare (290 miliardi di m³ nel 1921, anno particolarmente eccezionale, contro i 580 miliardi di m³ nel 1930 e 1951). Si stima una media di 440 miliardi di m³ per anno dei quali più del 50% ritornano all'atmosfera per evaporazione, traspirazione od altro.

Si stima una disponibilità media annua di 180 miliardi di m³.

Una buona metà di questa scorre in superficie verso il mare, il rimanente si infiltra nelle falde sotterranee.

La richiesta media di acqua in rapporto alle disponibilità tende dunque ad aumentare regolarmente: dal 10% di qualche anno fa, è passata all'attuale 15% e raggiungerà il 25% circa nel 1975, continuando ad aumentare fino a quasi il 50% verso il 2050.

Si può quindi dedurre che in Francia è evidente una penuria di acqua dolce.

Tutt'al più si può prevedere che in un futuro più o meno lontano, la percentuale dei fabbisogni, in rapporto alla disponibilità, diventerà relativamente elevata e si renderanno necessari non solo delle economie, ma anche l'approntamento di mezzi atti a ridurre la quota-parte attualmente perduta.

Si è infatti constatato come in alcune regioni e durante determinati periodi (ad esempio nel Nord della Francia durante i mesi estivi), già da ora si verificano carenze di acqua. A ciò si può rimediare ricorrendo e alla realizzazione di opportuni serbatoi di stoccaggio e convogliando l'acqua da altre regioni più ricche della stessa.

La Francia, d'altra parte, non può essere considerata come un insieme unico dal punto di vista idrologico. Essa infatti è composta da sei differenti bacini.

Da una parte si hanno i quattro grandi bacini alimentati, grosso modo, dai quattro grandi fiumi francesi:

Bacino della Senna - Normandia

Bacino della Loira - Bretagna

Bacino dell'Adour - Garonna

Bacino del Rodano - Mediterraneo

e dall'altra parte si hanno i due bacini più piccoli situati:

uno del tutto a Nord: il bacino dell'Artois - Piccardia

l'altro a Nord-Est: il bacino del Rhin - Mosa.

Bacino della Senna - Normandia

a) Generalità:

E' dotato di reti idrografiche importanti. Malgrado queste condizioni favorevoli, sussistono nell'ambito dell'approvvigionamento idrico, considerevoli problemi dovendosi fare fronte ai notevoli fabbisogni della regione parigina: non solo per usi civili ed industriali, ma anche per usi agricoli a causa del rapido incremento degli usi irrigui complementari.

Ne risulta che il bilancio fabbisogni/risorse é più sproorzionato di quanto si possa prevedere a priori.

b) Alimentazione acqua potabile e per usi industriali:

Nel 1960 la richiesta di acqua potabile della regione parigina é stata soddisfatta per i 2/3 da prelievi effettuati dai fiumi del bacino.

Questa proporzione raggiungerà i 3/4 nel 1975 ed aumenterà ulteriormente.

Nel 1960, il rimanente terzo dei fabbisogni é stato coperto ricorrendo alla falda sotterranea, nella quantità di 260 milioni di m³/anno.

Le principali falde del bacino della Senna possono continuare ad erogare una portata d'acqua di buona qualità senza che il loro livello piezometrico ne risenta. Una diversa situazione si verifica invece per le falde del Cretaceo inferiore, detto delle Sabbie Verdi, il cui livello si abbassa regolarmente.

Bisogna dunque ricorrere alle acque di superficie per potere

fare fronte ai fabbisogni della regione parigina.

In complesso queste sono sufficienti, ma é necessario predisporre dei considerevoli serbatoi di accantonamento al fine di disporre di adeguate risorse durante i periodi di magra.

Per queste acque di superficie resta tuttavia il problema del crescente inquinamento, da risolversi in maniera appropriata.

c) Irrigazione:

La superficie totale suscettibile di irrigazione ammonta a circa 500.000 ettari.

Si prevedono dei nuovi sistemi di irrigazione che saranno realizzati progressivamente in modo da limitare prelievi di punta concomitanti, fino al momento in cui saranno disponibili i necessari serbatoi di accantonamento delle acque.

L'attuale programma di sviluppo irriguo prevede l'irrigazione di 20.000 ettari con il conseguente prelievo di $8 \text{ m}^3/\text{h}$.

d) Navigazione:

Al momento attuale e per gli anni futuri, i fabbisogni di acqua per la navigazione saranno fronteggiati dalle risorse esistenti.

Bacino della Loira - Bretagna

a) Le risorse attualmente disponibili possono fare fronte, nel loro insieme, ai fabbisogni civili, per usi industriali e per la navigazione.

Lo sviluppo dei fabbisogni irrigui verificatosi ultimamente rischia però di compromettere tale equilibrio.

Il problema fondamentale perciò é quello di costituire delle riserve nelle zone più alte del bacino.

Le acque sotterranee sono in grado di soddisfare gli attuali fabbisogni della zona, ma non sembra che la loro entità possa essere paragonabile con la quantità delle acque superficiali, la portata media annua delle quali é di $940 \text{ m}^3/\text{s}$ riferita al bacino nel suo insieme.

b) Alimentazione acqua potabile e per usi industriali:

Le risorse disponibili coprono assai largamente la richiesta. Si é tuttavia previsto di emungere dalla falda sotterranea della Loira una portata di $12 \text{ m}^3/\text{s}$ destinata alla regione parigina. Ad ogni modo la diminuzione della portata delle acque di superficie, durante i periodi di magra, é di tale entità che, se non fossero stati predisposti sistemi di regolazione, i fabbisogni per l'irrigazione potrebbero essere tali da oltrepassare il limite igienico di diluizione degli effluenti.

c) Irrigazione:

La superficie totale irrigabile può raggiungere i 660.000 ettari, il che corrisponde ad un prelievo annuale di 1.600.000.000 di m^3 e ad un prelievo di punta di $240 \text{ m}^3/\text{s}$.

Detto prelievo di punta é concomitante con i periodi di magra, ragione per la quale é necessario prevedere una capacità di stoccaggio dell'ordine di 3 miliardi di m^3 .

La realizzazione dei sistemi relativi soddisfa solamente i fabbisogni per l'irrigazione della zona di questo bacino.

d) Navigazione:

Gli attuali fabbisogni di acqua per la navigazione sono totalmente coperti e lo saranno sempre più man mano che verranno realizzati gli opportuni sistemi di regolazione di portata delle acque di superficie.

Bacino dell'Adour - Garonna

a) Generalità:

La quantità totale delle acque di superficie é rilevante ai fini dei fabbisogni del bacino: 30-40 miliardi annui di m^3 disponibili, contro i 2 miliardi annui necessari.

Tuttavia, a causa della forte impermeabilità del sottosuolo, le magre estive, della durata di tre mesi con punte massime durante il mese di agosto, sono assai gravose.

Le falde sotterranee sono, in generale, assai localizzate e di entità ridotta, cosa che non permette il loro sfruttamento per le collettività, ad eccezione delle falde molto profonde nella zona della Gironda.

b) Alimentazione acqua potabile e per usi industriali:

I fabbisogni di acqua potabile per la popolazione urbana e rurale non pongono gravi problemi di approvvigionamento.

La stima di tali fabbisogni per il 1964 indicava 540.000.000 di m³ annui, largamente coperti dalle disponibilità esistenti.

c) Irrigazione:

La superficie del Bacino della Garonna che può essere irrigata é di 660.000 ettari.

La richiesta effettiva per l'irrigazione presuppone un consumo dell'ordine di 150 m³/s, cioè 400 milioni di m³/mese nei periodi di punta e 700 milioni di m³ per tutta la stagione di irrigazione.

Queste cifre superano largamente le disponibilità dei corsi d'acqua del bacino.

E' pertanto necessario costituire delle riserve.

La superficie del bacino della Dordogna suscettibile di sistemi di irrigazione é di 100.000 ettari.

Anche per questa zona bisogna prevedere delle opere di stoccaggio per fronteggiare le richieste durante il periodo di irrigazione.

d) Navigazione:

I fabbisogni di acqua per la navigazione non pongono problemi.

Bacino del Rodano - Mediterraneo

a) Generalità:

Con una portata di 560 m³/s a valle di Arles, il Rodano mette a disposizione di questa regione una considerevole portata di acqua.

Le risorse di questo bacino sono pertanto considerevoli ed attualmente é in corso il loro sfruttamento.

b) Alimentazione acqua potabile e per usi industriali:

Dato l'incremento demografico e lo sviluppo turistico, il problema si articola in modo assai diverso nelle varie zone del bacino. Il carattere stagionale della richiesta é particolarmente sensibile per le città costiere.

La sistemazione del corso del Rodano e della Durance dovrà risolvere i problemi che nascono.

c) Irrigazione:

La sistemazione in corso del Canale di Provenza e del Medio Rodano dovrà provvedere all'irrigazione di un totale di 425.000 ettari.

Saranno pertanto richiesti $160 \text{ m}^3/\text{s}$, mentre la situazione attuale dispone di soli $75 \text{ m}^3/\text{s}$.

Le sistemazioni in corso permetteranno di fronteggiare tale fabbisogno.

d) Navigazione:

I fabbisogni di acqua saranno soddisfatti col procedere della realizzazione dei corsi navigabili.

Bacino dell'Artois - Piccardia

a) Il problema del rifornimento idrico si pone con la maggiore impellenza nel Nord.

L'entità dei prelevamenti dalle acque sotterranee é tale nel bacino dell'Escaut, per esempio, che il livello delle falde sotterranee si abbassa considerevolmente e tende a ridursi sempre più.

In queste stesse regioni le risorse superficiali sono rappresentate essenzialmente da fiumi fortemente inquinati.

E' da notare tuttavia che, sebbene la regione delle Fiandre e di Dunkerque non disponga praticamente di risorse sotterranee di acqua, il bacino della Somma ne é ricco ed ivi esiste un buon potenziale di sfruttamento.

b) Alimentazione acqua potabile e per usi industriali:

Nelle tre regioni più importanti: zona di Lilla, Bacino Minerario e zona di Dunkerque, è necessario prevedere opportuni rifornimenti. A Lilla il consumo attuale giornaliero è di 400.000 m³ e raggiungerà i 600.000 m³/giorno nel 1975.

A tale epoca il deficit sarà di circa 200.000 m³/giorno.

Si prevede di fare fronte a tale richiesta con un apporto di acqua dalla regione dell'Escaut.

Nel Bacino Minerario il deficit arriverà nel 1975 a circa 100.000 m³/giorno e vi si rimedierà mediante un acquedotto.

Nella regione di Dunkerque sarà possibile soddisfare la richiesta mediante prelievi dalla zona cretosa del Pas-de-Calais.

c) Irrigazione:

Il deficit attuale su tutta l'estensione del Bacino è tale da rendere impossibile un sensibile incremento nei consumi irrigui.

Bacino del Reno - Mosa

a) Generalità:

Si deve fare una netta distinzione fra la regione della Lorena e quella dell'Alsazia.

In Lorena le acque sotterranee non soddisfano i fabbisogni:

- falda della Mosella: 100.000 m³/giorno
- falda delle arenarie dei Vosgi: 350.000 m³/giorno
- falda del calcareo ferrifero: 400.000 m³/giorno
- falda della Mosa: 150.000 m³/giorno

Le acque di superficie sono abbondanti, ma la loro qualità non le rende atte a numerosi usi: civili, industriali ed anche agricoli. Senza prendere in considerazione i fabbisogni per l'agricoltura,

e quelli per la navigazione, il deficit attuale ammonta a 110.000 m³/giorno (40 milioni di m³/anno) e raggiungerà probabilmente i 380.000 m³/giorno nel 1975. Si porrà rimedio mediante adduzione di acqua da altre zone.

In Alsazia, invece il problema riveste carattere del tutto differente, dato che non si verificano squilibri quantitativi, ma qualitativi in quanto il contenuto in sale delle acque sotterranee aumenta progressivamente.

b) Alimentazione acqua potabile e per usi industriali:

Elenchiamo qui di seguito i singoli fabbisogni:

- Città di Metz e suo circondario: - 30.000 m³/giorno attualmente
- 60.000 m³/giorno nel 1975
- Regione di Thionville: 47.000 m³/giorno nel 1975
- Meurthe e Mosella: 39.000 m³/giorno nel 1975

c) Irrigazione:

Non sembra che i fabbisogni di acqua per l'irrigazione siano tali da richiedere provvedimenti importanti a medio termine.

d) Navigazione:

I fabbisogni di acqua per il 1975 richiesti dal canale dell'Est sono stimati in 120 milioni di m³ e quelli per la Mosella in 70 milioni di m³.

Le risorse per fronteggiare tali fabbisogni saranno fornite dalla Mosa.

Si dovrà comunque realizzare un serbatoio.

1.1.2. Aspetti economici dell'approvvigionamento idrico in Francia

Fine agli anni recenti, le diverse comunità locali provvedevano direttamente ai loro singoli fabbisogni di acqua.

Ne risultava, nel maggior numero dei casi, che il costo di erogazione dell'acqua si aggirava su cifre poco elevate, sia che si trattasse di comunità particolarmente favorite e che potessero fare fronte

alle loro necessità con poca spesa, sia che si trattasse di comunità meno fortunate per le quali il prezzo di erogazione dell'acqua non era fissato sulla base del costo ma secondo criteri politici.

Questa situazione non poteva durare. Le Autorità competenti, consci dell'importanza del problema, hanno pertanto invitato le autorità locali a fissare il prezzo dell'acqua ad un valore che tenga conto del costo reale della stessa.

Esse hanno richiesto che il prezzo di vendita tenga conto dell'entità degli investimenti.

Ritengono inoltre opportuno che si stabilisca un certo equilibrio: le regioni più favorite cioè dovranno contribuire ai rifornimenti delle meno fortunate.

Il prezzo dell'acqua, che è rimasto fermo per molti anni ad un valore medio dell'ordine di 50 millesimi UC/m³, tende ad aumentare.

Si può prevedere che il rincaro sarà continuo e progressivo fino a circa il 1975, epoca alla quale il prezzo medio dell'acqua in Francia si aggirerà sui 400 millesimi UC/m³.

1.1.3. Conclusioni

A medio termine, sembra che non ci siano difficoltà gravi a risolversi per fronteggiare i fabbisogni di acqua nelle diverse regioni della Francia.

E' sufficiente prevedere in tempo utile sistemi di regolazione e studiare caso per caso i mezzi più economici onde annullare gli scempi esistenti fra le varie regioni.

Nell'ambito dell'approvvigionamento idrico si cercherà di realizzare in Francia un sistema di interconnessione fra le diverse regioni.

Sarà pertanto simile a quello esistente per l'elettricità senza però raggiungerne la complessità.

Date che in Francia esiste una stretta interconnessione tra le linee elettriche di trasporto dell'elettricità, non si è ritenute opportuno esaminare i fabbisogni comparati di acqua ed elettricità nelle diverse regioni.

Tre grandi regioni vanno però tenute in considerazione:

- il Nord
- la Lorena
- la Regione Parigina

nella quali, già da ora, il problema dell'inquinamento delle acque di superficie, e talvolta anche di quelle sotterranee, riveste ca rattere di maggiore gravità ed é per questo che le Autorità Pubbliche si sono impegnate ad installare il più presto possibile gli impianti di depurazione necessari.

A più lungo termine per il Nord della Francia si porrà il problema di valutare la convenienza economica fra l'approvvigionamento idrico da regioni lontane a mezzo acquedotti e la produzione locale di acqua dolce mediante desalazione di acqua salmastra.

Già da ora però, per determinati fabbisogni in determinate regioni (quali la regione di Dunkerque) si é constatato che sarebbe economicamente più interessante sopperire alle punte tramite la desalazione piuttosto che trasportare e trattare le acque fornite dai tra dizionali.

1.2. Fabbisogni idrici in Italia

1.2.1. Indagine sui consumi e sulle disponibilità

Nel quadro dello studio in oggetto, questa indagine si é ripromessa di precisare i futuri fabbisogni di acqua, prevedibili per il 1975 nel Sud Italia, sulla scorta delle cognizioni attualmente disponibili e delle risultanze di alcune iniziative in corso di svolgimento da parte di Enti nazionali governativi e privati.

Per comodità di indagine e di raccolta di dati, tali fabbisogni idrici sono stati da noi suddivisi per categoria, a seconda del tipo di utilizzazione prevista. Essi sono stati quindi ripartiti in fabbisogni per usi civili, fabbisogni per usi industriali e fabbisogni per usi agricoli, e sono stati intesi come consumi idrici delle varie zone considerate, in aggiunta ai quantitativi di acqua già disponibili e che potranno comunque essere approvvigionati con acquedotti od opere di tipo tradizionale, di programmata costruzione entro il prossimo decennio.

Tutto ciò con lo scopo di pervenire ad una quadro completo ed attendibile delle future esigenze idriche, che consenta successivamente di esaminare l'opportunità o meno di ricorrere a nuovi sistemi di approvvigionamento, basati su moderne discipline e procedimenti tecnologici. Per consentire infine una migliore valutazione del tipo di impianto idrofornitore, nonché il favore tecnico-economico che potrebbe eventualmente riscuotere un impianto per la produzione mista di acqua ed elettricità, é apparsa desiderabile la conoscenza non soltanto dei complessivi fabbisogni annui delle diverse zone, ma, possibilmente, anche dei

vari diagrammi di consumo idrico durante il corso dell'anno, insieme con i relativi prezzi che l'utente può giungere a pagare.

Al fine di pervenire alla conoscenza del panorama idrico nel Sud Italia con gli intendimenti testé annunciati, la Società MONTECATINI EDISON ha allacciato contatti diretti ed indiretti con i seguenti Enti governativi italiani, da tempo notoriamente interessati al problema dell'approvvigionamento idrico del Sud, nel suo insieme, od allo sviluppo di nuovi procedimenti tecnologici di desalazione:

- a) MINISTERO DEI LAVORI PUBBLICI
- b) MINISTERO DELLA RICERCA SCIENTIFICA
- c) MINISTERO DEL BILANCIO
- d) CASSA PER IL MEZZOGIORNO
- e) CONSIGLIO NAZIONALE DELLE RICERCHE (CNR)
- f) ISTITUTO PER L'ASSISTENZA ALLO SVILUPPO DEL MEZZOGIORNO (IASM)
- g) ENTE NAZIONALE PER L'ENERGIA ELETTRICA (ENEL)
- h) ENTI UNIVERSITARI ITALIANI.

Tutto il lavoro di indagine é stato cioè intenzionalmente avviato su scala nazionale, dal momento che il problema dell'acqua non può considerarsi limitato ad una singola regione o località senza il rischio di una disarmonica visione generale del problema.

Un'inchiesta sull'acqua in Italia é già in corso ad opera del Ministero dei Lavori Pubblici, allo scopo di predisporre un Piano Regolatore Generale degli Acquedotti per tutto il territorio dello Stato, mirante, fra i suoi molteplici scopi, a:

- 1) accertare la consistenza delle varie risorse idriche esistenti (acque superficiali o sotterranee), approvvigionabili entro il 2015 con mezzi ed opere tradizionali e, correlativamente, indicare quali gruppi di risorse siano, in linea di massima, da associare a determinati gruppi di abitati, in base al criterio della migliore rispondenza dei primi a soddisfare il rifornimento idrico dei secondi;
- 2) considerare le esigenze idriche di tutti gli agglomerati urbani e rurali (fabbisogni per usi civili), sulla base di adeguate dotazioni;

zioni individuali, ragguagliate all'incremento demografico prevedibile fra un cinquantennio, tenendo conto del corrispondente sviluppo economico.

Questa importante indagine ufficiale, vedrà la luce in un tempo presumibilmente vicino ed indicherà, in modo più che esauriente, sia le disponibilità idriche approvvigionabili, sia i prevedibili fabbisogni per usi civili.

Maggiori perplessità ed incertezze si presentano invece quando si passa ad esaminare il settore dei fabbisogni per uso industriale, giacché in tale campo mancano quasi del tutto validi elementi di giudizio che consentano attendibili estrapolazioni future, anche per tempi assai inferiori al decennio.

Le ragioni di tali difficoltà e deficienze non sono tanto da attribuirsi ad imprevidenza da parte degli Enti governativi o privati interessati al problema, quanto ad un reale stato di fatto che rende assai difficile, per non dire impossibile, distinguere la situazione presente da quella futura, sperata o anche probabile: spesso l'approvazione di piani regolatori non ancora avvenuta o finanziamenti non ancora decisi, senza volere considerare il peso di eventuali interferenze politiche locali, rendono assai incerta, per non dire vana ed illusoria, ogni valutazione preventiva fatta anche a breve distanza di tempo.

A ciò poi si aggiunga la rapida obsolescenza che oggi subiscono molti impianti industriali, in breve volgere di tempo, per rendersi conto dell'impossibilità di ragionevoli previsioni a distanza di qualche anno.

Ciononostante un pregevole lavoro di informazione e di orientamento nel settore é stato recentemente compiuto dall'Istituto per l'Assistenza allo Sviluppo del Meridione (IASM), con la pubblicazione "I Consorzi per le aree di sviluppo industriale ed i nuclei di industrializzazione nel Mezzogiorno", che riunisce, in forma organica ed obiettiva, tutti i dati relativi al delicato settore delle infrastrutture tecniche nelle circa 25 aree di sviluppo industriale, previste per il Sud Italia.

Per ciascuna di dette aree sono riportati, oltre al numero degli ad detti alle varie industrie, anche i dati relativi alle disponibili- tà idriche ed elettriche della zona, forniti dai rispettivi conscr- zi industriali e riveduti dalla Cassa per il Mezzogiorno e dall'E NEL, alla luce di più recenti direttive e decisioni.

Ove é stato possibile raccoglierte, sono state anche fornite noti- zie circa i fabbisogni futuri, anche se esse sono da considerarsi di larghissima massima, in quanto sono ancora in corso studi ed indagi- ni per la loro definizione.

Per i motivi sopraddetti é preferibile, in sede previsionale, orien- tarsi su quei fabbisogni industriali tipo, che a grandi linee non é difficile scorgere per alcuna regione o località del Meridione.

Fra queste potremo ricordare, in ordine di importanza decrescente:

- la Puglia, con il triangolo industriale Bari/Brindisi/Taranto
- la Sicilia, con le aree di sviluppo industriale di Catania e Siracusa
- la Sardegna
- le Isole minori

- Per la Puglia il problema dell'acqua ha cominciato a farsi sentire in forma grave dopo la seconda guerra mondiale, in seguito all'au- mento della densità della popolazione nei centri urbani, all'aumento dei consumi specifici ed all'inizio del processo di industrializzazio- ne.

Attualmente l'Acquedotto Pugliese eroga circa $6 \text{ m}^3/\text{s}$ (pari a 520.000 m^3/giorno), ossia la massima quantità trasportabile con l'attuale con dotta.

Verso il 1975 si prevede che la regione avrà bisogno di una quantità di acqua dolce, per usi civili ed industriali, oscillante (secondo stime eseguite nell'ambito del piano di utilizzazione integrale del- le risorse idriche della Puglia, Lucania ed Irpinia) fra i 10 ed i $13 \text{ m}^3/\text{s}$ (pari a 860.000 + 1.120.000 m^3/giorno).

Il quantitativo di acqua mancante (da 340.000 a 600.000 m^3/giorno) potrà essere ottenuto:

= o ricorrendo all'utilizzazione di altre sorgenti della Campania e costruzione di una nuova condotta dell'Acquedotto Pugliese

= o ricorrendo alla desalazione dell'acqua di mare

A favore degli impianti di distillazione in Puglia, vi é il fatto che la Regione possiede notevoli quantità di acque salmastre, che non possono essere utilizzate come tali, ma che potrebbero essere portate ad una salinità accettabile, quando fossero diluite con l'acqua distillata.

A favore ancora della desalazione sta la maggiore rapidità ed elasticità di installazione: é possibile infatti pensare ad impianti di distillazione, da 5.000 + 20.000 m³/giorno, che possono essere installati uno dopo l'altro, via via che se ne presenta la necessità, nei luoghi più adatti, in un tempo molto più breve di quello occorrente per la realizzazione di lunghi acquedotti.

La convenienza economica di tali impianti é però legata anche alla produzione contemporanea di energia elettrica, che può essere venduta mentre si produce acqua dolce.

Per questo abbiamo considerato anche il prevedibile mercato dell'energia elettrica nella Regione.

Da stime eseguite sulla base dei prevedibili incrementi nei consumi specifici di energia elettrica e di popolazione, é possibile anticipare, per il 1975, una carenza di almeno due miliardi di kWhr, che corrisponde (assunto un fattore di carico di 5.000 hr/anno) a circa 350 + 400 MW di potenza elettrica installata.

Queste prospettive inducono a suggerire che, nello studio di nuove centrali elettriche per la Regione, sia tenuta presente l'opportunità di abbinare tali centrali ad impianti di desalazione, tanto più che un grande unico impianto di desalazione, da 1.000 + 1.500 MWth, ubicato ad esempio nel Salento, in grado di dare acqua alle zone circostanti in rapido sviluppo industriale, alleggerirebbe l'Acquedotto Pugliese dall'onere del rifornimento idrico di quelle zone, che sono le più lontane del suo sistema di distribuzione.

Assai diversa da quella pugliese, per non dire opposta, si presenta invece la situazione della Sardegna.

A causa della più accidentata configurazione orografica e della conseguente dispersione delle diverse comunità, l'isola presenta numero se utenze di mole relativamente modesta, e difficilmente approvvigio nabili di acqua.

Situazioni simili a quelle della Sardegna possono verificarsi anche:

- nelle isole minori, attualmente approvvigionate via mare, con difficoltà ed a costi proibitivi (fino a 12.000 Lit/m³)
- nelle zone turistiche isolate, dove il costo dell'acqua può risultare di secondaria importanza, a fronte dei vantaggi conferiti dalla presenza della medesima
- nelle zone di interesse militare, per le quali il costo dell'acqua rimane ancora elemento di secondaria importanza.

In tali aree piccoli impianti di desalazione multiflash, da 500 a 5.000 m³/giorno, ormai prodotti industrialmente ed in grado di fornire acqua a costi dell'ordine di 300 Lit/m³, potrebbero essere già oggi impiegati con vantaggio.

Per tali impianti è consigliabile un'alimentazione termica di tipo convenzionale indipendentemente dalla produzione di energia elettrica: ciò non soltanto a motivo delle troppo ridotte dimensioni di impianto, ma anche per il frequente verificarsi di un mercato di energia elettrica soprasaturato di impianti di produzione, come accade proprio in Sardegna, oggi costretta a convogliare parte della sua energia elettrica in Toscana.

Caratteristiche intermedie fra quelle della Puglia e della Sardegna presenta invece la Sicilia, con il suo importante comprensorio della zona Catania/Siracusa.

L'approvvigionamento idrico di quella plaga industriale avviene attualmente mediante pozzi che emungono dalla falda sotterranea, ma con difficoltà ogni giorno crescenti: fa al riguardo testo il caso della SINCAT-Edison, grosso complesso chimico per la produzione di fertilizzanti, che, non essendo riuscita a reperire più di 1/4 del fabbisogno idrico necessarie ai suoi impianti, è costretta a riciclare il quarto reperito.

Attualmente é in avanzato studio un progetto che, attraverso un sistema di captazione di acque superficiali, imperniato sulla ricostituzione del Lago di Lentini, dovrebbe assicurare complessivamente alla zona Siracusa/Catania, una portata continua di $7 \text{ m}^3/\text{s}$.

Pur tuttavia, quando si tenga nella dovuta considerazione anche la richiesta di acqua, oggi solo in parte soddisfatta, da parte dell'agricoltura (che nella zona può giungere a pagare alti prezzi per irrigazione di agrumeti ed ortivi), si ha motivo di ritenere assai ragionevole la possibile fortuna di impianti desalanti di media capacità ($50.000 + 100.000 \text{ m}^3/\text{giorno}$), eventualmente associati alla contemporanea produzione di energia elettrica.

1.2.2. Aspetti economici dell'approvvigionamento idrico in Italia

Come in altri paesi europei, il problema dell'approvvigionamento idrico delle varie comunità italiane é stato affrontato sia in sede locale, sia attraverso sovvenzioni statali che hanno portato alla costruzione di importanti acquedotti, quali l'Acquedotto Pugliese.

A fronte di un prezzo politico medio dell'acqua aggirantesi intorno alle $20 \text{ Lit}/\text{m}^3$, si hanno costi di erogazione evidentemente differenti a seconda della ricchezza di acqua della zona considerata. Ad esempio, é utile ricordare che il costo del trasporto di ogni metro cubo di acqua, tramite acquedotto, si aggira in Italia intorno alle $20+30$ lire per ogni 100 km di lunghezza dell'opera di distribuzione.

Pur potendosi affermare che allo stato attuale in Italia mediamente non ci sia penuria di acqua, é prevedibile che in futuro, a causa dell'incremento dei fabbisogni in determinate zone della Penisola, sarà necessario ricorrere sempre più a nuovi acquedotti di lunghezza maggiore degli attuali. Si può pertanto trarre la conclusione che il prezzo di erogazione dell'acqua in Italia andrà crescendo negli anni a venire in modo da rendere sempre più interessanti le installazioni di desalazione di acqua di mare.

1.2.3. Conclusioni

Come già richiamato al paragrafo 1.1., il fabbisogno attuale di acqua nelle Puglie copre l'intera disponibilità dell'Acquedotto Pugliese ed entro il 1975 si prevede una carenza pari a $340 + 600 \cdot 10^3$ m³/giorno.

In Sicilia, nella zona di Catania/Siracusa, attualmente si ha una notevole carenza di acqua alla quale si pensa di potere sopperire mediante la ricostituzione del Lago di Lentini che dovrebbe garantire una portata continua di $7 \text{ m}^3/\text{s}$.

Esistono poi numerose zone nelle quali l'approvvigionamento idrico é attualmente del tutto insufficiente e spesso tali località non sono vicine a zone ricche di acqua per cui non é pensabile al loro approvvigionamento mediante acquedotti.

Dal panorama tracciato nei precedenti paragrafi si può inoltre ritemere ragionevole lo sviluppo di impianti di desalazione di media capacità ($50.000 + 100.000 \text{ m}^3/\text{giorno}$) atti a produrre acqua dolce ad un costo aggirantesi nell'intorno di $150 + 200 \text{ Lit}/\text{m}^3$.

Si ha infatti ragione di ritenere che la copertura finanziaria di tali impianti da parte dello Stato, in modo da garantire un prezzo poli-tico dell'acqua allineato con quelli praticati nelle rimanenti parti della Penisola, risulti meno onerosa del costo di lunghi acquedotti.

2. ANALISI DEI VARI POSSIBILI PROCESSI PER LA DESALAZIONE DI ACQUE MARINE E SALMASTRE

2.1. Generalità

A prima vista, la soluzione più semplice per rimediare alle insufficienti disponibilità di acqua potrebbe sembrare quella di ricorrere alla sintesi dell'acqua: l'ossigeno dell'aria potrebbe rappresentare l'elemento base e sarebbe anche pensabile che ci si potesse procurare l'idrogeno in maniera economica.

Sfortunatamente l'odierna tecnologia non ci consente di prevedere attualmente la possibilità di una tale produzione su scala industriale.

Di conseguenza, le possibilità a noi offerte, per un conveniente soddisfacimento dei nostri fabbisogni, si riducono alla depurazione delle acque esistenti. Il più delle volte si tratterà di acqua di mare; in alcuni casi, del resto rari, di acque lacustri o di acque salmastre con un contenuto di sale tale da renderne impossibile la diretta utilizzazione.

I processi di desalazione possono essere distinti in due grandi categorie:

- processi termici
- altri processi fisici, chimici ed elettrici

2.2. Processi termici

Possono essere suddivisi in due classi:

- processi per congelamento
- processi di distillazione

Congelamento

Raffreddando una soluzione salina fino al suo punto di congelamento, si ottiene una separazione dei cristalli di ghiaccio in una soluzio

ne arricchita di sale.

Separando e sciogliendo questi cristalli si ottiene acqua distillata.

Il congelamento dell'acqua può essere ottenuto sia per evaporazione sotto vuoto delle acque marine, precedentemente raffreddate, sia per mezzo di un fluido frigorifero che agisca con tensione di vapore molto superiore rispetto a quella dell'acqua. Detto fluido non deve essere miscelabile con l'acqua, come, per esempio, nel caso del gas butano.

Distillazione

Questa può essere indiretta e diretta.

Alla prima categoria appartengono i sistemi di distillazione del tipo a "flash".

Il principio fondamentale di funzionamento degli impianti a flash consiste nell'inviare l'acqua marina riscaldata in un ambiente mantenuto ad una pressione inferiore a quella della tensione di vapore corrispondente alla temperatura dell'acqua in modo che la stessa flashi producendo vapore che viene condensato.

L'installazione prevede un certo numero di stadi mantenuti a pressioni decrescenti. L'acqua di mare riscaldata entra nel primo stadio, dove è sottoposta ad un primo flash, passando poi in un secondo e così via fino all'ultimo.

Il calore di condensazione del vapore prodotto in ciascun stadio viene utilizzato per il pre-riscaldamento graduale dell'acqua di mare. Questa viene ulteriormente riscaldata prima dell'inizio del flash in uno scambiatore alimentato da vapore vivo.

Alla seconda categoria appartengono gli impianti del tipo "multi-stadio" costituiti da un certo numero di evaporatori collegati in serie e mantenuti sotto pressione decrescente. L'acqua di mare viene evaporata nel primo stadio riscaldata con vapore vivo. Il vapore prodotto nel primo stadio riscalda il secondo provocando a sua volta l'evaporazione di altra acqua di mare e così via fino all'ultimo stadio.

A questa seconda categoria appartengono anche gli impianti a termocompressione meccanica cioè a pompa di calore.

Il principio di funzionamento di tali impianti consiste nell'elevare, mediante compressione, il contenuto termico del vapore liberato dall'acqua di mare riscaldata, utilizzando tale vapore per il riscaldamento dell'acqua di alimento.

Citiamo infine la distillazione solare che sfrutta direttamente il calore del sole e che pertanto sarebbe assai interessante, dato che non implica alcun costo di energia, ma che, sfortunatamente, può trovare applicazione solo nei casi di piccoli impianti di desalazione.

2.3. Processi fisici, chimici ed elettrici

Essi comprendono, da una parte, i processi a membrane e dall'altra diversi sistemi quali i processi con solventi, o gli scambiatori di ioni, ecc.

Processi a membrane

I procedimenti a membrane più noti per la desalazione sono: l'elettrodialisi, l'osmosi e l'osmosi inversa.

I primi due processi sfruttano le caratteristiche proprie di particolari membrane, che lasciano passare gli ioni dissolti nell'acqua.

Alternando membrane permeabili ai cationi, con membrane permeabili agli anioni, si ottiene un'arricchimento delle soluzioni in sale da una parte ed un impoverimento dall'altra.

Nell'elettrodialisi il fenomeno di separazione è potenziato dal passaggio di una corrente elettrica. L'energia consumata è proporzionale al sale estratto; nell'osmosi il passaggio di ioni è favorito dal gradiente di concentrazione dovuto alla differenza di concentrazione fra una soluzione salina molto concentrata e l'acqua da depurare.

2.4. Altri processi

Citiamo il processo di estrazione con solventi.

Questo procedimento, che non é ancora applicato su scala industriale, é basato sulla proprietà di alcuni liquidi organici di miscelarsi in maggior proporzioni con l'acqua al diminuire della temperatura della stessa. In altri termini, un solvente organico freddo estrae acqua pura da acqua di mare ed in seguito ne viene separato riscaldando la soluzione.

2.5. Considerazioni sui diversi processi

Tra tutti i processi presi in esame i primi due, quello multi-flash e multi-stadio, utilizzano energia termica, mentre i rimanenti sfruttano energia più pregiata, sia essa elettrica o meccanica, come é indicato nella tabella seguente:

P r o c e s s o	E n e r g i a			
	Elettrica	Meccanica	Termica	Altri tipi
Multi-flash			X	
Multi-stadio			X	
Termocompressione		X	X	
Elettrodialisi	X			
Osmosi				X
Osmosi inversa		X		
Congelamento		X		
Estrazione con solventi			X	X

La scelta di un processo é soprattutto influenzata dal tipo di acqua da desalare.

Nel caso di desalazione di acqua di mare, il processo per distillazione é senz'altro il più importante.

Il processo per elettrodialisi come quello per osmosi possono divenire molto convenienti nel caso di trattamento di acque salmastre.

In pratica, gli altri processi, come il congelamento, l'osmosi inversa, l'estrazione con solventi, etc., che si rivelano particolarmente interessanti dal punto di vista del teorico basso consumo energetico, presentano tutti difficoltà non ancora superate e tali processi sono pertanto da considerarsi ancora in fase di sviluppo.

Il congelamento presenta il problema della separazione totale del sale dai cristalli di ghiaccio - piuttosto di piccole dimensioni- e richiede lavaggi di costo assai elevato che riducono sensibilmente i vantaggi intrinseci del procedimento stesso.

L'osmosi inversa richiede la realizzazione di membrane capaci di re-sistere a pressioni dell'ordine di 100 kg/cm^2 , problema alquanto dif-ficile a risolversi economicamente su scala industriale. D'altra parte questo processo presenta il grande vantaggio del basso consumo energe-tico, cosa che ne spiega l'interesse suscitato. In realtà, pensando di recuperare parte dell'energia meccanica a mezzo di una turbina, si calcola che detto consumo possa aggirarsi nell' intorno di $3 + 4 \text{ Watt/}$ litro.

L'estrazione con solvente é ancora ad uno stadio troppo sperimentale per permettere di trarre qualche conclusione.

Al contrario, l'elettrodialisi é un processo che può essere interes-sante nel caso di desalazione di acque a basso contenuto di sale, essendo il suo consumo di energia elettrica proporzionale al sale e-stratto. Recenti ricerche hanno evidenziato che il consumo di energia per un impianto, della capacità di $4,5 \text{ metri cubi/ora di acqua}$, atto a ridurre il contenuto di sale da 4000 ppm a 300 ppm , é di $6 + 7 \text{ W/l}$. Il consumo energetico sale a circa $35 + 40 \text{ W/l}$ quando si abbia la produzione di una medesima quantità di acqua partendo da acqua di mare e riducendone il contenuto di sale da 32000 ppm a 500 ppm .

Queste cifre dimostrano come detto processo sia poco conveniente per la desalazione di acqua di mare.

E' possibile che, in seguito alle ricerche in corso, qualcuno dei processi summenzionati possa venire migliorato; tuttavia sembra diffici-

le che, nel caso di grandi produzioni di acqua, uno di essi possa diventare competitivo con la distillazione, tanto più che anch'essa è suscettibile di ulteriori miglioramenti.

Si deve riconoscere che, fra i vari processi di desalazione, la distillazione è quello che è stato maggiormente studiato e che ha accumulato una discreta esperienza di esercizio industriale, ma bisogna anche ammettere che lo stesso offre le possibilità migliori qualora si tratti di produrre forti quantitativi di acqua.

Molti progressi sono stati fatti in questo campo, soprattutto grazie allo sviluppo degli impianti multi-flash la cui applicazione pratica è cominciata solo 10 anni fa.

Il rendimento degli impianti di distillazione, sia del tipo a multi-flash che a multi-stadio, è definito dal rapporto fra il peso dell'acqua prodotta ed il peso del vapore consumato.

Ad ogni modo, le possibilità di aumentare questo rapporto, che negli impianti multi-flash più spinti ha raggiunto il valore di 12, sono limitate da ragioni tecnologiche, quali la corrosione e la formazione di incrostazioni che impongono di non superare determinate temperature per l'acqua di mare.

Gli impianti multi-stadio sono più sensibili a questo tipo di inconvenienti.

La stessa osservazione vale anche per le installazioni a termocompressione che, oltre a ciò, per le grandi unità, richiederebbero compressori molto costosi, data l'enorme quantità di vapore in gioco. Per queste ragioni ci si orienta sugli impianti multi-flash quando si tratta di grandi unità.

Rimane ancora molto da fare per arrivare a ridurre il costo del processo.

Un notevole miglioramento è ottenibile aumentando la capacità degli impianti.

La tecnologia odierna è in grado di realizzare unità multi-flash capaci di produrre fino a 30.000 m³/giorno.

In conclusione, si può affermare che, a medio termine (1975) la produzione di forti quantitativi di acqua dolce potrà essere ottenuta a condizioni economicamente accettabili (tutt'al più alle migliori condizioni ottenibili) dai soli processi termici per distillazione. Fa evidentemente eccezione il caso particolare in cui l'acqua da trattare abbia un contenuto salino inferiore a quello delle acque marine.

La quasi totalità delle migliaia di impianti produttori di acqua dolce già in servizio sfrutta i processi termici (più del 95%).

Se consideriamo "importante" un impianto della capacità di almeno 1000 m³/giorno, possiamo dire che solo i processi termici sono praticamente sfruttati su scala industriale attualmente (fine 1967); circa una cinquantina di impianti sono già in servizio: il totale della loro produzione giornaliera supera largamente i 100.000 m³.

2.6. Considerazioni generali sugli impianti di distillazione dell'acqua di mare

Come noto, esigenze tecnologiche e necessità di assicurare la facilità di manutenzione e la regolarità di esercizio degli impianti, portano a una realizzazione modulare delle installazioni di dessalamento, ripartendo la capacità totale su più unità singole, marcianti in parallelo.

Alla fine del 1966, la più grande unità in servizio presentava una capacità di 6.500 m³/giorno ed al momento (fine 1967), la più grande unità in corso di costruzione ha una capacità di 20.000 m³/giorno.

Si deve ragionevolmente prevedere che difficoltà economiche e tecnologiche limiteranno in Europa, la capacità unitaria delle singole unità, che saranno in servizio nel 1975 a circa 50.000 m³/giorno, ma è tuttavia pensabile di potere realizzare unità di capacità unitaria superiore.

Come vedremo più avanti, l'onere finanziario dovuto agli investimenti è uno dei fattori importanti del calcolo del costo dell'acqua.

Per l'impianto di distillazione propriamente detto, esso rappresenta spesso il 25% del totale e qualche volta il 40 + 50% ed anche più.

Oltre un certo limite, l'ammortamento delle spese per studi e ricerche compensa in maniera trascurabile la riduzione del costo di costruzione propriamente detto.

In rapporto agli attuali prezzi delle unità da 15.000 m³/giorno, a parità di caratteristiche, la riduzione dell'investimento per m³/giorno, sarà:

- dell'ordine del 10% raddoppiando la capacità unitaria (30.000 m³/giorno invece di 15.000)
- dell'ordine del 15% triplicando la capacità unitaria (45.000 m³/giorno invece di 15.000)
- dell'ordine del 20 + 25% massimo per capacità unitarie maggiori.

Questi oneri di investimento, d'altra parte, sono in larga proporzione funzione del consumo globale di energia.

Rapportato al m³/giorno installato, il costo degli investimenti aumenta:

- del 10% per una riduzione del consumo energetico da 100.000 Kcal/m³ a 70.000 Kcal/m³
- del 40% per una riduzione del consumo energetico da 100.000 Kcal/m³ a 40.000 Kcal/m³.

Dato che il costo dell'energia rappresenta in generale una quota-parte molto importante del costo dell'acqua dolce (praticamente comparabile alla quota-parte del costo capitale, cioè 25 + 50%), è opportuno eseguire un calcolo di ottimizzazione, caso per caso, che tenga conto soprattutto:

- del prezzo dell'energia
- dei tassi degli oneri finanziari

Ricordiamo che, evidentemente, il calcolo preventivo del costo della acqua dolce prodotta in un impianto, comporta una notevole quota-parte di rischi legati:

- al costo delle opere civili nel quale viene inclusa la spesa relativa all'esecuzione dell'opera di presa dell'acqua di mare
- al costo del trasporto, del montaggio, della messa in servizio e delle prove dell'impianto
- alle spese di esercizio e di manutenzione.

Ciò é particolarmente vero nel caso che più ci interessa da vicino:

- = l'opera di presa dell'acqua di mare ha una grande importanza ed il suo costo può variare considerevolmente. Alcuni impianti non hanno dato i risultati attesi poiché l'opera di presa dell'acqua, necessaria alla loro alimentazione e raffreddamento, non era stata realizzata in modo tale da derivare acqua di mare di qualità conveniente;
 - = gli oneri finanziari sono spesso calcolati sulla base di ammortamenti di 15, 20 ed anche 30 anni; sebbene si possa prevedere che in futuro gli impianti possano raggiungere tali valori di vita media, occorre ricordare che a tutto il 1967 non si avevano ancora dati sperimentali diretti superiori al decennio. Infatti le prime realizzazioni di installazioni di grande capacità, utilizzando le tecnologie attuali, datano a partire dal secondo quinquennio 1950;
 - = é molto difficile quindi prevedere l'onere delle spese di manutenzione degli impianti sulla base del periodo di ammortamento. Alcune tecniche utilizzate correntemente, quali l'impiego di acciaio placcato per la fabbricazione dei corpi principali degli impianti di distillazione, hanno comportato riduzioni considerevoli sugli oneri di primo investimento; é possibile però che l'adozione di tali tecnologie incida considerevolmente sulle spese di manutenzione. Inoltre é difficile prevedere la vita dei fasci tubieri.
- Analoghe considerazioni si possono fare circa l'impiego del degasaggio e dell'acidificazione dell'acqua di mare.

3. INTERESSE PER UNA PRODUZIONE MISTA DI ACQUA E DI ELETTRICITA'

3.1. Generalità

Allo scopo di pervenire alla valutazione dell'eventuale interesse economico che una produzione di sola acqua o di acqua ed elettricità può presentare in molti casi pratici, l'intero esame del problema è stato suddiviso in due successivi calcoli economici, sviluppati in forma parametrica.

Il primo di essi è quello relativo al costo al kWh prodotto da una sorgente termica sia di natura nucleare che convenzionale.

Il secondo calcolo parametrico consiste nella valutazione del costo del chilogrammo di acqua, prodotto da un impianto desalante, al variare di alcune grandezze significative di ingresso (quali, ad esempio, il costo del kWh prodotto dalla sorgente termica, il prezzo dell'energia elettrica necessaria ai servizi dell'impianto desalante, il prezzo di vendita dell'energia elettrica, eventualmente prodotta da un impianto a doppio scopo, il tasso del denaro, la capacità produttiva dell'impianto, ecc.).

La combinazione ultima delle due calcolazioni economiche ora dette, ha consentito, infine, di pervenire all'ottimizzazione complessiva del costo del chilogrammo di acqua prodotto, nel senso che, prefissati alcuni parametri e grandezze di ingresso (come il fabbisogno idrico richiesto, il tasso del denaro, il costo del kWh, il prezzo di vendita dell'energia elettrica eventualmente producibile, ecc.) risulta agevole distinguere il tipo di impianto più economico, e con ciò, se risulta più conveniente uno a singolo oppure a doppio scopo.

3.2. Valutazione del costo del kWh nucleare

Il calcolo è stato centrato, su una gamma di potenza assai estesa (da 100 MWth fino a 1500 MWth).

La scelta di tale campo di potenze, che potremmo definire intermedie tra quelle dei più piccoli impianti desalanti già oggi in funzione e quelli di tipo gigante previsti per il lontano futuro (fino anche a 25.000 MWth), è stata operata proprio per le ragioni che in tale gamma ricadevano tutti i casi in pratica previsti per il prossimo futuro (1975), entro l'area del Sud della Comunità, alle cui esigenze idriche l'intero studio di indirizza.

Gli impianti nucleari presi in considerazione ricadono nei tipi seguenti:

- 1 - reattori a moderatore e refrigerante organico (tipo ROVI)
- 2 - reattori moderati e refrigerati ad acqua pesante (tipo CANDU)
- 3 - reattori moderati ad acqua pesante e refrigerati ad organico (tipo ORGEL)

Come è noto, il reattore ROVI è stato espressamente concepito per la sola produzione di vapore a bassa pressione per usi tecnologici, mentre gli altri due tipi appartengono alla categoria dei reattori elettroproduttori.

Pertanto solo per questi ultimi è pensabile una produzione mista di vapore ed energia elettrica.

Per la prima classe di reattori (tipo ROVI) il campo di potenza è stato superiormente limitato al livello di 300 MWth.

Dagli studi su tale tipo di impianto, eseguiti nel periodo ottobre 1964 + ottobre 1965, dal CNEN, con la collaborazione dell'Università di Pisa e delle Società MONTECATINI EDISON e SORIN, è risultato infatti che, per potenze al di sopra del predetto livello, l'elevata incidenza del costo del rabbocco dell'organico e di alcune voci del costo di impianto rendono tale classe di reattori non più competitiva con impianti nucleari di altro tipo.

Per la seconda classe di reattori, del tipo CANDU, poiché in letteratura tecnica non erano stati reperiti dati di costo sufficientemente aggiornati, ci si è rivolti direttamente alla Canadian General Electric Company, Ltd.

Si sono avuti in tale modo direttamente dalla fonte i dati necessari per l'elaborazione dello studio.

Tali dati, aggiornati alla fine del 1966, si riferiscono a reattori elettroproduttori, di potenza elettrica resa: 100, 300 e 450 MWe.

Si tratta evidentemente di valori non ottimizzati, in quanto, anche per i reattori CANDU, ha grande influenza sul progetto la destinazione dell'impianto.

La pressione di esercizio di un reattore elettroproduttore (nell'intorno di 100 ata) richiede elevati spessori per i tubi di forza, con conseguente peggiore economia neutronica nel nocciolo.

In impianti previsti unicamente per desalazione, le temperature del refrigerante, e quindi le pressioni, sono minori.

Si hanno perciò minori spessori dei tubi di forza, maggiori burn-ups e quindi minori costi del combustibile.

Per l'ottimizzazione di un impianto a duplice scopo, occorre tenere conto sia del rapporto potenza elettrica prodotta/acqua prodotta, sia dell'efficienza dell'impianto desalante vero e proprio.

Poiché i valori comunicati dalla Canadian General Electric Company si riferivano all'intero impianto elettroproduttore, per calcolare i costi del kWh termico, interessanti ai fini del presente studio, da detti valori sono stati dedotti i costi relativi al gruppo turboalternatore ed agli ausiliari elettrici.

Per la terza classe di reattori, del tipo ORGEL, è stato considerato un unico valore di potenza termica dell'ordine di 1500 MWt.

Potendosi infatti escludere a priori la convenienza economica di un reattore ORGEL per la sola produzione di acqua dolce, si è ritenuto che tale valore di potenza termica sia il più interessante, attualmente, per un reattore ORGEL destinato alla produzione mista di acqua ed energia elettrica.

Un tale reattore sarebbe in grado di fornire una potenza elettrica netta, resa ai morsetti dell'alternatore, di 295 MWe e di permette

re una produzione giornaliera di acqua dolce pari a 250.000 m^3 .

I relativi dati di costo sono stati trasmessi alla Montecatini Edison dall'EURATOM. Riferendosi tali dati a reattori previsti per la sola produzione di energia elettrica, è pensabile che il costo del kWh conseguente sia suscettibile di riduzioni in seguito ad una nuova ottimizzazione dell'impianto, effettuata tenendo conto delle esigenze di una produzione mista di vapore ed energia elettrica.

Da un punto di vista del tutto generale, si ricorda che per i reattori ad acqua, e quindi in particolare per i reattori CANDU, nella fase attuale della tecnica sembra consigliabile tenere distinti gli scambiatori primari e quelli incorporati nella sezione dessalante dell'impianto. In tale modo infatti si viene a creare una duplice barriera tra il refrigerante del reattore e l'acqua salata trattata nell'impianto dessalante.

Tale duplice barriera è giustificata dal fatto che la pressione di esercizio del refrigerante primario è sensibilmente più alta della pressione esistente nell'acqua salata trattata.

Vengono così evitati i pericoli di contaminazione radioattiva dell'acqua dolce prodotta dall'impianto.

Per i reattori del tipo ROVI, essendo relativamente bassa la pressione di esercizio del fluido refrigerante primario, può risultare conveniente pressurizzare il primo stadio dell'impianto desalante e quindi ridurre il numero degli scambiatori, riunendo in un unico sistema gli scambiatori primari e quelli incorporati nell'impianto desalante.

Tale possibilità evidentemente cade per i reattori ORGEL a duplice scopo.

Ai fini della produzione mista di vapore ed energia elettrica, è infine doveroso ricordare che il vapore prodotto dai reattori ORGEL ha caratteristiche nettamente superiori a quelle ottenibili nei reattori CANDU in esame ($350 + 390 \text{ }^\circ\text{C}$ contro $280 \text{ }^\circ\text{C}$).

Sono stati assunti i seguenti valori unificati dei parametri finanziari:

- ammortamento: è stato previsto un periodo da 15 a 30 anni
- rate annue per ammortamento e remunerazione del capitale:
 $r = 8,1\% - 10\% - 13\%$
- interesse capitale (comprensivo di eventuali tasse): 7-8-9%
- fattore di carico: 0,8 (equivalente a 7000 ore/anno di funzionamento)

Poiché dall'esame dei dati di base, relativi ai tre tipi di reattore in istudio sono risultate in un primo tempo differenze non trascurabili relative alla ripartizione del costo totale nelle varie voci componenti (costi diretti, costi indiretti, costi di esercizio e manutenzione), per la valutazione del costo del kWh prodotto, pur adottando i criteri di calcolo seguiti negli uffici tecnici ROVI, CANDU ed ORGEL, si è proceduto ad una omogeneizzazione preliminare di tali dati.

In particolare si richiama l'attenzione sul fatto che a base delle studie sono stati assunti costi e prezzi determinati nel biennio 1965-1966. Tali valori sono stati rielaborati al fine di conferire alle studie eseguite validità tale da coprire il periodo 1970-1979. Si è riconosciuto inoltre che l'attuale stadio di sviluppo delle tecnologie dei tre reattori considerati non permette l'estrapolazione di dati e conclusioni al periodo 1980-1989.

Per quanto si riferisce agli impianti a duplice scopo, il calcolo del costo del kWh ha tenuto conto delle due seguenti ipotesi:

- prezzo dell'energia elettrica pari al suo costo di produzione in un impianto CANDU/ORGEL solo elettroproduttore
- prezzo dell'energia elettrica fissato in 3 mills UC/kWh.

Negli allegati tecnici (Appendice I - II e III) vengono riportati in dettaglio i dati e la loro ripartizione nelle varie voci di costo

nonché il calcolo del costo totale del kWh predette rispettivamente da un reattore ROVI, CANDU ed ORGEL.

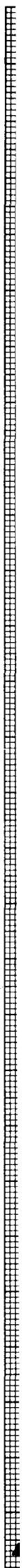
I risultati finali delle studie sono stati sintetizzati in tabella 1 e nel grafico 1.

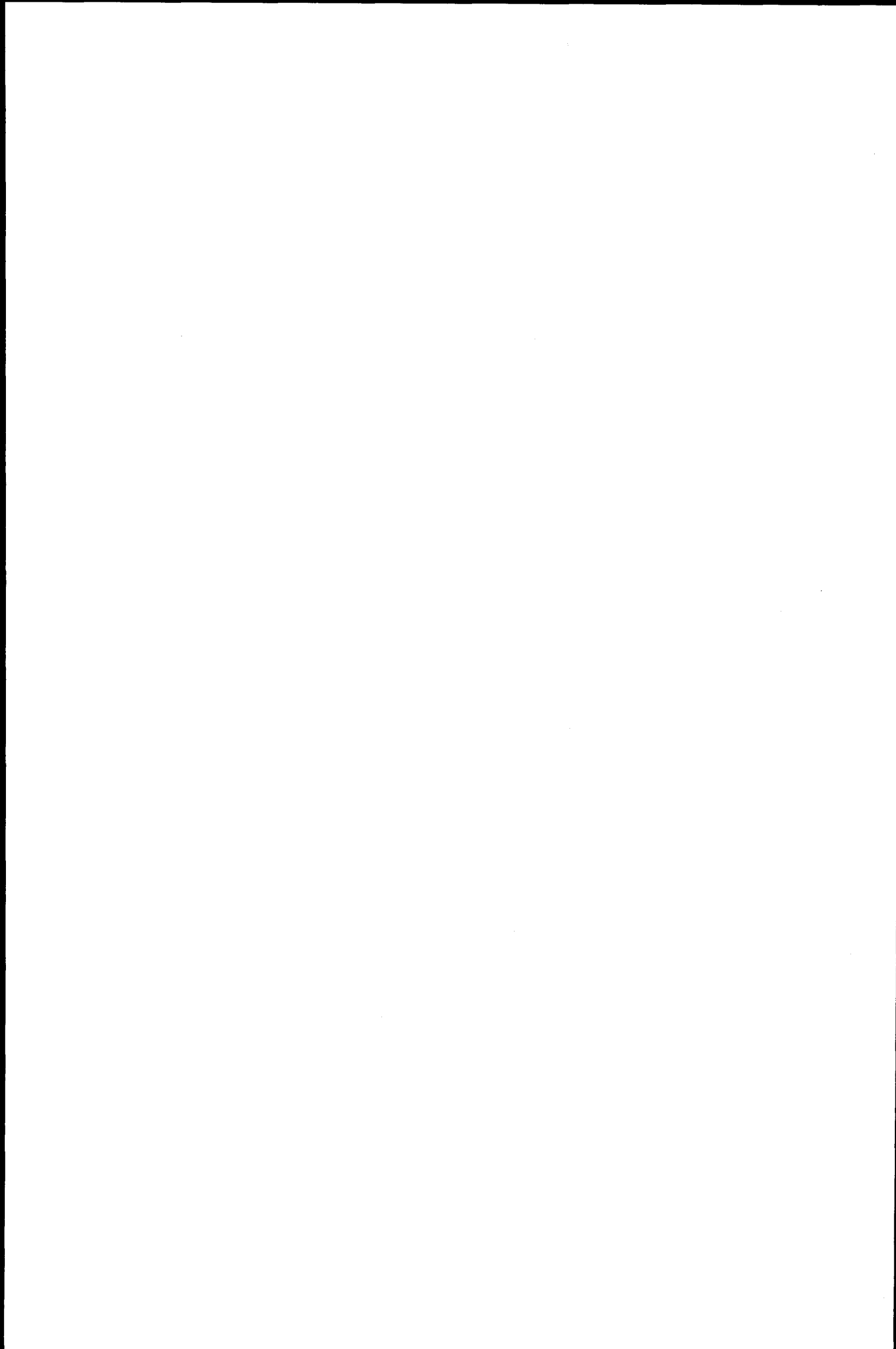
TABELLA 1: TABELLA RIASSUNTIVA COSTO kWh (10⁻³ UC/kWh)

Potenza termica reattore (MWt)		100	300	342	998	1420	1485	
Tipo di reattore	<u>R O V I</u>							
	◦ temperatura vapore t = 135 °C	r = 8,1%	2,096	1,471				
		10%	2,261	1,560				
		13%	2,519	1,699				
	<u>C A N D U</u>							
	◦ temperatura vapore t = 280 °C	Singolo scopo: sola produzione di calore	r = 8,1%		1,816	1,173		1,005
			10%		2,046	1,323		1,130
			13%		2,396	1,548		1,316

		Scopo misto: calore + energia elettrica:						
	A-prezzo dell'energia elettrica pari al suo costo di produzione in un impianto elettroproduttore	r = 8,1%						
		10%						
		13%						
	B-prezzo dell'energia elettrica pari a 3 mills UC/kWh	r = 8,1%						
		10%						
		13%						
	<u>O R G E L</u>							
	◦ temperatura vapore t=350-380 °C	A-prezzo dell'energia elettrica pari al suo costo di produzione in un impianto elettroproduttore	r = 8,1%			0,563		
			10%			0,636		
			13%			0,753		

	B-prezzo dell'energia elettrica pari a 3 mills UC/kWh	r = 8,1%				0,652		
			10%			0,840		
			13%			1,140		





3.3. Costo del kWh convenzionale

Per quest'ultimo in funzione dei costi di approvvigionamento, sono state assunte le seguenti tre ipotesi di lavoro, riferite alla "tonnellata equivalente di carbone (t.e.c.)" di potere calorifico:

7×10^6 cal.:

- o 10 UC/t.e.c.
- o 12 UC/t.e.c.
- o 15 UC/t.e.c.

3.4. Valutazione del costo di produzione dell'acqua dolce negli impianti a semplice scopo

3.4.1. Generalità ed ipotesi di calcolo

Basandosi sull'esperienza acquisita, si è cercato di impostare un calcolo previsionale il più preciso possibile, tenendo conto della evoluzione possibile, nel prossimo futuro, non solo degli elementi tecnici suscettibili di influenzare il costo, ma anche della normale evoluzione economica.

Qui di seguito vengono esaminati i diversi parametri principali:

Oneri finanziari

Non possono essere ignorati a causa dell'importanza degli investimenti.

In letteratura tecnica sono stati pubblicati valori estremamente bassi del costo di produzione del m^3 di acqua.

Dall'esame si può constatare che in alcuni casi gli oneri finanziari erano stati assunti estremamente ridotti o addirittura trascurati.

Al fine di vagliare l'intera gamma di possibilità, sono state assunte le seguenti tre ipotesi relative ai valori delle rate annue per ammortamento e remunerazione del capitale:

- Ipotesi A1: 8,1%/anno (interesse 7%/anno)

- Ipotesi B1: 10%/anno (interesse 8%/anno)

- Ipotesi C1: 13%/anno (interesse 9%/anno)

Le percentuali qui sopra indicate rappresentano un onere totale (in interessi ed ammortamento) supposto ripartito regolarmente su tutta la durata del periodo di ammortamento.

Costo dell'energia

Dipende soprattutto dalla natura del combustibile utilizzato e dal suo costo.

Si sono esaminati, da una parte il caso dei combustibili fossili e dall'altra il caso dei combustibili nucleari.

a) Combustibili fossili

Per questa voce, in funzione dei costi di approvvigionamento, sono state assunte le seguenti tre ipotesi di lavoro, riferite alla "tonnellata equivalente di carbone" (t.e.c.) di potere calorifico:

- o Ipotesi A2: 10 UC/t.e.c.
- o Ipotesi B2: 12 UC/t.e.c.
- o Ipotesi C2: 15 UC/t.e.c.

b) Combustibili nucleari

In questo caso non è possibile tenere conto unicamente del costo del combustibile. Si devono introdurre gli oneri finanziari che hanno una notevole importanza in tutti gli impianti nucleari. Il prezzo dell'energia è stato ricavato in base al diagramma n° 1 allegato che fornisce, per diversi tipi di reattori, il prezzo del kWh in funzione delle dimensioni dell'impianto.

Si richiama espressamente che, tra i tre tipi di reattori considerati: ROVI, CANDU, ORGEL, solo il tipo "ROVI", la cui potenza termica massima è la più bassa, è conveniente per le capacità di 50.000 m³/giorno e di 100.000 m³/giorno.

Il ROVI non riveste alcuna convenienza per capacità superiori a 150.000 m³/giorno.

Il tipo "CANDU" non é conveniente per capacità unitarie sensibilmente inferiori a 250.000 m³/giorno.

Il tipo "ORGEL" non conviene per alcuna delle capacità considerate in questo studio.

Capacità unitarie degli impianti di desalazione

Anche qui si sono prese in considerazione tre ipotesi:

- Ipotesi A3: 50.000 m³/giorno
- Ipotesi B3: 150.000 m³/giorno
- Ipotesi C3: 250.000 m³/giorno

Si é ammesso che gli impianti siano realizzati sulla base di uno schema unitario. In altri termini, si é ammesso che ogni singolo reattore alimenti uno ed un solo impianto di desalazione.

Si ricorda ovviamente che nel caso in cui un reattore unico alimenti due o più impianti di distillazione, il costo di produzione dell'acqua dolce potrebbe essere ridotto.

3.4.2. Osservazioni

I calcoli sono stati condotti sulla base delle condizioni economiche valide al 1° Gennaio 1966 mediamente, per i diversi paesi partecipanti alla Comunità Europea.

E' stata comunque introdotta una correzione per tenere conto delle sensibili variazioni di prezzo del rame il cui costo concorre in grande proporzione alla determinazione degli oneri di investimento.

Al 1° Gennaio 1966 il prezzo del rame era relativamente elevato; si é pertanto assunto un prezzo medio normale di 1 UC/kg.

Inoltre non si é tenuto conto del prezzo del terreno considerato trascurabile in confronto agli investimenti globali. Tale ipotesi evidentemente cadrebbe nel caso di impianti ubicati in prossimità di grandi città dell'Europa Occidentale.

E' stato possibile stimare con buona precisione il costo dei materiali con i corrispondenti oneri di trasporto, montaggio, messa in servizio, ecc. poiché le variazioni da impianto ad impianto non sono molto sensibili.

Si é fatto riferimento a valori normali medi di stima in tutti quei casi in cui a priori si ritenesse possibile un relativamente grande margine di incertezza.

Per la valutazione del costo capitale si é tenuto conto sia dei costi diretti che dei costi indiretti di costruzione:

- progetto
- interessi scalari
- spese diverse sostenute prima della messa in servizio industriale (in particolare, spese di addestramento del personale)

Nelle spese di gestione si é tenuto conto degli oneri del personale, degli oneri di manutenzione, degli oneri proporzionali (materiali di consumo, etc.) e degli oneri fissi (finanziari, assicurativi, etc.). Essendo stata prevista una rata annua per ammortamento e remunerazione del capitale lineare, si é ammesso che le spese di manutenzione rappresentassero, per ogni anno, una percentuale determinata del valore dell'impianto. Naturalmente ciò non é del tutto esatto: durante i primi anni di esercizio tali spese saranno ridotte, tendendo in seguito ad aumentare. Le cifre considerate sono state mediate su un periodo di tempo uguale a quello previsto per l'ammortamento dell'impianto.

Per potere calcolare le spese di investimento ed i costi di esercizio, si é ammesso che le installazioni fossero autonome dal punto di vista dell'energia elettrica.

E' normale infatti, per impianti di questo tipo, la produzione a contro-pressione dell'energia elettrica necessaria all'alimentazione degli ausiliari.

E' noto che questa soluzione permette di ottenere, nella maggioranza dei casi, energia elettrica a minimo costo.

Infine tutti i calcoli sono stati eseguiti ammettendo un coefficiente di utilizzazione di 7000 ore/anno a potenza nominale.

Il calcolo del costo di produzione del m^3 di acqua dolce prodotta negli impianti a semplice scopo è stato riassunto nell'Appendice IV allegata.

3.4.3. Risultati dei calcoli per gli impianti a semplice scopo

Tali dati sono riassunti nelle tabelle 2 + 7 che forniscono il costo del m^3 di acqua dolce, espresso in Mills U.C., per tre valori del consumo energetico dell'impianto (40, 70 e 100 Cal/kg).

Le cifre esposte tengono conto dei tre tassi degli oneri finanziari presi a base delle ipotesi A1, B1 e C1 (8,1%, 10% e 13%). I calcoli sono stati condotti prendendo in esame i due tipi di combustibili (nucleare e fossile, quest'ultimo sulla base delle tre ipotesi A2, B2 e C2: 10, 12 e 15 U.C./t.e.c.) e sono state considerate le tre capacità unitarie prefissate: 50.000, 100.000 e 250.000 m^3 /giorno.

= Capacità unitaria da 50.000 m^3 /giorno (tabelle 2 e 3)

Per questa capacità produttiva, nel caso di utilizzazione di combustibile nucleare, si è considerato solo il reattore di tipo ROVI, la potenza del quale rientra nel campo dei valori adottabili (100 + 250 MWth). I reattori tipo CANDU ed ORGEL hanno, in effetti, potenze termiche minime di gran lunga superiori a quelle richieste.

Dalla tabella 3 si è ricavato il grafico C1 che, nel caso di combustibile nucleare e per la capacità unitaria di 50.000 m^3 /giorno, fornisce il costo del m^3 di acqua dolce, espresso in Mills U.C., in funzione del consumo energetico e per i tre diversi tassi degli oneri finanziari.

Il confronto delle tabelle permette di rilevare che, nei limiti delle ipotesi assunte, sia ha sempre la convenienza, indipendentemente dal combustibile adottato e dai tassi degli oneri finanziari, a scegliere impianti che presentino un basso consumo energetico (40 Cal/kg).

Si rileva inoltre che, nel caso di detti impianti, il combustibile nucleare è competitivo quando non sia possibile approvvigionare combustibile fossile a prezzo molto basso.

Tale competitività diviene tanto più evidente quanto più basso è il tasso degli oneri finanziari.

TABELLA 2 - COSTO DELL'ACQUA (10^{-3} UC/m³) - IMPIANTO DA 50.000 m³/GIORNO ALIMENTATO A COMBUSTIBILE FOSSILE

Consumo energetico dell'impianto	40 Cal/kg			70 Cal/kg			100 Cal/kg		
Prezzo del combustibile in UC/t.e.c.	10	12	15	10	12	15	10	12	15
Tasso degli oneri finanziari									
A = 8,1%	196	211	232	231	255	291	278	311	361
B = 10%	217	232	253	248	272	308	295	328	378
C = 13%	250	265	286	276	300	336	323	356	406

TABELLA 3 - COSTO DELL' ACQUA (10^{-3} U.C./m³) - IMPIANTO DA 50.000 m³/GIORNO ALIMENTATO A COMBUSTIBILE NUCLEARE

(REATTORE ROVI)

Consumo energetico dell'impianto	40 Cal/kg	70 Cal/kg	100 Cal/kg
Tasso degli oneri finanziari:			
A = 8,1%	207	234	265
B = 10%	233	258	290
C = 13%	274	296	328

TABELLA 4 - COSTO DELL' ACQUA (10^{-3} UC/m³) - IMPIANTO DA 100.000 m³/GIORNO ALIMENTATO A COMBUSTIBILE FOSSILE

Consumo energetico dell'impianto	40 Cal/kg			70 Cal/kg			100 Cal/kg		
Prezzo del combustibile in U.C./t.e.c.	10	12	15	10	12	15	10	12	15
Tasso degli oneri finanziari:									
A = 8,1%	182	197	218	217	241	277	263	296	346
B = 10%	201	216	237	233	257	293	279	312	362
C = 13%	231	246	267	258	282	318	304	337	387

TABELLA 5 - COSTO DELL' ACQUA (10^{-3} U.C./m³) - IMPIANTO DA 100.000 m³/GIORNO ALIMENTATO A COMBUSTIBILE NUCLEARE

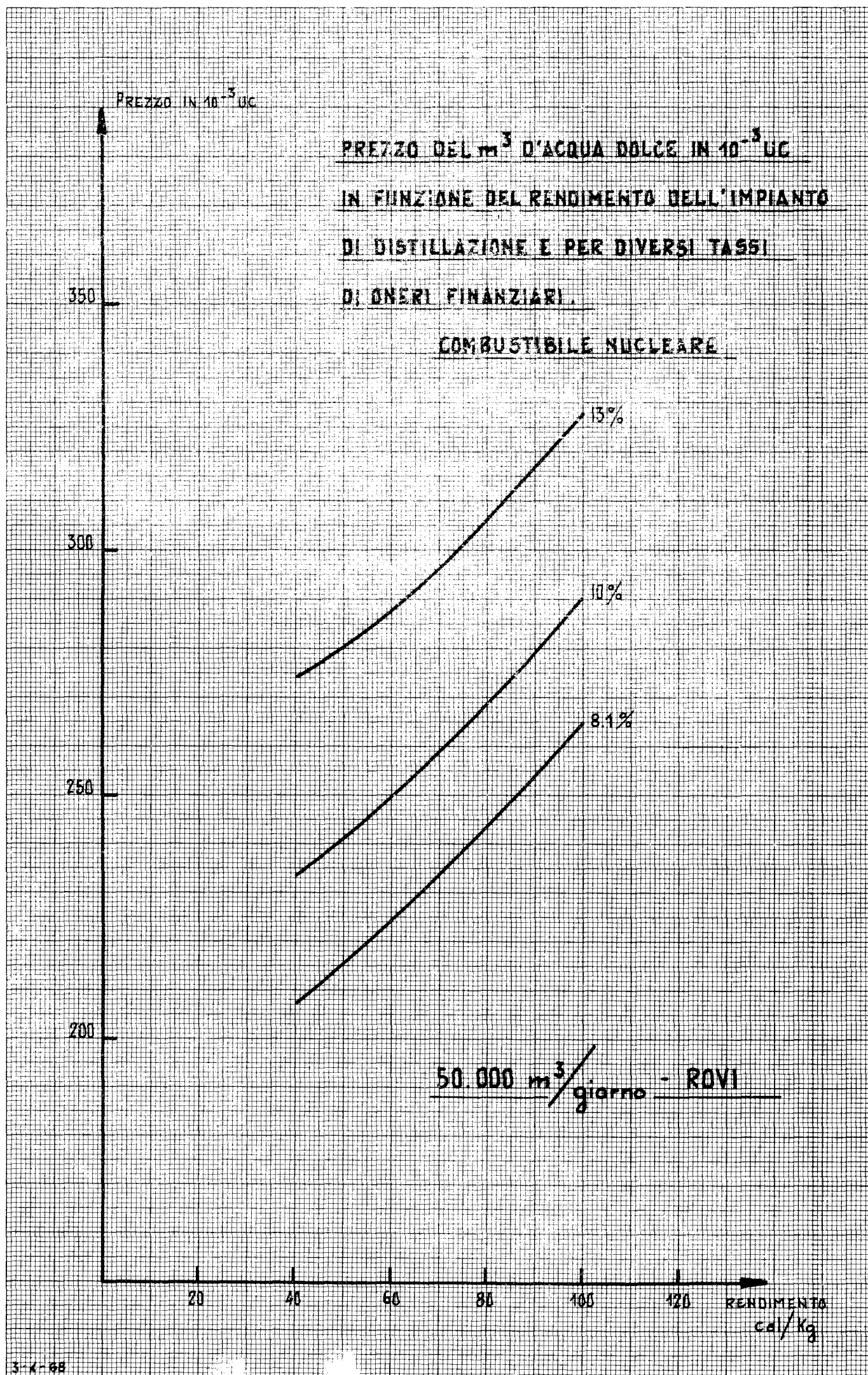
Consumo energetico dell'impianto	40 Cal/kg	70 Cal/kg	100 Cal/kg
tipo di reattore	ROVI	CANDU	CANDU
Tasso degli oneri finanziari:			
A = 8,1%	179	228	261
B = 10%	202	261	296
C = 13%	237	311	352

TABELLA 6 - COSTO DELL' ACQUA (10^{-3} U.C./m³) - IMPIANTO DA 250.000 m³/GIORNO ALIMENTATO A COMBUSTIBILE FOSSILE

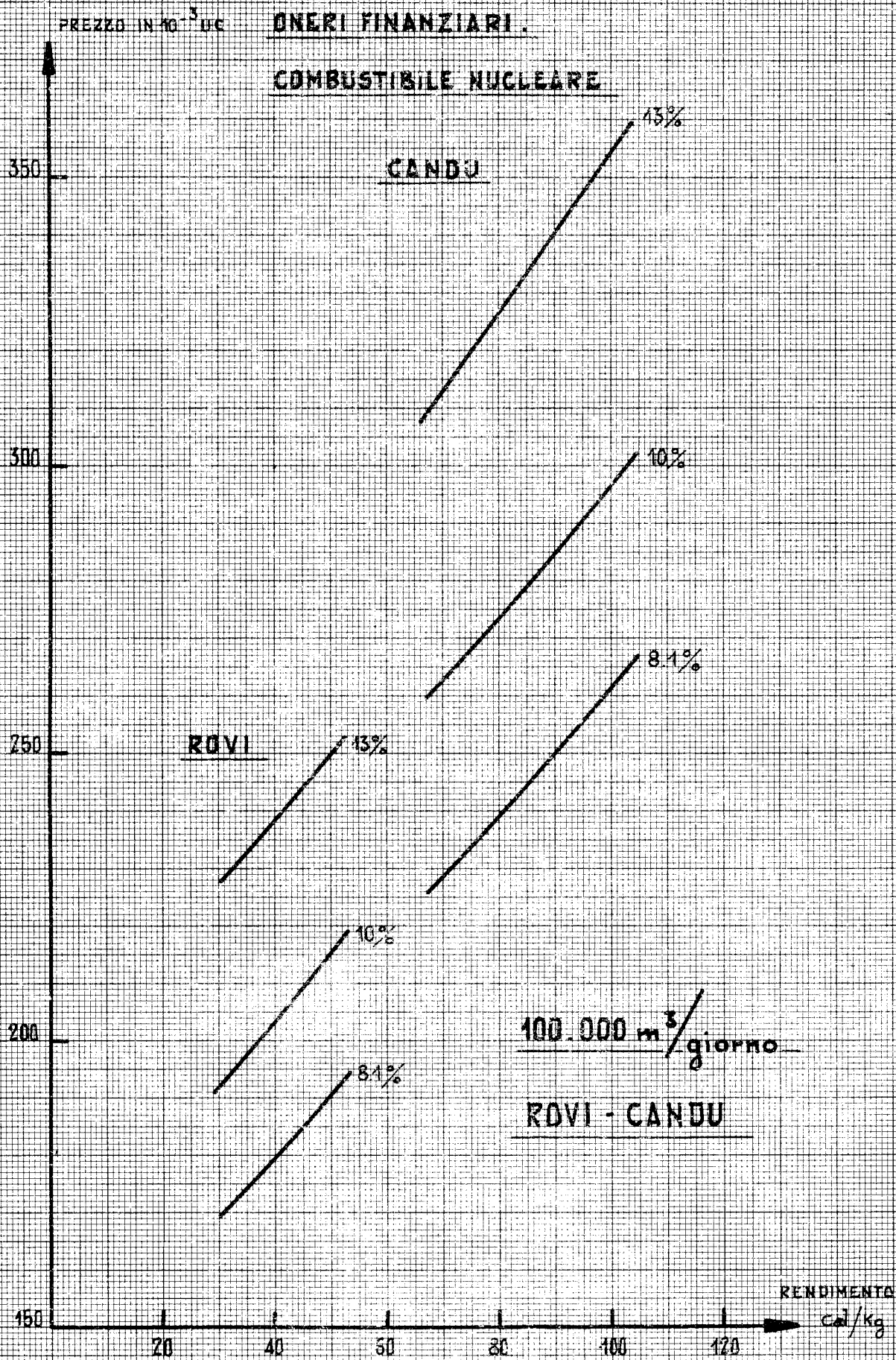
Consumo energetico dell' impianto	40 Cal/kg			70 Cal/kg			100 Cal/kg		
Prezzo del combustibile in U.C./t.e.c.	10	12	15	10	12	15	10	12	15
Tasso degli oneri finanziari:									
A = 8,1%	169	184	205	203	227	263	248	281	332
B = 10%	187	202	223	219	243	279	263	296	347
C = 13%	215	230	251	242	266	302	286	319	370

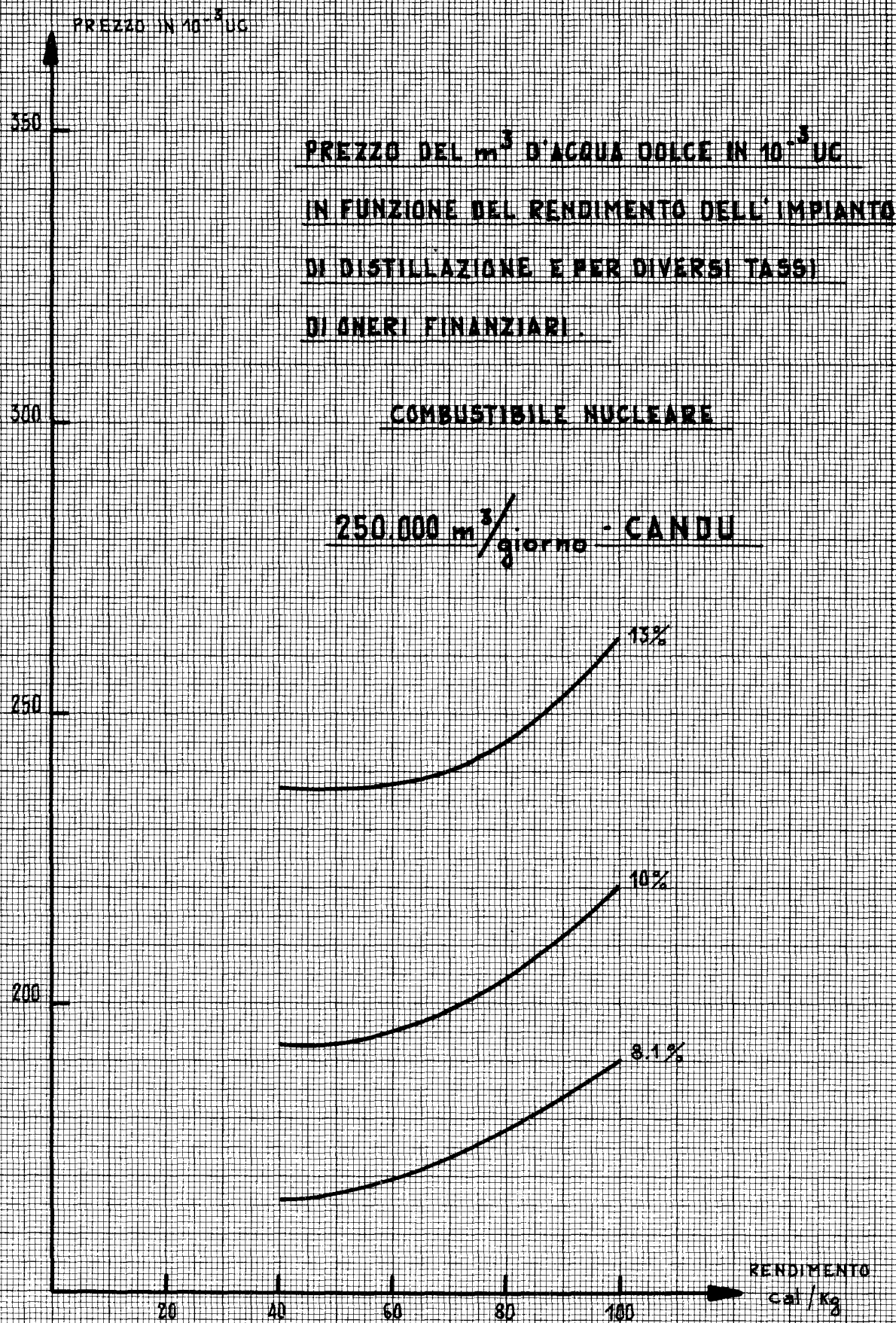
TABELLA 7 - COSTO DELL'ACQUA (10^{-3} U.C./m³) - IMPIANTO DA 250.000 m³/GIORNO ALIMENTATO A COMBUSTIBILE NUCLEARE
(REATTORE CANDU)

Consumo energetico dell'impianto	40 Cal/kg	70 Cal/kg	100 Cal/kg
Tasso degli oneri finanziari:			
A = 8,1%	166	173	191
B = 10%	193	199	220
C = 13%	237	240	263



PREZZO DEL m^3 D'ACQUA DOLCE IN 10^{-3} UC
IN FUNZIONE DEL RENDIMENTO DELL'IMPIANTO
DI DISTILLAZIONE E PER DIVERSI TASSI DI
ONERI FINANZIARI.
COMBUSTIBILE NUCLEARE



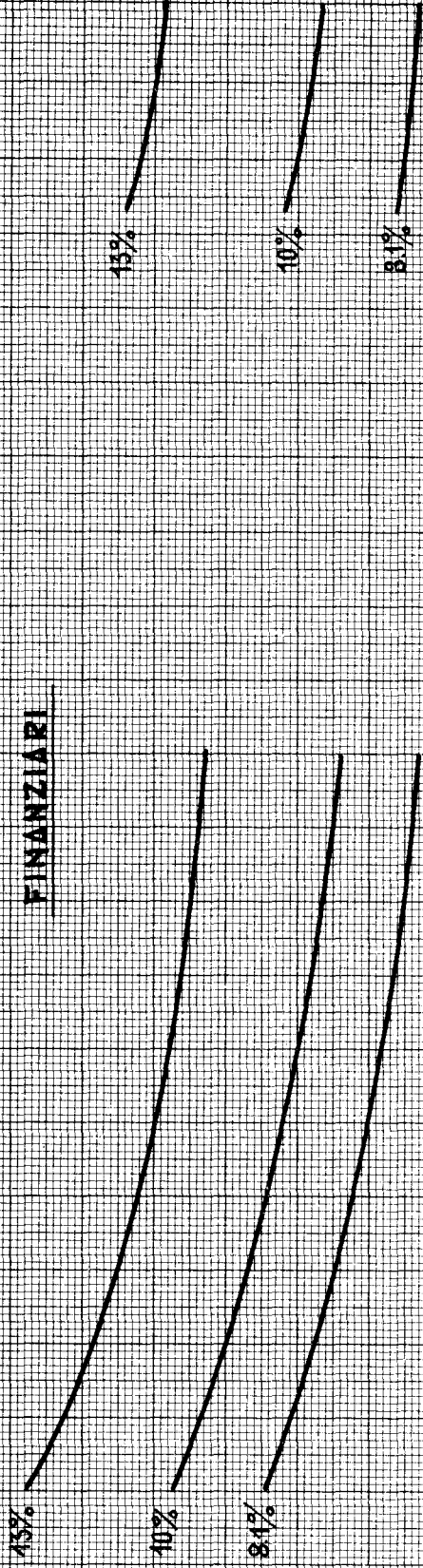


PREZZO IN 10^3 US

PREZZO DEL M³ D'ACQUA DOLCE OTTENUTO PARTENDO DAL COMBUSTIBILE

NUCLEARE IN FUNZIONE DELLA CAPACITA' E PER DIVERSI TASSI DI ONERI

FINANZIARI



ROVI

MINIMO DI PREZZO CON ALTO RENDIMENTO

CANDU

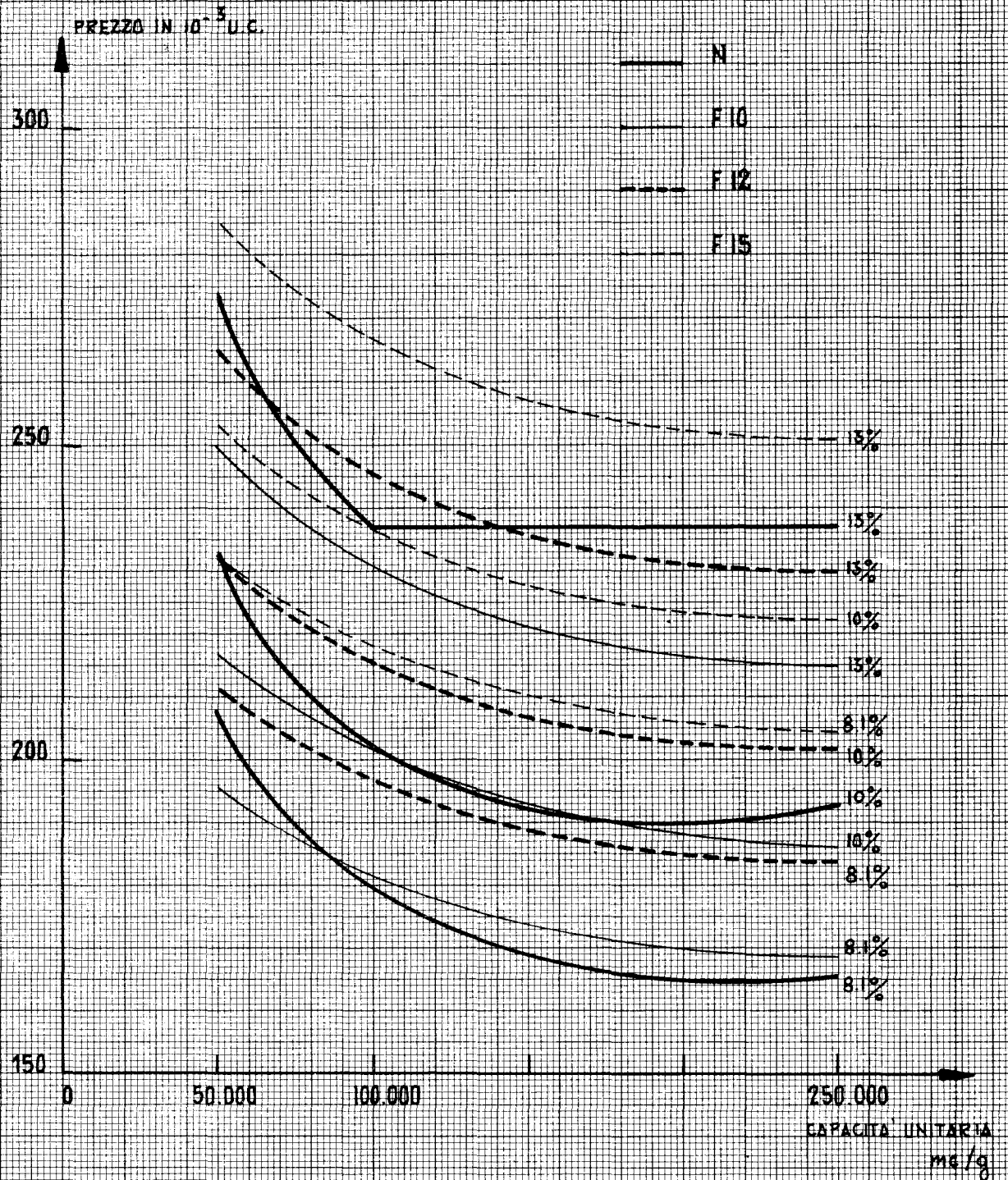


CAPACITA' UNITARIA MTC/a

3-4-68

COSTI MINIMI OTTENIBILI PER L'ACQUA DOLCE (IN MILLS U.C. /m³)

NEGLI IMPIANTI A SEMPLICE SCOPO



= Capacità unitaria da 100.000 m³/giorno

Per tale capacità unitaria, nel caso di impiego di combustibile nucleare, è stato preso in considerazione un reattore di tipo ROVI, la cui potenza massima di 300 MWth permette di alimentare un impianto da 100.000 m³/giorno, a basso consumo energetico (40 Cal/kg).

Si è fatto per contro riferimento ad un reattore tipo CANDU nel caso di consumi energetici più elevati dato che la sua potenza termica rientra nella gamma dei valori adottabili (350 + 500 MWth ed anche più).

I reattori di tipo ORGEL non sono stati presi in considerazione dato che la loro potenza termica minima è di gran lunga maggiore al richiesto.

Dalla tabella 5 è stato ricavato il grafico C2 che, nel caso di impiego di combustibile nucleare e per capacità unitaria di 100.000 m³/giorno, fornisce il costo del m³ di acqua dolce, espresso in Mills U.C., in funzione del consumo energetico e dei diversi tassi degli oneri finanziari.

Il confronto delle tabelle 4 e 5 permette di rilevare che, come nel caso di capacità unitarie di 50.000 m³/giorno e nei limiti delle ipotesi assunte, si ha sempre convenienza, a prescindere dal tipo di combustibile impiegato e dai tassi degli oneri finanziari, a scegliere unità a basso consumo energetico.

Per detta capacità unitaria di 100.000 m³/giorno, si rileva inoltre la completa convenienza economica dell'utilizzazione del combustibile nucleare. In questo caso infatti il combustibile nucleare è più conveniente del combustibile fossile approvvigionabile al più basso prezzo possibile.

= Capacità unitarie da 250.000 m³/giorno (tabelle 6 e 7)

Per tale capacità unitaria, nel caso di impiego di combustibile nucleare, si è fatto riferimento solo al reattore tipo CANDU, la cui potenza termica rientra nella gamma dei valori adottabili (500 + 1250 MWth).

Il reattore tipo ROVI ha una potenza termica massima molto inferiore mentre il reattore ORGEL ha una potenza termica minima superiore al richiesto.

Il grafico C3, ricavato dalla tabella 7, fornisce, nel caso di impiego di combustibile nucleare e per la capacità unitaria di 250.000 m³/giorno, il costo del m³ di acqua dolce prodotta, espresso in Mills U.C., in funzione del consumo energetico e dei diversi tassi degli oneri finanziari.

Si rileva, in questo caso, che non sempre si ha convenienza a scegliere installazioni che comportino un basso consumo energetico: più il tasso degli oneri finanziari è elevato e più è possibile aumentare il consumo energetico, senza incidere sul costo di produzione dell'acqua dolce.

Ciò è messo particolarmente in evidenza dalla curva di costo relativa al tasso del 13%.

Come per le precedenti capacità unitarie di 50.000 e 100.000 m³/giorno, si rileva che il combustibile nucleare è competitivo con quello fossile quando i tassi degli oneri finanziari siano bassi.

3.4.4. Conclusioni per gli impianti a semplice scopo

L'insieme dei risultati ottenuti è stato riassunto nei grafici C4 e C5. Il primo di essi si riferisce al caso del combustibile fossile e fornisce il costo, espresso in Mills U.C., del m³ di acqua dolce prodotta in funzione delle capacità degli impianti e per i tre diversi tassi degli oneri finanziari. Ben inteso, trattandosi di determinare il costo ottimale dell'acqua dolce prodotta, si è fatto riferimento, nella stesura del grafico C4, al consumo energetico più vantaggioso.

Il secondo grafico ha natura più generale e fornisce i migliori costi di produzione ottenibili sia nel caso di combustibile nucleare che di combustibile fossile in funzione delle capacità degli impianti e per i tre diversi tassi degli oneri finanziari e per i tre diversi costi del combustibile fossile.

Dall'esame di tali grafici derivano due considerazioni fondamentali:

1°) Nel caso di favorevoli condizioni di finanziamento, quali é pensabile di ottenere per opere di pubblica utilità (tasso degli oneri finanziari - 8,1%), sarebbe possibile la produzione di acqua dolce ad un prezzo vicino ai 165 Mills U.C./m³ per capacità di impianto nell'intorno di 150.000 m³/giorno.

2°) Tra le varie filiere di reattori considerati, quella ROVI é la più interessante: le sue possibilità in potenza termica permettono, infatti, di aumentare le capacità unitarie degli impianti fino a 150.000 m³/giorno.

Oltre i 150.000 e fino ai 250.000 m³/giorno e più, un impianto unitario comportante un solo reattore CANDU ed un' unica stazione dessalante, non consente diminuzioni di costo dell'acqua significative nei confronti di un' installazione comportante due insiemi identici, costituiti ciascuno da due reattori ROVI di potenza metà e da una stazione dessalante anch' essa di capacità metà.

In quest'ultimo caso inoltre, a parità di risultati, il ROVI presenta, evidentemente, una maggiore sicurezza di funzionamento dovuta alla riserva su metà della potenza.

3.4.5. Osservazioni finali

Da quanto precede, si é visto che, nel periodo 1970 + 1980, sarebbe possibile produrre notevoli quantità di acqua dolce a prezzi inferiori ai 200 Mills U.C./m³, a condizione che i tassi degli oneri finanziari non siano troppo elevati e che le installazioni presentino capacità produttive sufficientemente grandi.

I costi, ai quali si é pervenuti nell' elaborazione dello studio, possono essere accettabili per i fabbisogni industriali o civili, non lo possono certo essere per superare ai fabbisogni agricoli.

Si dovrà probabilmente attendere di potere raccogliere i frutti di tutti gli studi condotti e delle realizzazioni in corso per potere ridurre il costo dell' acqua dolce prodotta ad un valore sufficientemente basso per renderlo accettabile anche per usi agricoli.

Si può sperare che un incremento delle capacità unitarie permetta di pervenire a buoni risultati.

Non si deve tuttavia concludere che non é e non sarà possibile, per il periodo 1970 + 1980, produrre acqua dolce, tramite trattamento di acque marine, ad un costo inferiore ai 200 Mills U.C./m³.

La produzione di acqua dolce, per distillazione di acque marine, richiede, infatti, calorie a basso livello termico.

Come vedremo in appresso, un oculato recupero delle calorie perse in numerosi impianti industriali consente,

già da ora, di ridurre sensibilmente il costo dell' acqua dolce prodotta.

3.5. Valutazione del costo di produzione di acqua dolce negli impianti a duplice scopo

3.5.1. Generalità

Gli oneri finanziari ed il costo combustibile costituiscono le due principali voci di costo dell' acqua dolce.

Per gli impianti a semplice scopo alimentati con combustibile fossile, si verifica sovente che tale costo si possa suddividere in tre voci principali, di peso pressocché uguale:

- 1/3 oneri finanziari
- 1/3 costo combustibile
- 1/3 varie

Per gli impianti a semplice scopo alimentati con combustibile nucleare, la voce "oneri finanziari" incide maggiormente: essa può raggiungere ed anche superare la metà del costo totale, mentre la voce "costo combustibile" è, al contrario, sensibilmente più ridotta.

E' lecito quindi dedurre che impianti di dessalazione misti consentono di ridurre sensibilmente il costo dell' acqua.

Infatti é possibile:

- utilizzare completamente gli investimenti preesistenti e ridurre al minimo quelli complementari con conseguente ottenimento di un valore molto ridotto per i costi dovuti agli "oneri finanziari"
- recuperare calorie di norma perse permettendo in alcuni casi l'ottenimento di un valore zero per la voce "combustibile"
- esercire l'impianto di desalazione senza personale supplementare

con conseguente riduzione del valore della voce "varie".

Le centrali per produzione mista di acqua ed elettricità costituiscono dunque una delle migliori possibilità di ridurre il costo della acqua dolce.

Prima di passare all'esame dettagliato dei risultati ottenibili con siffatti impianti, illustreremo altre installazioni di dessalazione miste, nelle quali un accorto recupero del calore ha consentito la produzione di acqua dolce ad un costo molto basso.

3.5.2. Impianti di dessalazione misti per recupero di calore su circuiti dell'acqua di raffreddamento

Di norma si tratta di impianti di dimensioni piuttosto ridotte quali, ad esempio, quelli accoppiati ad un gran numero di apparati diesel.

Anche se è possibile ottenere la distillazione di acqua di mare a temperature molto basse, è sempre necessario produrre un certo scarto minimo di temperatura tra sorgente calda e sorgente fredda.

Il principio del recupero di calore è illustrato nello schema 1.

Un gran numero di impianti di questo tipo è già in esercizio in tutto il mondo, in particolare su navi.

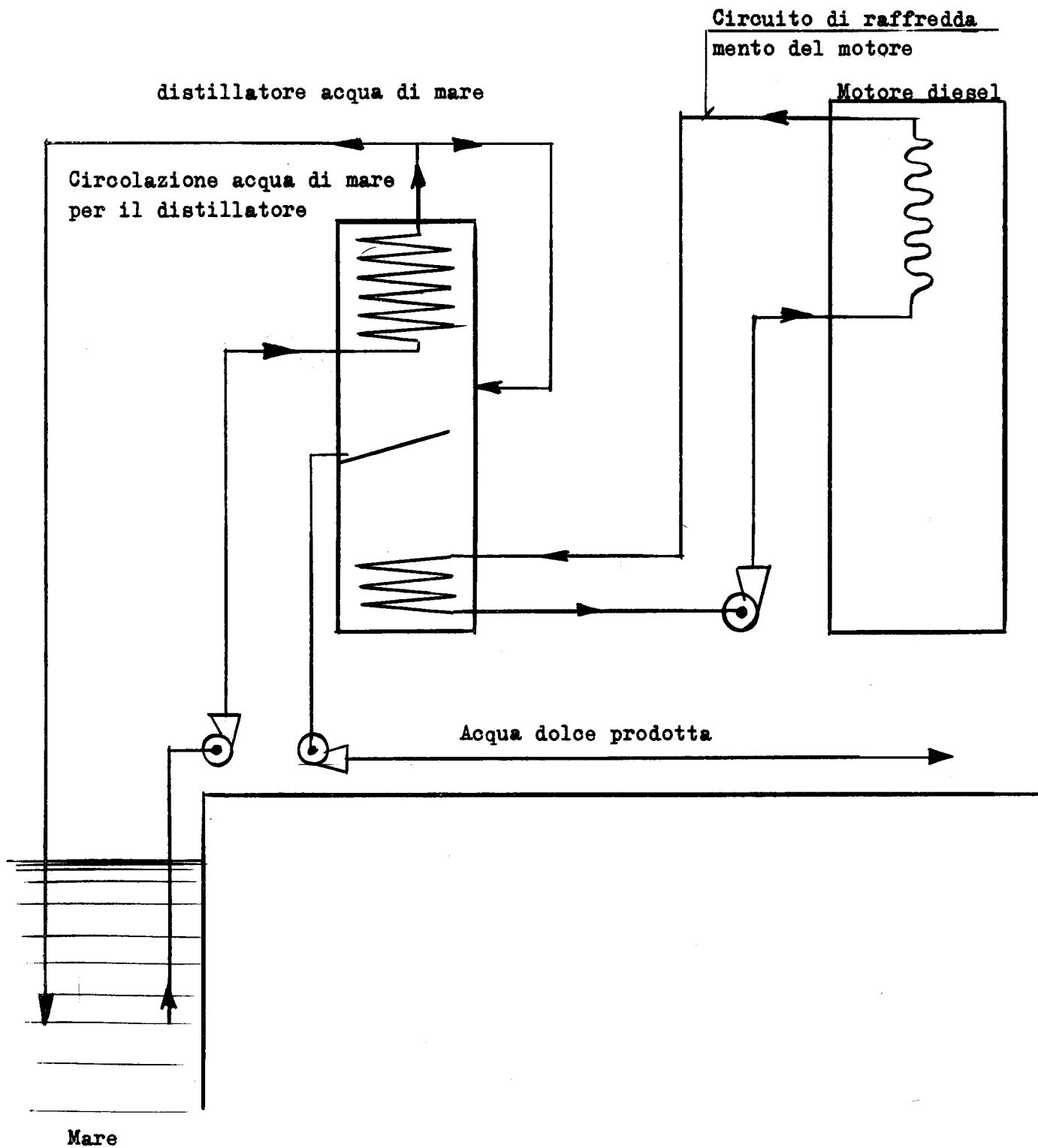
Con potenze di 10.000 CV, si possono produrre da 100 a 300 m³/giorno di acqua dolce.

Gli oneri complementari di investimento richiesti da questo tipo di impianto sono relativamente elevati se rapportati al costo di produzione del m³/giorno prodotto e sono variabili anche da impianto a impianto.

Abbiamo preso a base dei calcoli riportati qui di seguito il valore di 200 U.C. per m³/giorno installato.

Con le solite ipotesi relative al valore delle rate annue di ammortamento e remunerazione del capitale, gli oneri finanziari per m³ di acqua dolce prodotto assommano dunque a:

Produzione di acqua dolce a mezzo di dessalazione di acque marine
basata su recupero di calore effettuato sui circuiti dell'acqua di
refrigerazione di apparati diesel.



Schema 1

. A1,	8,1%/anno:	55,5	Mills U.C./m ³
. B1,	10%/anno:	68,5	Mills U.C./m ³
. C1,	13%/anno:	89	Mills U.C./m ³

Per calcolare il costo dell'acqua dolce é evidentemente necessario aggiungere agli oneri finanziari i diversi oneri complementari, quali: assicurazioni, energia elettrica, manutenzione, ecc., che pe raltro sono relativamente ridotti.

Dai calcoli eseguiti, il costo dell'acqua ottenibile in questo modo risulta essere, secondo il caso, compreso tra 100 e 200 Mills U.C./m³. Detto costo non é molto inferiore a quelli da noi precedentemente riportati; si deve però notare che esso é particolarmente basso per installazioni così ridotte; da ciò nasce l'interesse per questo tipo di impianto.

3.5.3. Impianti di dessalazione misti per recupero del calore su circuiti di aria, di fumi o di gas

Un numero assai diffuso di impianti prevede l'espulsione all'atmosfera di aria, fumi o gas a temperature relativamente elevate (spesso a più di 100 °C).

Su questi circuiti é facile installare dispositivi di recupero atti all'alimentazione di una unità di distillazione.

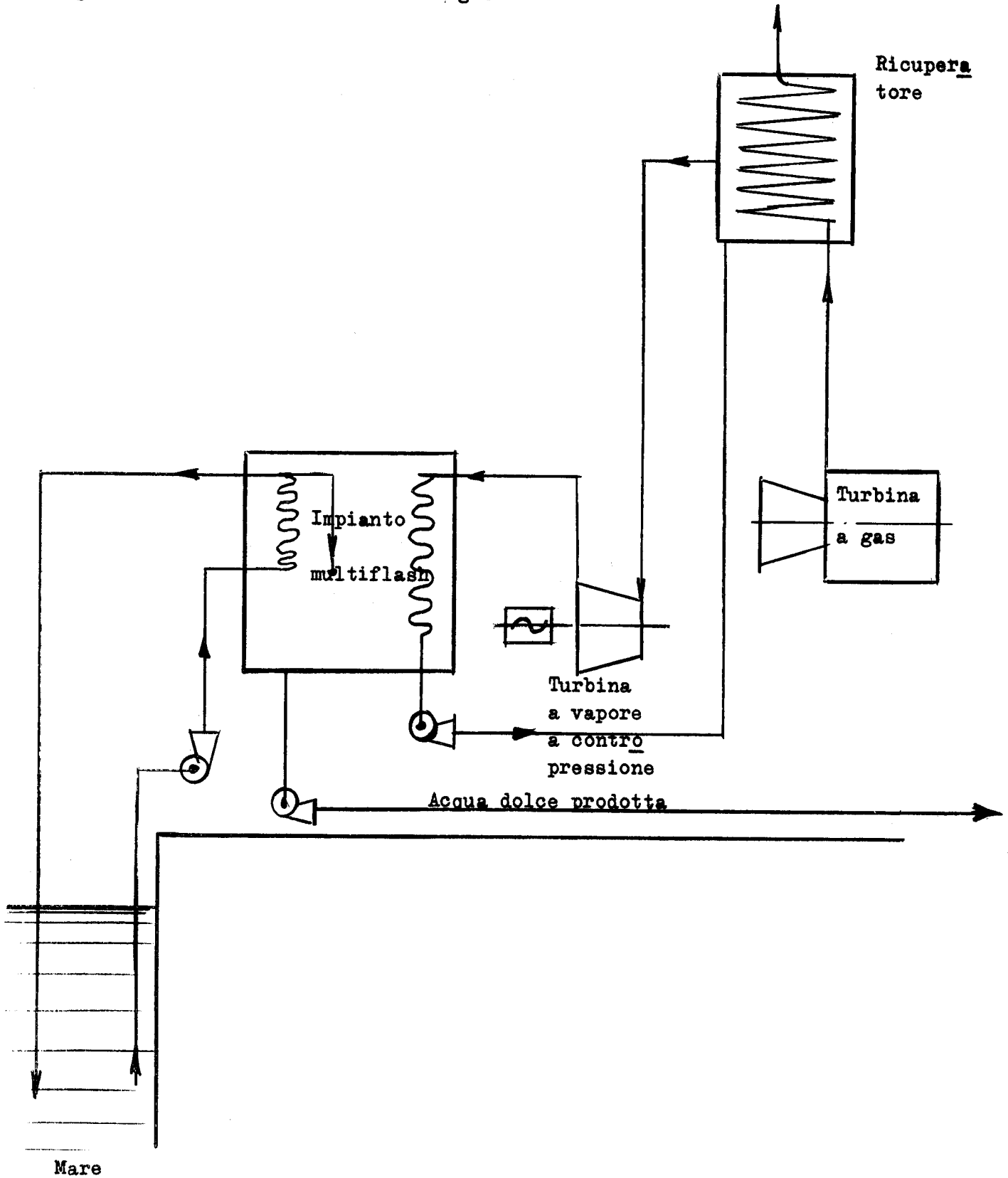
Questo é il caso particolare dei gas di combustione espulsi all'atmosfera provenienti da caldaie, motori diesel, turbine a gas, ecc.

Un gran numero di tali impianti é già in servizio su apparati diesel per la propulsione navale.

Lo schema 2 illustra il principio di tali installazioni nel caso di una turbina a gas.

Le possibilità di produzione di acqua dolce con tale procedimento sono di gran lunga maggiori di quelle illustrate nel paragrafo precedente. Si possono raggiungere produzioni da 800 a 1200 T/giorno con potenze dell'ordine di 10.000 CV.

Produzione di acqua dolce a mezzo di dessalazione di acque marine
basata sul recupero di calore effettuato sul circuito dei
gas di scarico di una turbina a gas



Schema 2

Così un motore da 25.000 CV fornisce 200.000 Kg/h di gas caldo a 350 °C e la caldaia a recupero, alimentabile con tali gas, può produrre circa 10.000 kg/h di vapore a 8 kg/cm² eff.

Tale vapore, previa espansione in una turbina a vapore a contropressione, è in grado non solo di alimentare una unità di distillazione, ma anche di assicurare buona parte della potenza necessaria all'alimentazione degli ausiliari.

Il costo dell'acqua deve naturalmente tenere conto degli oneri relativi ai dispositivi di recupero. Detti oneri sono molto variabili a seconda dei casi.

Dai calcoli eseguiti risulta che gli investimenti, di norma, sono compresi tra 200 e 400 U.C./m³ mentre il costo dell'acqua prodotta varia da 100 a 300 Mills U.C. per m³ a seconda delle condizioni economiche locali.

Questa soluzione è interessante e merita di essere segnalata in quanto presenta il vantaggio di una produzione economica di acqua dolce pur essendo associata ad un complesso di media potenza.

Si noterà che essa presenta una grande flessibilità dal momento che la caldaia a recupero può essere munita di bruciatori a nafta, il che permette non soltanto di produrre acqua dolce anche in caso di arresto del generatore di potenza, ma anche di fornire alla caldaia a recupero una quantità supplementare di calore, in modo da garantire la produzione di acqua dolce indipendentemente, entro certi limiti, delle richieste dell'utenza.

E' evidente che in questa ultima ipotesi il costo dell'acqua dovrà essere maggiorato della quota parte dovuta al prezzo del combustibile: le condizioni di esercizio richiedono, in ciascun caso, uno studio particolare.

3.5.4. Impianti di dessalazione misti per recupero di calore dal vapore di scarico di impianti termici

Frequentemente in alcuni complessi industriali si hanno a disposizio

ne quantità importanti di vapore a pressioni relativamente elevate. In questi casi l'utilizzazione di detto vapore, in un impianto di distillazione di acqua di mare, può portare il costo dell'acqua dolce ad un valore relativamente ridotto, tenuto conto dell'incidenza di diversi elementi, quali:

- investimenti ridotti
- costo nullo del vapore recuperato
- ecc.....

In questi casi si verifica abbastanza frequentemente che il totale degli investimenti supplementari sia ridotto a circa 100 + 300 U.C. per m³/giorno il che permette l'ottenimento di un costo dell'acqua prodotta di 100 + 250 Mills U.C./m³.

Attiriamo l'attenzione sulle possibilità offerte da alcune centrali di potenza, nelle quali lo scarto di temperatura tra l'acqua di refrigerazione ed il vapore di scarico della turbina è di una certa entità. Ciò rende possibile l'interposizione di una unità di dessalazione di acqua di mare.

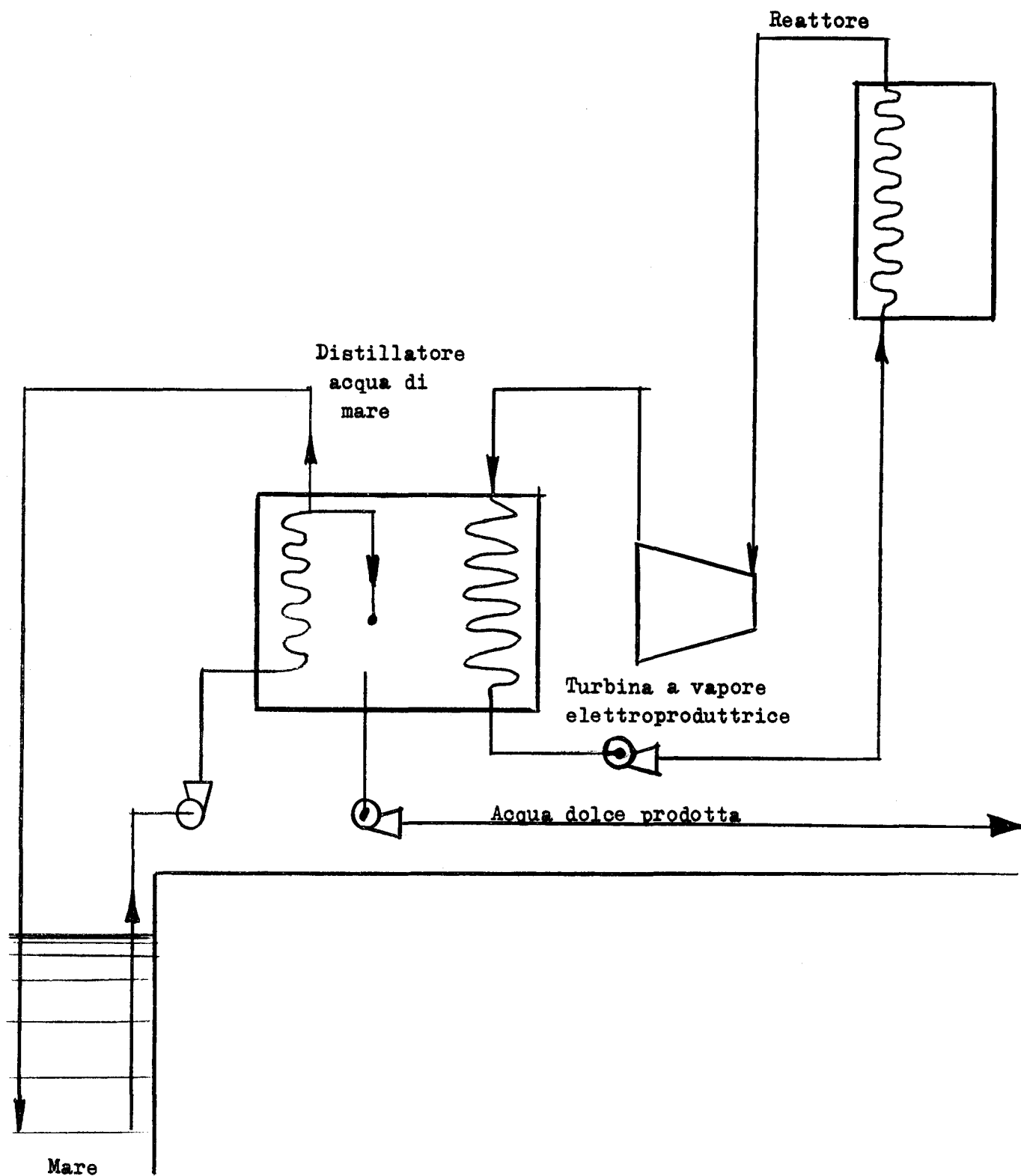
In questo caso l'impianto più adatto non sarà forzatamente costituito da un multiflash, ma potrà anche essere una unità di distillazione ad evaporazione diretta.

Questa soluzione è applicabile in modo più specifico agli impianti nucleari realizzati in paesi, nei quali l'acqua del mare si mantiene a temperature relativamente fredde per gran parte dell'anno.

Studi dettagliati hanno dimostrato che, tenuto conto:

- del basso costo del combustibile nucleare
- delle importanti variazioni di costo dei condensatori e loro ausiliari
- del costo elevato degli ultimi stadi di espansione delle turbine o dei forti quantitativi di vapore, spesso ad alto titolo di umidità, da espandere

Produzione di acqua dolce a mezzo dessalazione di acque marine
basata sul ricupero di calore dal vapore di scarico dalla turbi-
na di una centrale di potenza (nucleare)



Schema 3

l'aumento della pressione del vapore allo scarico delle turbine non comporta un aumento del costo dell'elettricità.

Gli studi di ottimizzazione condotti, tenendo conto degli oneri finanziari, hanno dimostrato che, nel caso particolare della nostra ipotesi economica B1 (interesse 8% / anno - rata annua per ammortamento e remunerazione del capitale 10%), si avrebbe corrispondenza tra la temperatura dell'acqua di mare di refrigerazione ed il grado di vuoto più conveniente per lo scarico dalla turbina. Con acqua di mare a 15 °C, il vuoto ottimale per lo scarico della turbina è di 0,062 kg/cm² ass. corrispondente ad una temperatura di vapore saturo di 36 °C, con uno scarto di 21 °C, valore alquanto superiore a quello adottato in numerosi impianti di desalazione di acque marine tipo multiflash a rendimento "medio".

Queste soluzioni se applicate in centrali nucleari da 600 MWe e nelle quali la portata del vapore allo scarico dalla turbina sia di 2.200 T/ora circa, permettono una produzione di acqua dolce di 45.000 m³/giorno, come illustrato nello schema n° 3.

Impianti di questo genere comportano la necessità di fare lavorare il vapore a pressioni molto basse, con volumi specifici molto elevati. Oggigiorno le tecniche di distillazione a queste pressioni sono ben conosciute.

I volumi specifici in gioco portano ad aumentare considerevolmente i costi di impianto dovuti ai materiali, ma detta maggiorazione è compensata in gran parte dalla riduzione delle superfici di scambio e da semplificazioni di principio e quindi di realizzazione.

Gli oneri di investimento per unità da 45.000 m³/giorno ammontano a 170 U.C./m³/giorno.

Da ciò derivano i costi di produzione dell'acqua dolce riassunti nella seguente tabella:

Rate annue per ammortamento e remunerazione del capitale	8,1%	10%	13%
Oneri finanziari, in Mills U.C./m ³	47,2	58,4	70,7
Oneri fissi: personale, manutenzione, assicurazioni, etc., in Mills U.C./m ³	10,3	10,3	10,3
Oneri proporzionali: elettricità, trattamento, in Mills U.C./m ³	11,0	11,0	11,0
Totale in Mills U.C./m ³	68,5	79,7	92,0

Da queste cifre risulta il grande interesse di tali impianti misti per la desalazione di acque marine: la produzione di 45.000 m³/giorno di acqua dolce in una centrale da 600 MWe può incrementare notevolmente l'economicità del complesso.

Una siffatta produzione può coprire i fabbisogni civili di acqua di una città con più di 200.000 abitanti.

Quanto sopra è ancora più interessante per il fatto che il costo dell'acqua dolce è basso 70 + 90 Mills U.C./m³ a seconda dell'ammontare degli oneri finanziari.

È uno dei valori più bassi che si possa sperare di ottenere nel futuro decennio, senza coinvolgere la costruzione di impianti le dimensioni dei quali possono essere considerate gigantesche e che di conseguenza richiedono investimenti globali enormi.

3.5.5. Impianti di desalazione misti accoppiati a circuiti di trasferimento del calore

In alcuni impianti il trasferimento del calore da un fluido ad un altro si effettua per mezzo di un terzo fluido ausiliario.

Questa soluzione, apparentemente complessa, può dare adito alla realizzazione di una unità di desalazione di acque marine suscettibile di interesse.

Questa soluzione alcune volte si impone per ragioni di sicurezza, di

manutenzione del materiale e per altre cause.

E' il caso, per esempio, delle centrali di potenza a combustibile fossile, nelle quali si cerchi di abbassare al massimo la temperatura, allo scarico all'atmosfera, dei gas di combustione recuperandone le corrispondenti calorie e trasferendole a temperatura più bassa al circuito dell'aria comburente o al circuito dell'acqua di alimento dell'impianto di dessalazione.

Lo schema 4 illustra il principio di tale impianto.

In questo caso evidentemente il fluido ausiliario é costituito dalla acqua di mare che si vuole dessalare. Tale fluido é riscaldato a mezzo di uno scambiatore economizzatore installato sul circuito dei gas di combustione.

Un evaporatore a multiflash ad uno o più stadi assicura la produzione di acqua dolce.

Il vapore, prodotto nel primo o negli ultimi stadi di questo evaporatore, é inviato ad uno scambiatore, installato sul circuito del fluido da riscaldare (aria comburente od acqua di alimento).

Gli schemi 5 e 6 illustrano in dettaglio le soluzioni che possono essere adottate anche su gruppi termici da 600 MWe.

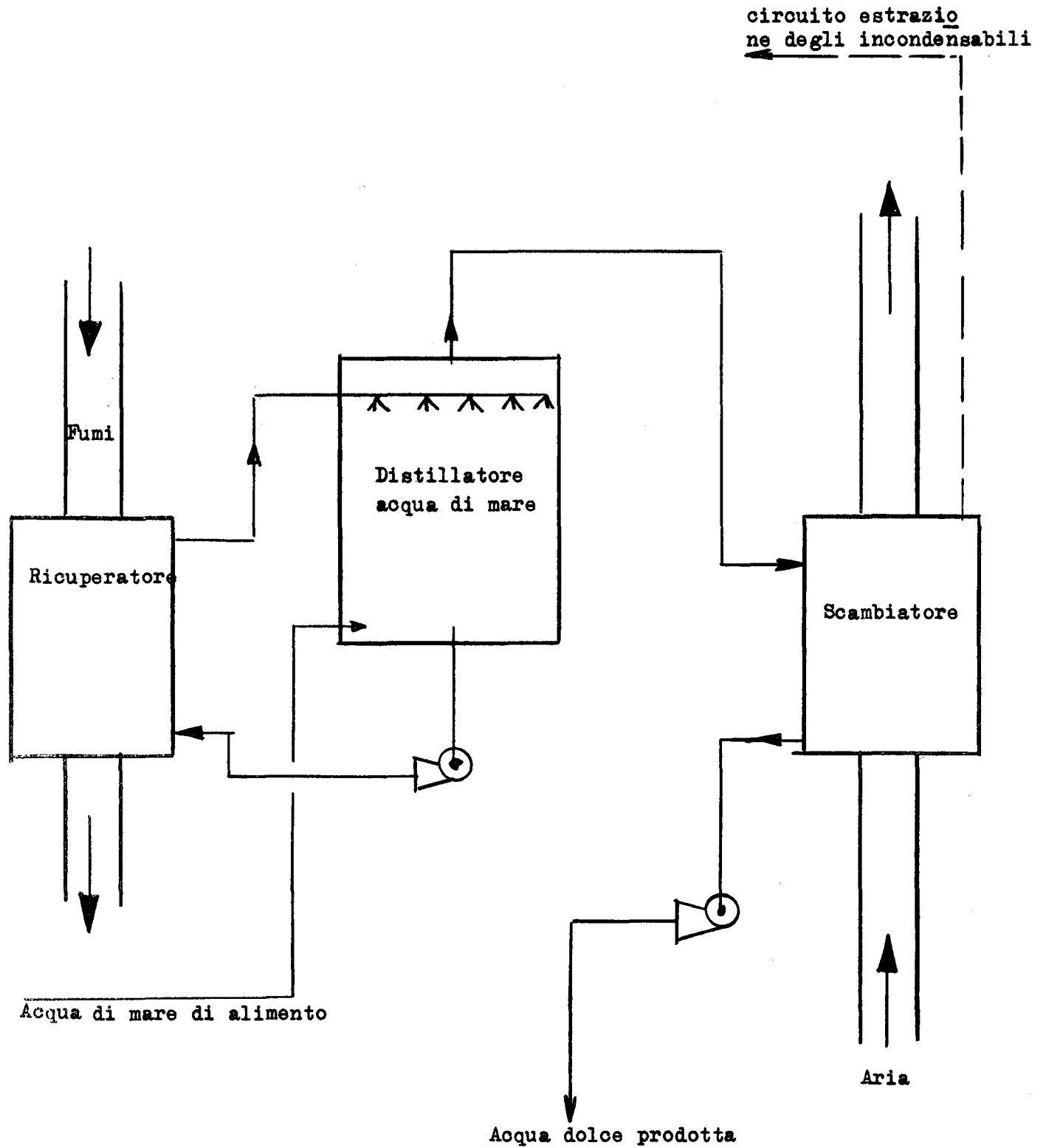
I quantitativi di acqua dolce ottenibili possono raggiungere facilmente i $2.500 \text{ m}^3/\text{giorno}$, a mezzo ricupero di calore sui circuiti dell'aria comburente, e i $7.700 \text{ m}^3/\text{giorno}$, a mezzo ricupero del calore sui circuiti dell'acqua di alimento.

Di norma, gli scambiatori sono realizzati in modo tale che la potenza assorbita dalla stazione dessalante dell'acqua di mare non riduce il rendimento globale della centrale, anche se il processo di dessalazione utilizza calorie e potenza per i suoi ausiliari.

Si può anche prevedere che il rendimento globale sia migliorato, il che permette una riduzione del costo dell'acqua dolce prodotta con tale sistema.

Secondo i calcoli eseguiti, gli investimenti relativi risultano di

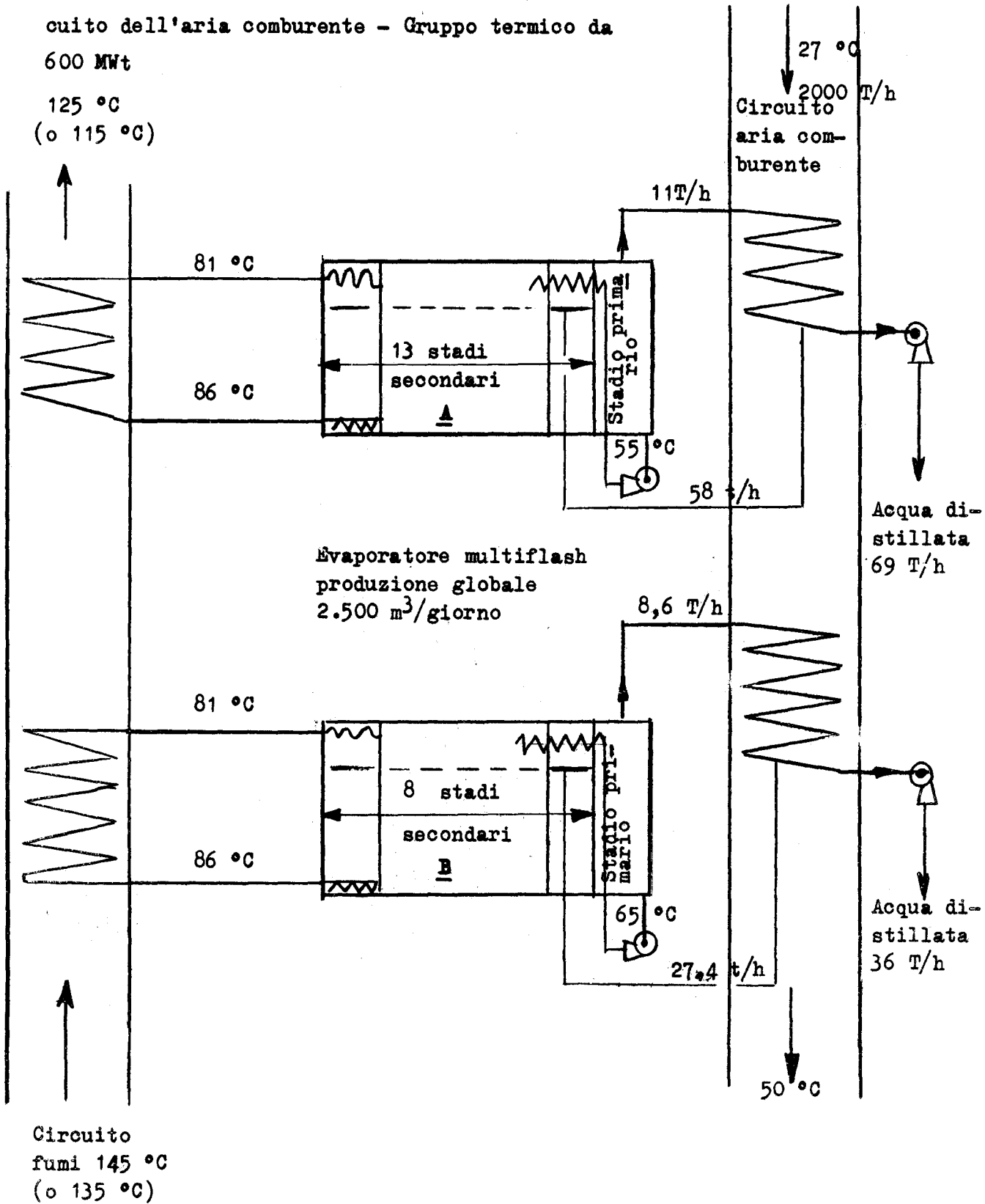
Produzione di acqua dolce a mezzo dessalazione di acque marine
tramite distillatore accoppiato ad un circuito di trasferimen-
to del calore



Schema 4

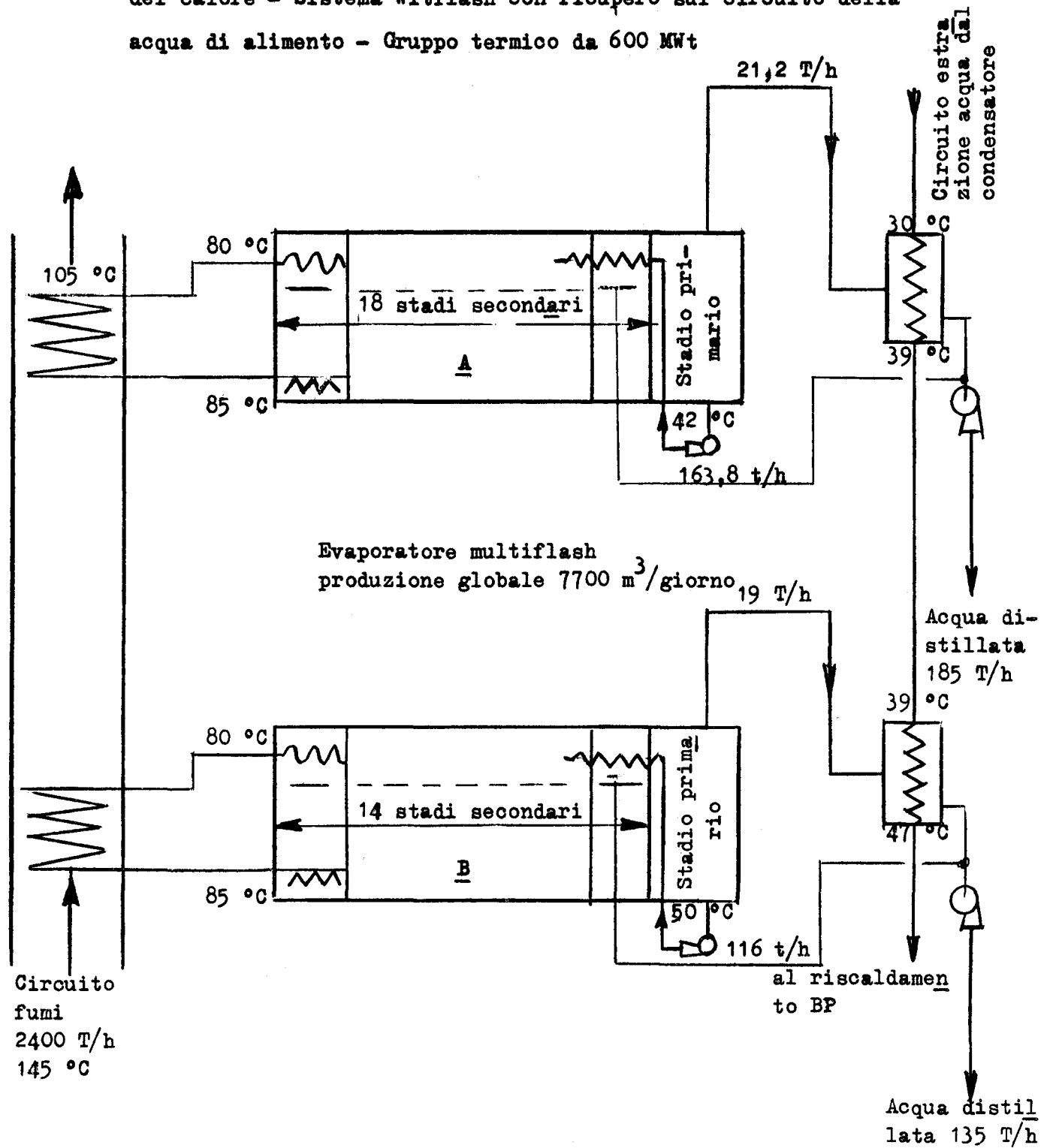
Produzione di acqua dolce a mezzo dessalazione acque marine
tramite distillatore accoppiato ad un circuito di trasferi-
mento del calore - Sistema Witflash con ricupero sul cir-
cuito dell'aria comburente - Gruppo termico da
600 MWt

125 °C
(o 115 °C)



Schema 5

Produzione di acqua dolce a mezzo dessalazione di acque marine
tramite distillatore accoppiato ad un circuito di trasferimento
del calore - Sistema Witflash con ricupero sul circuito della
acqua di alimento - Gruppo termico da 600 MWt



circa $200 + 300 \text{ U.C./m}^3$ /giorno ed il costo dell'acqua prodotta é di $200 + 300 \text{ Mills U.C./m}^3$, a seconda delle condizioni economiche.

Un altro esempio di impianti realizzati secondo tale disposizione é applicabile a tutte le centrali di potenza, sia che queste siano alimentate con combustibile fossile che nucleare.

Come noto, il riscaldamento dell'acqua di alimento é generalmente ottenuto tramite spillamento di vapore dalla turbina.

E' possibile, come illustrato nello schema n° 6, utilizzare una parte del vapore spillato per alimentare un evaporatore a multiflash, gli ultimi stadi del quale siano raffreddati dall'acqua di alimento che normalmente viene riscaldata tramite il corrispondente vapore di spillamento.

L'unità di distillazione multiflash funge in questo caso da riscaldatore parziale dell'acqua di alimento.

Il vapore utilizzato per il riscaldamento del multiflash, prima di alimentare la stazione dessalante, viene sfruttato al massimo ed il suo costo é, di conseguenza, generalmente basso.

Numerosissimi impianti di questo tipo sono in servizio in tutto il mondo.

I quantitativi di acqua dolce ottenibili con questo procedimento sono considerevoli; essi dipendono in gran parte dalla scelta del ciclo termico adottato.

Le spese di investimento ed il costo dell'acqua dolce prodotta sono calcolati di volta in volta e tengono conto anche delle condizioni economiche.

Si deve inoltre tenere conto delle perdite di potenza causate dalla maggiore quantità di vapore spillato dalla turbina.

Per centrali di grandi dimensioni, sulle quali siano installati multiflash eroganti parecchie migliaia di m^3 /giorno, si devono prevedere investimenti di $200 + 300 \text{ U.C./m}^3$ /giorno installato, mentre il costo dell'acqua prodotta si aggira sui $100 + 200 \text{ Mills U.C./m}^3$.

3.5.6. Impianti misti per la produzione di acqua ed energia elettrica a duplice scopo

Nei paragrafi precedenti sono state prese in esame le installazioni in grado di produrre, in impianti misti, quantitativi limitati di acqua dolce.

Abbiamo inoltre visto come gli investimenti ed i costi possano essere, in alcuni casi, particolarmente vantaggiosi qualora ci si accontenti di produzioni di acqua dolce da impianti opportunamente studiati e proporzionati alle preesistenti installazioni per la produzione di energia.

E' però evidente che le soluzioni prospettate costituiscono altrettanti casi particolari e che il costo dell'acqua prodotta é essenzialmente funzione delle circostanze locali.

E' per questa ragione che esamineremo il caso più generale di impianti misti, specificatamente concepiti per la produzione contemporanea di energia elettrica ed acqua dolce.

Ricordiamo per prima cosa che nelle centrali termiche per produzione di energia elettrica, sia che queste siano alimentate con combustibili fossili che con combustibile nucleare, il kWe, equivalente a 860 calorie, richiede un consumo minimo di 2.000 calorie ed uno massimo che, di solito, non supera le 3.000 calorie. Questi due valori sono per la massima parte funzione del livello termico del vapore fornito dal generatore.

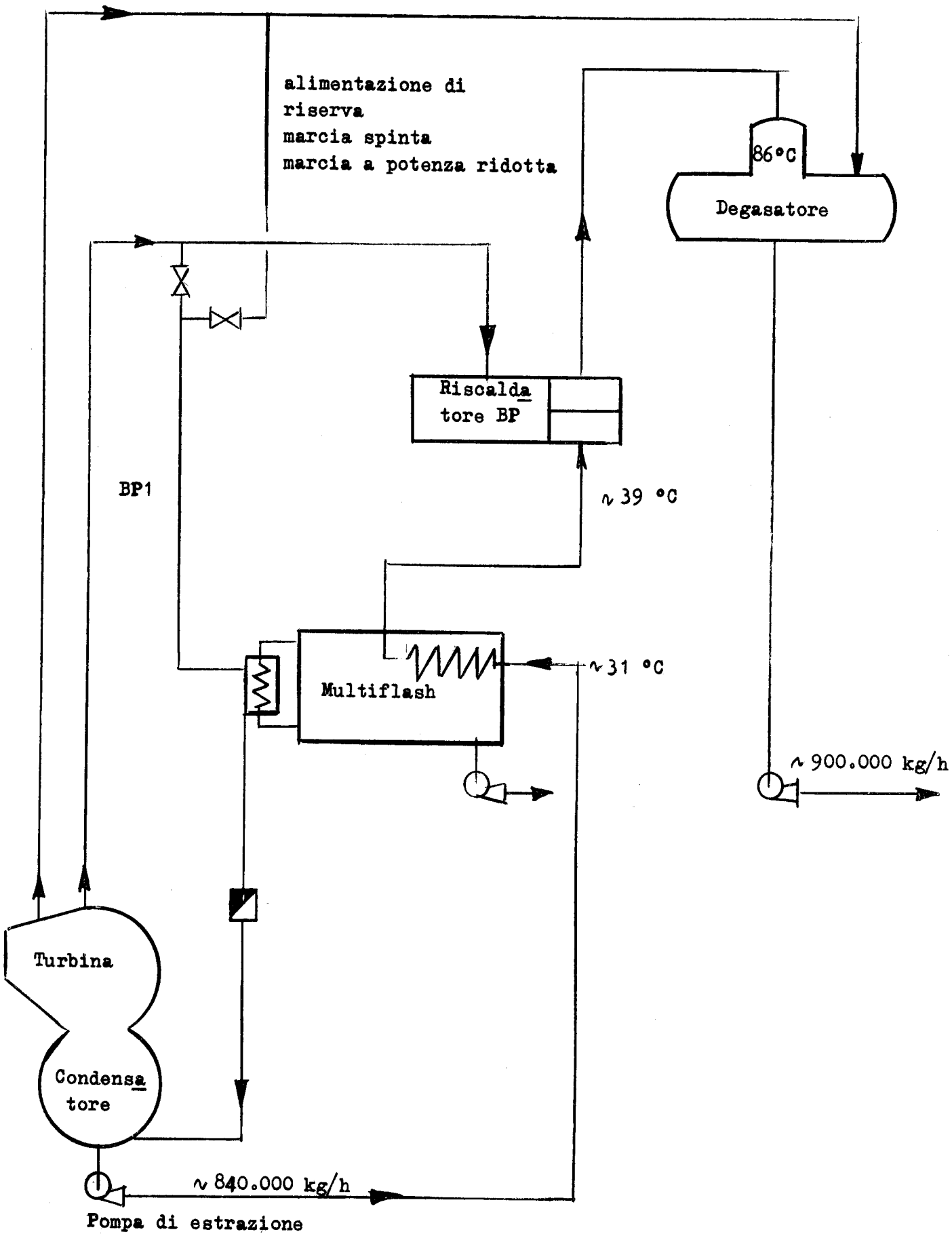
La perdita di calore si aggira intorno al 60 + 70% del consumo totale e si verifica per la massima parte (50% circa) nel condensatore principale dell'impianto.

D'altra parte, é ben noto che la produzione di energia elettrica per mezzo di turbine a contropressione richiede solamente ~ 1.100 cal/kWe.

In questo caso le sole perdite di calore sono dovute:

- al rendimento del generatore di vapore
- al rendimento meccanico dell'insieme turbo-alternatore

Produzione di acqua dolce a mezzo dessalazione di acque marine
in una centrale termonucleare da 250.000 MW



Schema 7

- al rendimento elettrico dell'alternatore
- alla potenza degli ausiliari
- a perdite per irraggiamento, etc.

Si constata che il totale di dette perdite é estremamente ridotto.

Dato che la produzione di acqua dolce per distillazione richiede vapore saturo a bassa temperatura (3 kg/cm^2 assoluti - 133°C max), é evidente che un'opportuna combinazione dei vari circuiti termici permette una produzione simultanea:

- = da una parte, di kWh ottenuti per espansione del vapore in una turbina a contropressione tra il livello termico elevato del generatore di vapore ed il basso livello termico richiesto dalla stazione dessalante dell'acqua di mare
- = dall'altra, di acqua dolce ottenuta per distillazione di acque marine utilizzando il vapore a basso livello termico allo scarico dalla turbina a contropressione.

Tale concetto di impianto comporta generalmente problemi di difficile risoluzione, tenuto conto:

- . della necessità di adattare in ogni istante la produzione di energia elettrica alla richiesta
- . della difficoltà, per una data installazione ad alto rendimento, di fare variare in notevole proporzione il rapporto tra la quantità di energia elettrica e la quantità di acqua dolce prodotta.

Contrariamente a certe informazioni, alcuni autori hanno dimostrato che in questi impianti misti, per determinate ipotesi economiche, il costo ottimale dell'acqua non dipende praticamente dalle caratteristiche del vapore, che si hanno al punto di giunzione tra il turboalternatore a contropressione generatore di energia elettrica e lo impianto dessalante per la produzione di acqua dolce. Quanto sopra* é valido anche se il rapporto di produzione energia elettrica/acqua dolce varii considerevolmente in funzione dell'ubicazione di tale

* Bollettino ATEN n° 61 e 62, 1966 "Costo del dessalamento di acque marine" di R. Bidard e P. Esclangon.

punto di giunzione, poiché esistono varie possibilità di prelevare dalla turbina a vapore l'energia necessaria alla produzione della acqua dolce.

Gli stessi autori ritengono che, qualora si tratti di impianti opportunamente ottimizzati sia dal punto di vista del costo dell'acqua che del costo dell'energia elettrica, è possibile stabilire un rapporto costante tra il prezzo dell'acqua dolce e quello dell'energia elettrica, qualunque siano le ipotesi economiche prese a base del progetto.

Tale rapporto $\left[\frac{\text{Prezzo m}^3 \text{ acqua}}{\text{prezzo kWh}} \right]$ sarebbe pari a 24.

Dette considerazioni ed i calcoli che ne derivano introducono delle ipotesi che limitano i casi di applicazione dei risultati ottenuti. Altri autori hanno dimostrato che, per alcune installazioni miste, attribuendo ad uno degli elementi un valore nullo e considerandolo come un sotto-prodotto dell'altro, il costo del prodotto principale è maggiorato solo di qualche per cento in confronto a quello che sarebbe in un impianto unitario equivalente. Perciò la maggiorazione di qualche per cento del costo dell'energia elettrica permetterebbe di attribuire un valore nullo a quello dell'acqua prodotta.

Analogamente, tale dimostrazione è valida solo nel limite delle ipotesi fatte, cosa che riduce considerevolmente il suo campo di applicazione.

Tutte le considerazioni di questo tipo hanno valore solo a carattere generale.

Ogni impianto misto costituisce un problema particolare, che richiede un calcolo di ottimizzazione che tenga conto di tutti i parametri di base.

Questi calcoli di ottimizzazione sono estremamente complicati, dato l'elevato numero di fattori in gioco e la caratteristica di imprecisione di taluni parametri economici.

Pensiamo utile a questo punto richiamare i principali elementi che concorrono alla formazione del costo:

I - Oneri finanziari:

- . ammortamento
- . interessi
- . tasse eventuali

Per calcolare questi oneri, gli investimenti totali saranno valutati tenendo conto di:

a) - Costi diretti di impianto (trasporto e montaggio compresi)

- generatore di calore
- generatore di potenza (turboalternatore)
- unità produttrice di acqua dolce
- terreno
- opere civili
- allacciamenti
- ecc.

b) - Costi indiretti di impianto

- progettazione
- spese generali
- interessi scalari
- spese per addestramento personale
- spese di messa in marcia
- collaudi
- ecc.

II - Spese di esercizio:

- . combustibile
- . prodotti per il trattamento
- . forniture collaterali
- . personale

- . manutenzione
- . assicurazioni
- . diritti
- . spese generali
- . imposte, etc.

L'esame delle diverse voci di cui sopra mostra che, per raggiungere il costo minimo, ci si deve in particolare sforzare di ottenere:

- = la riduzione degli oneri finanziari, agendo:
 - . sul tasso degli investimenti
 - . sul tasso di interesse
 - . sul periodo di ammortamento
- = la riduzione delle spese per il combustibile
- = la riduzione delle spese per il personale
- = la riduzione delle spese per la manutenzione.

3.5.7. Risultati dei calcoli per gli impianti a duplice scopo

Secondo i criteri generali di ottimizzazione delineati al paragrafo precedente, é stata effettuata la valutazione del costo dell'acqua dolce prodotta in una installazione mista utilizzando un reattore ORGEL.

Si é fatto riferimento ad un reattore ORGEL che, qualora utilizzato per produrre unicamente energia elettrica, avesse una potenza elettrica netta di 481 MWe. La capacità della sezione dessalante dell'impianto é stata prevista in 250.000 m³/giorno.

Inoltre, sono stati esaminati due casi diversi, considerando che la potenza elettrica prodotta nell'impianto misto fosse di 270 MWe e 481 MWe.

In quest'ultimo caso, evidentemente, é stata aumentata in proporzione la potenza del generatore di calore.

La valutazione del costo dell'acqua dolce é stata effettuata sia assegnando all'energia elettrica un prezzo pari al suo costo di

produzione nell'impianto elettroproduttore corrispondente a singolo scopo, sia assumendo per il kWh un prezzo fisso pari a 3 Mills U.C./kWh, indipendentemente dai valori degli oneri finanziari. Il calcolo dettagliato è riportato nell'Appendice V allegata. Nella tabella seguente abbiamo riportato i risultati finali dello studio suddetto, nonché il costo di produzione dell'acqua dolce in un impianto misto costituito da una centrale elettronucleare da 600 MWe accoppiata ad una unità dessalante da 45.000 m³/giorno, quale è stata descritta al paragrafo 3.5.4.

TABELLA 8 - COSTO DI PRODUZIONE DELL'ACQUA DOLCE IN IMPIANTI MISTI A DUPLICE SCOPO (in Mills U.C./m³)

Rata annua per ammortamento e remunerazione del capitale	8,1%	10%	13%	
<u>Impianti misti a duplice scopo:</u>				
250.000 m ³ /g-270 MWe	a) prezzo kWh pari suo costo di produzione	112	128	154
	b) prezzo kWh = 3 Mills U.C.	120	148	191
250.000 m ³ /g-481 MWe	a) prezzo kWh pari suo costo di produzione	98	115	139
	b) prezzo kWh = 3 Mills U.C.	110	136	192
45.000 m ³ /g-600 MWe	68,5	79,7	92,0	

Non sono stati riportati i costi dell'acqua dolce prodotta in installazioni miste basate sul recupero parziale del calore a causa degli scarsi quantitativi di acqua dolce in tale modo ottenibili.

Tali impianti infatti, pur presentando notevole interesse in casi ed applicazioni particolari, per la suddetta ragione non possono,

evidentemente, essere considerati significativi ai fini di una indagine generale sui costi di produzione di acqua dolce.

3.5.8. Conclusioni per gli impianti misti a duplice scopo

Dall'esame dei dati della tabella 8, risulta chiaramente il notevole interesse, peraltro noto, presentato dagli impianti di grande capacità.

Si rileva inoltre che gli impianti misti a duplice scopo sono tanto più convenienti quanto maggiore è il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'acqua dolce ottenibile negli impianti stessi.

In sintesi si può affermare che la produzione contemporanea di energia elettrica ed acqua dolce è conveniente ogni qual volta il diagramma della richiesta di acqua dolce sposi opportunamente l'analogo diagramma per l'energia elettrica ed ogni qual volta sia possibile prevedere un periodo di arresto dell'impianto, per le normali manutenzioni, che sia accettabile e conveniente per ambedue i tipi di produzione.

Ne consegue che la convenienza di un impianto misto, non può essere assunta in via del tutto generale, ma va determinata caso per caso secondo le condizioni locali.

4. CONCLUSIONI

Richiamate le conclusioni parziali alle quali si é addivenuti al termine dei vari capitoli dello studio effettuato, relativo alle regioni meridionali della Comunità, viene tratto il panorama globale dei fabbisogni idrici futuri, prevedibili entro il 1975, e vengono indicate le possibilità più convenienti per il loro soddisfacimento.

4.1. L'indagine effettuata sui consumi idrici permette di concludere che per l'Italia e la Francia non é da prevedere l'instaurarsi, entro il 1975, di condizioni generalizzate di penuria di acqua. Sia in Francia che in Italia, tuttavia, esistono zone nelle quali fin da oggi é avvertita una carenza di acqua.

A medio termine, in Francia, é sufficiente prevedere in tempo utili sistemi di regolazione delle portate e studiare caso per caso i mezzi più economici atti ad annullare gli scompensi esistenti tra le varie regioni.

Ciò porterà ad un potenziamento dei sistemi di interconnessione, a mezzo di acquedotti, fra le varie regioni analogo a quello esistente per la produzione e la distribuzione dell'energia elettrica. Particolare attenzione va posta in Francia alla Regione del Nord, alla Lorena ed alla Regione Parigina, nelle quali il problema dell'inquinamento delle acque di superficie, e talvolta anche di quelle sotterranee, riveste carattere di maggiore gravità tanto che le Autorità pubbliche si sono impegnate ad installare al più presto i necessari impianti di depurazione.

Analoghi criteri, per la soluzione dei problemi a medio termine, saranno perseguiti anche in Italia.

Così, si pensa di sopperire alla notevole carenza di acqua nella zona di Catania/Siracusa mediante la ricostituzione del lago di Lentini, il che dovrebbe garantire una portata continua di $7 \text{ m}^3/\text{secondo}$.

A più lungo termine, per il Nord della Francia, si porrà il problema di valutare la convenienza economica tra l'approvvigionamento idrico da regioni lontane a mezzo di acquedotti e la produzione locale di acqua dolce mediante dessalazione di acque salate.

Una situazione simile si presenta in Italia per le Puglie. I fabbisogni idrici di questa regione, infatti, assorbono già l'intera disponibilità dell'Acquedotto Pugliese e porteranno, entro il 1975, ad una carenza di acqua stimata pari a $340 + 600 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{giorno}$.

Già da ora però esistono, sia in Francia che in Italia, zone per le quali gli impianti di dessalazione presentano un notevole interesse per la soluzione dei problemi locali dell'approvvigionamento idrico.

In Francia, ad esempio, per la regione di Dunkerque si è constatato che sarebbe economicamente più conveniente sopperire alle punte del diagramma di richiesta tramite la dessalazione piuttosto che trasportare e trattare l'acqua fornita da fonti tradizionali.

Analogamente in Italia esistono numerose zone nelle quali l'approvvigionamento idrico è del tutto insufficiente e spesso tali località non sono vicine a zone ricche di acqua, per cui non è pensabile al loro approvvigionamento mediante acquedotti.

A questo punto, inoltre, è doveroso richiamare che una corretta valutazione della convenienza di sopperire ai fabbisogni idrici di determinate zone o regioni, mediante il ricorso ad impianti di dessalazione piuttosto che tramite acquedotti, non può prescindere dalla considerazione fondamentale che gli impianti dessalanti creano nuove fonti di approvvigionamento, mentre la funzione degli acquedotti si esaurisce in una pura e semplice migliore ridistribuzione delle disponibilità naturali preesistenti tra regioni diversamente dotate.

4.2. Il panorama generale dei vari sistemi attualmente utilizzabili, per la produzione di acqua dolce mediante trattamento di acque salate, permette di concludere che oltre il 95% degli impianti oggigiorno

in funzione sfrutta i processi termici.

Inoltre, considerando importante un impianto della capacità di almeno $1.000 \text{ m}^3/\text{giorno}$, si può affermare che solo i processi termici sono praticamente sfruttati su scala industriale.

Tra i vari processi termici quello di gran lunga più conveniente e tecnologicamente avanzato è senza dubbio il processo multi-flash.

Attualmente la più grande unità in corso di costruzione ha una capacità di $20.000 \text{ m}^3/\text{giorno}$, ma è tuttavia pensabile di potere realizzare impianti di capacità unitarie molto più grandi.

- 4.3. Dal panorama tracciato si può ritenere ragionevole lo sviluppo di impianti di desalazione di media capacità ($50.000 + 100.000 \text{ m}^3/\text{giorno}$).

In particolare per l'Italia è pensabile che impianti di tale tipo, atti a produrre acqua dolce ad un costo aggirantesi sulle $125 + 150 \text{ Lit}/\text{m}^3$, potrebbero trovare la relativa copertura finanziaria da parte dello Stato. In tale modo sarebbe pensabile garantire un prezzo politico dell'acqua allineato con quello praticato nelle rimanenti regioni della Penisola, con un onere per la Comunità Italiana inferiore a quello rappresentato dal costo di lunghi acquedotti.

La scelta tra la realizzazione di impianti a semplice od a duplice scopo, per la produzione mista di acqua dolce ed energia elettrica, per le ragioni già esposte in dettaglio, dovrà essere fatta caso per caso in funzione delle condizioni locali.

- 4.4. A conclusione, nelle tabelle 9 e 10 delle pagine seguenti, abbiamo riassunto i costi minimi ottenibili per la produzione di acqua dolce da acque salate, quali risultano dallo studio effettuato.

- 4.5. Dal confronto di dette tabelle e da un punto di vista puramente economico, è fuori dubbio che gli impianti misti, per la produzione contemporanea di energia elettrica ed acqua dolce, permettono di ottenere per quest'ultima un costo di produzione sensibilmente più basso di quello ottenibile negli impianti a semplice scopo.

In via generale sono prevedibili riduzioni del 50%.

Tuttavia la produzione contemporanea di energia elettrica ed acqua dolce é possibile solo quando il diagramma di richiesta dell'acqua sposi opportunamente l'analogo diagramma per l'energia elettrica ed ogni qual volta sia possibile prevedere periodi di arresto, per le normali manutenzioni, che siano accettabili e convenienti per entrambi i tipi di produzione.

Ne consegue che la convenienza di un impianto misto non va assunta in via del tutto generale, ma va determinata caso per caso secondo le condizioni locali.

4.6. Dall'esame della tabella 10, relativa agli impianti a semplice scopo, deriva che la convenienza dell'impiego dell'energia nucleare, rispetto al combustibile fossile, dipende dal costo di quest'ultimo, dalla potenzialità di impianto e dal valore della rata annua per ammortamento e remunerazione del capitale.

Per il costo più alto del combustibile fossile (15 u.C./t.e.c.), la energia nucleare é più conveniente, indipendentemente dal valore degli oneri finanziari per tutte e tre le capacità di impianto considerate (50.000 - 100.000 - 250.000 m³/giorno).

Per il costo di 12 U.C./t.e.c., l'energia nucleare é più conveniente, indipendentemente dagli oneri finanziari, per gli impianti da 100.000 m³/giorno; per gli impianti da 50.000 e 250.000 m³/giorno, il combustibile fossile é più conveniente solo per il valore più alto (13%), degli oneri finanziari.

Infine, nel caso che il combustibile fossile sia approvvigionabile a 10 U.C./t.e.c., per la capacità di 50.000 m³/giorno, il combustibile fossile é il più conveniente indipendentemente dal valore degli oneri finanziari; per le capacità di 100.000 e 250.000 m³/giorno, l'energia nucleare é più conveniente per il tasso dell'8,1%, competitiva per il tasso del 10%, non conveniente per un'incidenza degli oneri finanziari pari al 13%.

Risulta pure dalla tabella che, per quanto si riferisce agli impiant

TABELLA 9 - COSTI MINIMI OTTENIBILI PER L'ACQUA DOLCE (in Mills U.C./m³) NEGLI IMPIANTI A
DUPLICE SCOPO

Rata annua per ammortamento e remunerazione del capitale	8,1%	10%	13%
<u>250.000 m³/giorno - 270 MWe</u>			
a) prezzo kWh pari suo costo di produzione	112	128	154
b) prezzo kWh = 3 Mills U.C. (centrale elettronucleare)	120	148	191
<u>250.000 m³/giorno - 481 MWe</u>			
a) prezzo kWh pari suo costo di produzione	98	115	139
b) prezzo kWh = 3 Mills U.C. (centrale elettronucleare)	100	136	192
<u>50.000 m³/giorno - 600 MWe</u>	68,5	79,7	92

ti a semplice scopo, tra le varie filiere di reattori considerati nello studio, quella ROVI é la piú interessante. Il reattore ROVI é, infatti, il piú conveniente per gli impianti di capacitá produttiva di $50.000 + 100.000 \text{ m}^3/\text{giorno}$.

Per gli impianti di capacitá produttiva di $250.000 \text{ m}^3/\text{giorno}$, si ottengono costi dell'acqua dolce pressocché uguali facendo ricorso sia ad un unico reattore CANDU, che a due reattori ROVI di potenza metà, alimentanti ciascuno una stazione dessalante della capacitá produttiva di $125.000 \text{ m}^3/\text{giorno}$.

In quest'ultimo caso inoltre, a parità di risultati, il reattore ROVI presenta evidentemente, una maggiore sicurezza di funzionamento dovuta alla riserva su metà della potenza.

Per quanto si riferisce al ROVI, si richiama che, recentemente, é stato costituito in Italia un consorzio tra le maggiori Società nazionali, avente la finalitá di offrire reattori di tipo ROVI per il dessalamento di acque marine.

E' in corso una rielaborazione del progetto che, si ha ragione di pensare, porterá ulteriori riduzioni di costo rispetto al progetto ROVI assunto a base del presente studio tecnico-economico.

Tali riduzioni di costo deriveranno da modifiche apportate all'elemento combustibile e da maggiori semplicitá costruttive conseguenza dell'adozione di un nuovo refrigerante organico.

Dallo studio effettuato deriva quindi un dato estremamente confortante per quanto riguarda l'utilizzazione dell'energia nucleare quale fonte di calore primaria per gli impianti dessalanti.

In sintesi, si puó ragionevolmente prevedere un significativo sviluppo dell'impiego di reattori nucleari a semplice od a duplice scopo per la risoluzione dei problemi connessi con l'approvvigionamento idrico delle zone deficitarie della Comunitá europea.

E' indubbio che la promozione di programmi di ricerca nel campo della desalazione ed il conseguente affinamento delle tecnologie associate permetteranno all'industria europea di sopperire in modo autonomo alle esigenze future.

A P P E N D I C E I

VALUTAZIONE COSTO DEL kWh TERMICO PRODOTTO IN UN REATTORE TIPO

"ROVI" MODERATO E REFRIGERATO A FLUIDO ORGANICO.

(Scopo singolo: Produzione di solo vapore a bassa temperatura)

L'indagine é stata condotta per due diversi valori di potenza (100 e 300 MWt), sulla base delle risultanze del lavoro di studio, ricerche e progettazione, effettuato per il "ROVI" dal Gruppo misto CNEN/MONTecatini EDISON/SORIN/UNIVERSITA' DI PISA, nel periodo ottobre 1964 + ottobre 1965.

I risultati di quest'ultimo studio sono riassunti nel rapporto edito dal CNEN nel novembre 1965 e dal titolo "Valutazione Economica e Comparativa di un Reattore della Potenza di 100 MW Termici, Moderato e Refrigerato a Liquido Organico, Usato per la Produzione di Vapore a Bassa Temperatura per la Desalinazione di Acque Marine (Tipo "ROVI")" e nel rapporto interno dell'Università di Pisa dal titolo "Valutazione Economica Comparativa di un Reattore Tipo "ROVI" della Potenza di 300 MW Termici, Usato per la Produzione di Vapore a Bassa Temperatura per la Desalinazione delle Acque Salmastre". Secondo le ipotesi di calcolo fissate all'inizio dello studio per tutti e tre i tipi di reattore in esame (ROVI - CANDU - ORGEL), sono stati assunti i seguenti valori per i parametri finanziari:

- Fattore di carico annuale: 0,8 (equivalente a 7000 ore/anno di funzionamento)
- Ammortamento: previsto in un periodo da 15 a 30 anni
- Rate annue per ammortamento e remunerazione del capitale: $r = 8,1\%, 10\%, 13\%$
- Interesse sul capitale (comprensivo di eventuali tasse):
 $i = 7\%, 8\%, 9\%$

La valutazione del costo del kWh termico prodotto, condotta secondo la procedura seguita nei due rapporti succitati, ha considerato le



3.5. Energia elettrica per gli impianti ausiliari

3.6. Working capital

La valutazione delle voci 3.1. e 3.2. é stata basata su dati oggi generalmente assunti per impianti simili al ROVI (si veda: NAA-SR MEMO 7878 - Budney G.S. "Economics of the 300 MWe Organic Moderated and Cooled Reactor Nuclear Power Plant" e TID 4500 - Betchel Co., San Francisco "Deep Pool Reactor for Water Desalting").

La voce 3.3. é stata calcolata sulla base di un consumo specifico di 80 kg/h ed assumendo per l'organico (difenile + 30% HB) il prezzo di 0,37 UC/kg.

La voce 3.4. é stata stimata sulla base di criteri vigenti in Italia in materia.

La voce 3.5. é stata calcolata sulla base di un costo dell'energia elettrica pari a $3 \cdot 10^{-3}$ UC/kWhe. La potenza elettrica richiesta per il funzionamento del reattore e dei suoi ausiliari é stata valutata in 2,5 MWe per l'impianto da 100 MWt ed in 5 MWe per l'impianto da 300 MWt.

L'energia elettrica necessaria viene prodotta da un gruppo turboalternatore a contropressione.

La voce relativa al working capital é stata calcolata secondo le regole di base stabilite dall' USAEC. Si ha la formula:

$$WC = i (A + B + C)$$

dove:

i: interesse sul capitale: $i = 7\%, 8\%, 9\%$

A: capitale liquido richiesto, assunto pari al 2,7% dell'ammontare annuo previsto per: personale, materiali, consumo combustibile, consumo di organico

B: capitale impegnato per lo stoccaggio dei materiali di manutenzione assunto pari al 25% della relativa spesa annuale

C: impegno per l'inventario del combustibile, stimato pari al 60% del costo di fabbricazione del nocciolo

In tabella 1. sono riportati i valori dei principali parametri tecnici relativi ai due reattori considerati ed interessanti lo studio in oggetto.

TABELLA 1 - PRINCIPALI CARATTERISTICHE TECNICHE

- Potenza termica, MWt.....	100	300
- Temperatura refrigerante all'ingresso nocciolo, °C.....	150	150
- Temperatura refrigerante all'uscita nocciolo, °C.....	175	176
- Pressione refrigerante all'uscita nocciolo, kg/cm ²	6,5	6,5
- Temperatura vapore, °C.....	135	135
- Pressione vapore, kg/cm ²	3,2	3,2

Secondo la procedura sopra indicata, il costo del kWh termico prodotto sarà dato da:

$$C = [C_c + C_f + C_{me}]$$

dove:

C_c : costo capitale dovuto ai carichi fissi

C_f : costo combustibile

C_{me} : costo manutenzione ed esercizio

Si ha:

$$C_c = \frac{r [C_{dc} + C_{ic} + C_o]}{7000 P}$$



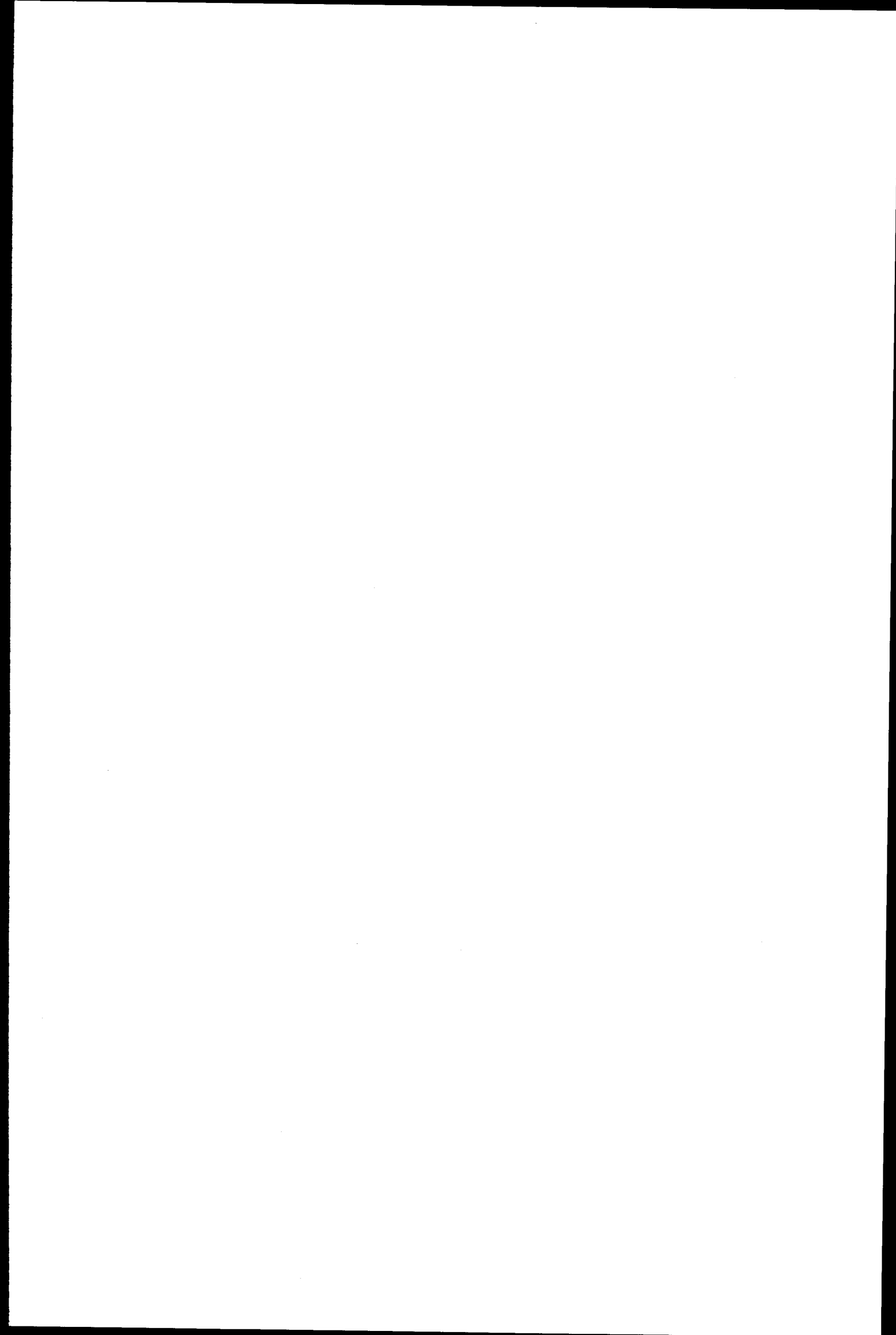


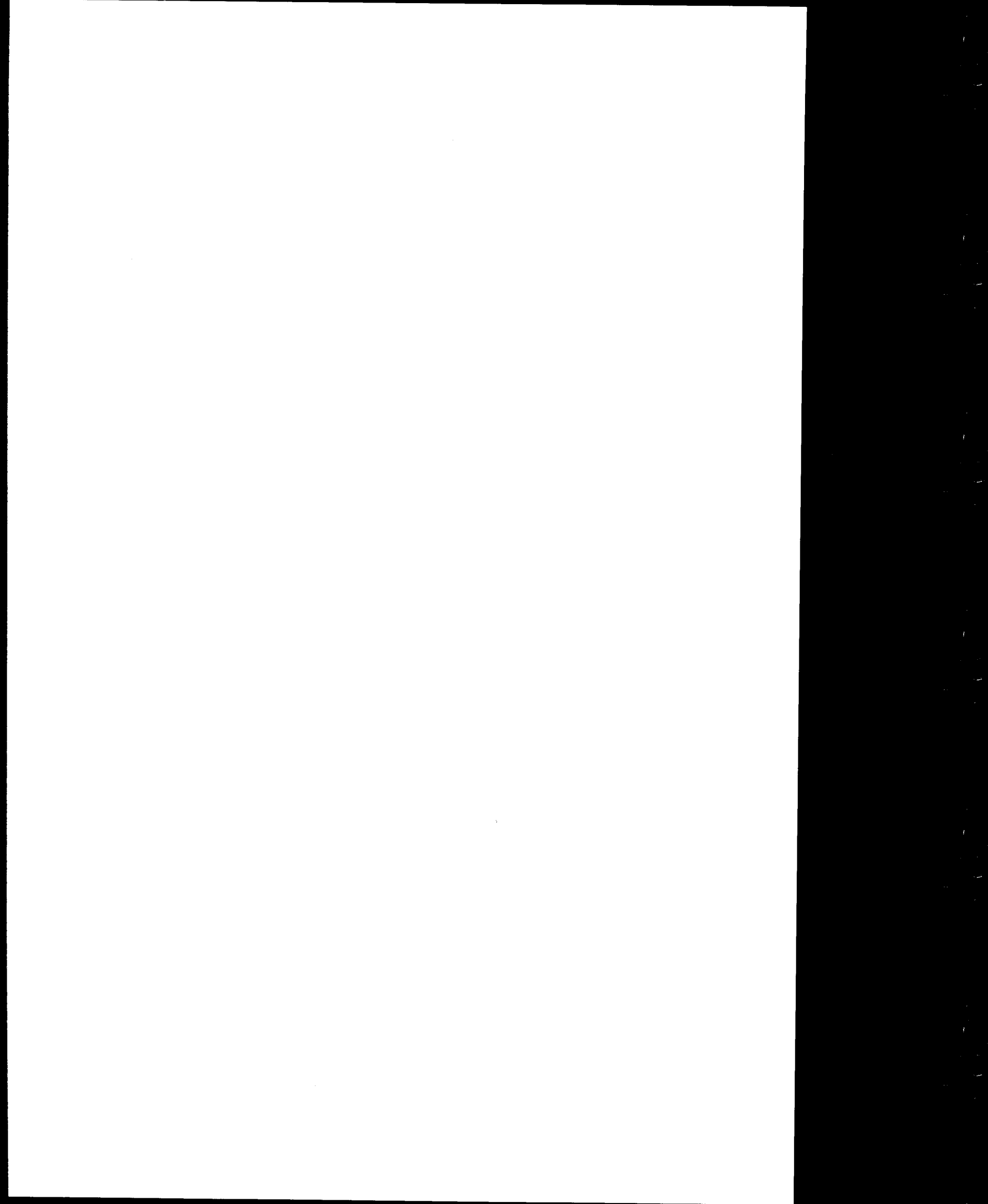
TABELLA 3 - COSTI DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE

Potenza termica reattore, MWt	100			300		
Energia termica prodotta, 10^6 kWh/anno	700			2100		
a) Materiali, 10^3 UC/anno	21,28			63,76		
b) Personale, 10^3 UC/anno	170,40			251,84		
c) Assicurazione nucleare, 10^3 UC/anno	25,60			99,20		
d) Energia elettrica, 10^3 UC/anno	52,50			105		
Costo unitario (a + b + c + d), 10^{-3} UC/kWh	0,385			0,230		
Rabbocco organico (difenile + 30% HB) (a 0,37 UC/kg), 10^3 UC/anno	206			617,6		
Costo unitario rabbocco organico, 10^{-3} UC/kWh	0,294			0,294		
Rata annua, r%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Working capital, 10^3 UC/anno	15,49	17,71	19,92	32,36	36,99	41,61
Costo unitario working capital, 10^{-3} UC/kWh	0,023	0,026	0,029	0,016	0,018	0,020
Costo annuo exerc. e manut., 10^3 UC/anno	491,27	493,49	495,70	1133,76	1138,39	1143,01
Costo unit. exerc. e manut., 10^{-3} UC/kWh	0,702	0,705	0,708	0,540	0,542	0,544

TABELLA 4 - DETTAGLIO COSTI PERSONALE E WORKING CAPITAL

Potenza termica reattore		100	300	
Spese per personale	Numero tecnici impiegati	30	38	
	Remunerazione media, 10^3 UC/anno	5,68	5,68	
	Costo annuo totale	170,40	215,84	
Working capital	1) Capitale liquido richiesto per pronta cassa = = 2,7% (a+b+c+d)	a) Personale, 10^3 UC/anno	170,40	215,84
		b) Materiali, 10^3 UC/anno	21,28	63,76
		c) Rabbocco organico, 10^3 UC/anno	206	617,60
		d) Consumo combustibile, 10^3 UC/anno	492,80	1176,00
		(a + b + c + d), 10^3 UC/anno	890,48	2073,20
		2,7% (a + b + c + d), 10^3 UC/anno	24,04	55,98
	2) Capitale impegnato per materiali, 10^3 UC/anno (circa 25% spesa annua materiali)	5,32	15,94	
	3) Inventario combustibile (60% costo fabbricazione core), 10^3 UC	192	390,40	
	Capitale annuo impegnato:	i = 7%	15,49	32,36
	WC = i (1 + 2 + 3) 10^3 UC/anno	i = 8%	17,71	36,99
	i = 9%	19,92	41,61	





Secondo quanto specificato dal costruttore nel costo diretto di costruzione della centrale sono stati inclusi gli oneri di progetto che, seguendo la prassi usuale europea, per ROVI ed ORGEL sono stati valutati tra i costi indiretti.

Per omogeneità si è proceduto ad una rielaborazione delle cifre canadesi, assumendo, su base europea, che gli oneri di progetto siano pari al 6% degli effettivi costi diretti.

Indicando con \bar{C}_{dc} i costi diretti di costruzione comunicati dai canadesi, il nuovo ammontare dei costi diretti è dato da:

$$C_{dc} = \frac{\bar{C}_{dc}}{1,06}$$

essendo:

$$\bar{C} = 0,06 C_{dc} + C_{dc}$$

Sempre per omogeneità, è stata aumentata dal 20,5% al 30% la percentuale di incidenza dei costi indiretti di costruzione rispetto ai costi diretti.

A base del nostro studio sono stati pertanto assunti i dati di Tabella 2.

TABELLA 2 - DATI DI COSTO OMOGENEIZZATI PER REATTORI "CANDU" ELETTRO PRODUTTORI

Potenza termica disponibile, MWt	342	998	1485
Potenza elettrica netta, MWe	100	300	450
Costi diretti di costruzione, 10^6 \$ canad.	26,70	54,72	70,28
Costi indiretti di costruzione, 10^6 \$ canad. (30% costi diretti)	8,01	16,42	21,08
Inventory dell'acqua pesante, 10^6 \$ canad. (al prezzo di 20,50 \$ USA/lb)	5,00	11,2	15,8
Costo prima carica di combustibile, 10^6 \$ can.	1,09	3,09	4,56
Costo annuale ciclo combustibile, 10^6 \$ canad.	0,81	2,06	2,92
Costo annuale eserc. e manutenz., 10^6 \$ canad.	1,21	1,65	1,94

Riferendosi i dati di Tabella 2 a reattori elettroproduttori ed avendo lo studio in oggetto lo scopo di determinare il costo del solo kWh, dai costi diretti ed indiretti di costruzione deve essere dedotta la quota parte relativa al gruppo turboalternatore, condensatore, trasformatori elevatori, ausiliari.

Tale valutazione é stata effettuata a partire dai valori di potenza elettrica netta indicati dal costruttore.

Si ha evidentemente:

$$P - P_R = P_N + P_A$$

dove:

P: potenza prodotta

P_N : potenza netta

P_A : potenza assorbita dagli ausiliari parte elettroproduttrice

P_R : potenza assorbita dagli ausiliari del reattore

Sulla base della nostra esperienza di esercenti di centrali, si é stima to:

$$P_A \cong 5\% (P - P_R)$$

e quindi:

$$(P - P_R) \cong \frac{P_N}{0,95}$$

$(P - P_R)$ rappresenta appunto la potenza installata utilizzata ai soli fini della produzione di energia elettrica.

Moltiplicando tali valori di potenza per il prezzo medio stimato di 33.000 Lit/kWe pari a 52,80 UC/KWe installato, si é calcolato il costo capitale totale della parte elettroproduttrice dell'impianto. Detraendo tali valori dai costi totali di costruzione forniti dai canadesi, sono stati calcolati quindi i nuovi costi diretti ed indiretti di costruzione.

Il calcolo é stato riassunto in forma tabellare nella tabella n° 3.



TABELLA 4 - DATI COSTO REATTORE "CANDU" PER PRODUZIONE DI VAPORE

Potenza termica disponibile, MWt	342	998	1485
Costi diretti di costruzione, 10^6 UC	20,08	37,07	44,84
Costi indiretti di costruzione, 10^6 UC (30% costi diretti)	6,03	11,12	13,45
Inventory acqua pesante, 10^6 UC	4,560	10,214	14,410
Costo prima carica combustibile, 10^6 UC	0,994	2,818	4,159
Costo annuale ciclo combustibile, 10^6 UC	0,739	1,879	2,663
Costo annuale esercizio e manutenz., 10^6 UC	1,104	1,505	1,769

Le varie voci di costo, di cui a tabella 4, comprendono:

1 - Carichi fissi

1.1. Costi diretti di costruzione

- reattore e tutti i suoi impianti (compreso scambiatori primari)

1.2. Costi indiretti

- progettazione
- "project insurance"
- scelta ed acquisto del sito
- spese amministrative
- addestramento del personale
- approvvigionamento materiali
- interessi durante la costruzione

1.3. Inventory dell'acqua pesante

2 - Costo ciclo combustibile

E' basato su un fattore di carico dell'80%, 20 anni di ammortamento ed include l'ammortamento (write-off) dei 2/3 del costo della prima carica.

3 - Costo esercizio e manutenzione

Comprende:

- personale
- materiali
- rabbocco dell'acqua pesante
- assicurazione nucleare

Per i tre valori di potenza in esame, il costruttore ha indicato i seguenti dati:

TABELLA 5 - COSTI ESERCIZIO E MANUTENZIONE

Potenza termica, MWe	342	998	1485
Personale, UC/anno	690.390	690.390	690.390
Materiali, UC/anno	191.500	187.400	510.700
Assicurazione nucleare, UC/anno	127.680	337.400	480.600
Rabbocco D ₂ O, UC/anno	91.200	91.200	91.200

Per il calcolo del costo del kWh prodotto, come per ROVI ed ORGEL, sono stati assunti i seguenti valori per i parametri finanziari:

- ammortamento: previsto in un periodo da 15 a 30 anni
- interesse sul capitale (comprensivo di eventuali tasse):
i = 7%, 8%, 9%
- rate annue per ammortamento e remunerazione del capitale: 8,1%, 10%, 13%
- fattore di carico: 0,8 equivalente a 7000 ore/anno di funzionamento.

Il costo unitario della caloria é dato dalla formula:

$$C = C_c + C_f + C_m$$

essendo:

- C_c : costo capitale
- C_f : costo combustibile
- C_m : costo manutenzione

Si ha:

$$C_c = \frac{r [C_{dc} + C_{ic}] + i I}{7000 P}$$

dove:

- r : rata ammortamento e remunerazione capitale
- i : interesse sul capitale
- C_{dc} : costi diretti di costruzione
- C_{ic} : costi indiretti di costruzione
- I : inventory acqua pesante
- P : potenza termica

In tabella avremo:

TABELLA 6 - COSTO CAPITALE kWh

Potenza termica, MWt	342			998			1485		
Rata annua, r%	8,1	10	13	8,1	10	13	8,1	10	13
Interesse, i%	7	8	9	7	8	9	7	8	9
$[C_{dc} + C_{ic}] 10^6$ UC	26,11			48,19			58,29		
$r [C_{dc} + C_{ic}] 10^6$ UC/anno	2,115	2,611	3,394	3,903	4,819	6,265	4,721	5,829	7,578
Inventory D ₂ O, 10 ⁶ UC	4,560			10,214			14,410		
$i \cdot I 10^6$ UC/anno	0,319	0,365	0,410	0,715	0,817	0,919	1,009	1,153	1,297
Energia prodotta 10 ⁹ kWh/anno	2,394			6,986			10,395		
Costo capitale kWh, 10 ⁻³ UC/kWh	1,017	1,243	1,589	0,661	0,807	1,028	0,551	0,672	0,854

Per il costo combustibile avremo:

$$C_f = \frac{C_{ac}}{7000 P} + \frac{i \cdot C_{pc}}{7000 P}$$

dove:

C_{ac} : costo annuale ciclo combustibile

C_{pc} : costo prima carica

In tabella avremo:

TABELLA 7 - COSTO COMBUSTIBILE

Potenza termica, MWt	342			998			1485		
Rata annua, r%	8,1	10	13	8,1	10	13	8,1	10	13
Interesse, i%	7	8	9	7	8	9	7	8	9
C_{ac} : costo annuale ciclo combustibile, 10^6 UC	0,739			1,879			2,663		
C_{pc} : costo prima carica combustibile, 10^6 UC	0,994			2,818			4,159		
$i \cdot C_{pc}$, 10^6 UC/an.	0,070	0,079	0,089	0,197	0,225	0,254	0,291	0,333	0,374
$C_{ac} + i C_{pc}$, 10^6 UC/anno	0,809	0,818	0,828	2,076	2,104	2,133	2,954	2,996	3,037
Energia prodotta, 10^9 kWh/an.	2,394			6,986			10,359		
Costo combustibile. 10^{-3} UC/kWh	0,338	0,342	0,346	0,297	0,301	0,305	0,284	0,228	0,292

Per il costo di esercizio e manutenzione si ha:

$$C_m = \frac{C_{mc}}{7000 P}$$

con C_{mc} = costo annuo relativo.

Si hanno i dati della Tabella 8.

TABELLA 8 - COSTO ESERCIZIO E MANUTENZIONE

Potenza termica, MWt	342	998	1485
Costo annuale, 10^6 UC	1,104	1,505	1,769
Energia prodotta, 10^9 kWh/anno	2,394	6,986	10,395
Costo unitario di esercizio e manutenzione 10^{-3} UC/kWh	0,461	0,215	0,170

Si ha quindi il costo totale dai dati della Tabella 9.

TABELLA 9 - COSTO TOTALE DI PRODUZIONE DEL kWh

Potenza termica, MWt	342			998			1485		
Rata annua per ammortamento e interesse, r%	8,1	10	13	8,1	10	13	8,1	10	13
Interesse, i%	7	8	9	7	8	9	7	8	9
Costo capitale 10^{-3} UC/kWh	1,017	1,243	1,589	0,661	0,807	1,028	0,551	0,672	0,854
Costo combustib. 10^{-3} UC/kWh	0,338	0,342	0,346	0,297	0,301	0,305	0,284	0,288	0,292
Costo esercizio e manutenzione, 10^{-3} UC/kWh	0,461			0,215			0,170		
Costo totale 10^{-3} UC/kWh	1,816	2,046	2,396	1,173	1,323	1,548	1,005	1,130	1,316

Infine, in Tabella 10, sulla base dei dati riportati in Tabella 2, è stato calcolato il costo di produzione del kWh. Quest'ultimo dato è necessario infatti per il calcolo parametrico del costo del kg di acqua dolce prodotto nella sezione desalante dell'impianto.

TABELLA 10 - COSTO TOTALE DEL kWh PRODOTTI IN UN REATTORE "CANDU"

Potenza termica disponibile, MWt	342			998			1485		
Potenza elettrica netta, MWe	100			300			450		
Potenza elettrica netta prodotta, 10^6 kWh (per 7000 ore/anno di funzionamento)	700			2100			3150		
Rata annua, r%	8,1	10	13	8,1	10	13	8,1	10	13
Interesse, i%	7	8	9	7	8	9	7	8	9
Carichi fissi ($C_{dc} + C_{ic}$), 10^6 UC	31,65			64,87			83,32		
$A = r (C_{dc} + C_{ic})$, 10^6 UC	2,56	3,165	4,114	5,25	6,487	8,433	6,750	8,332	10,832
$I = \text{inventory } D_2O$, 10^6 UC	4,560			10,214			14,410		
$i \cdot I$, 10^6 UC/anno	0,319	0,365	0,410	0,715	0,817	0,919	1,009	1,153	1,297
Costo capitale kWh $\left[\frac{A + iI}{7000 P} \right]$, 10^{-3} UC/kWh	4,113	5,043	6,462	2,840	3,478	4,453	2,463	3,011	3,850
Costo combustibile annuo $[C_{ac} + i C_{pc}] 10^6$ UC/anno	0,809	0,818	0,828	2,076	2,104	2,133	2,954	2,996	3,037
Costo combustibile, 10^{-3} UC/kWh	1,156	1,169	1,183	0,989	1,002	1,016	0,938	0,951	0,964
Costo esercizio e manutenzione, 10^6 UC	1,104			1,505			1,769		
Costo esercizio e manutenzione, 10^{-3} UC/kWh	1,577			0,717			0,562		
Costo totale di produzione kWh, 10^{-3} UC/kWh	6,846	7,789	9,222	4,546	5,197	6,186	3,963	4,524	5,376

A P P E N D I C E III

VALUTAZIONE COSTO DEL KWht PRODOTTO IN UN REATTORE TIPO ORGEL, MODERATO
AD ACQUA PESANTE E REFRIGERATO A FLUIDO ORGANICO.

Lo studio, basato sui dati trasmessi dall'EURATOM con lettere del 1/12/66, 30/1/67 e 21/3/67, é stato limitato ad un solo valore di potenza termica dell'ordine di 1500 MWt, corrispondente ad una produzione giornaliera di acqua dolce di 250.000 mc.

E' stato considerato solo il caso di produzione mista di acqua e di elettricit , attribuendo a quest'ultima i due costi seguenti :

- 3 Mills U.C./KWe
- il costo dell'energia elettrica prodotta dallo stesso reattore, erogante unicamente energia elettrica (impianto a scopo unico).

Si richiama espressamente che l'impianto considerato era stato a suo tempo ottimizzato in vista della sola produzione di energia elettrica, nell'ambito di studi precedenti e rispondenti ad altre finalit .

Secondo le ipotesi di calcolo, fissate all'inizio dello studio, per i tre tipi di reattore in esame (ROVI - CANDU - ORGEL), sono stati assunti i seguenti valori per i parametri finanziari :

- Fattore di carico annuale: 0,8 (equivalente a 7000 ore/anno di funzionamento),
- Ammortamento: previsto in un periodo da 15 a 30 anni
- Rate annue per ammortamento e remunerazione del capitale:
r = 8,1%, 10%, 13%
- Interesse sul capitale (comprensivo di eventuali tasse):
i = 7%, 8%, 9%

Le varie voci di costo si riferiscono al periodo 1970 -1979 e comprendono:

- Costi diretti di costruzione

- Blocco reattore
- Sistema di carico e scarico del combustibile e suoi ausiliari
- Circuiti del refrigerante organico
- Scambiatori di calore
- Impianto di purificazione del rabbocco del fluido organico
- Circuiti dell'acqua pesante e sistemi ausiliari
- Trattamento rifiuti radioattivi
- Controllo primario e strumentazione
- Turbo-alternatore e condensatore
- Trasformatori primari e impianti elettrici
- Impianti ausiliari
- Fabbricati e preparazione del sito.

- Costi indiretti di costruzione

Sono stati assunti pari al 30% del costo diretto di costruzione.

- Carichi fissi

Questa voce comprende :

- Costi diretti di costruzione
- Costi indiretti di costruzione
- Inventory dell'acqua pesante
- Inventory del combustibile (metà della prima carica più riserva).
- Inventory del refrigerante organico
- Assicurazione.

- Costo del ciclo combustibile (Uranio leggermente arricchito : 1,14%)

- Costo dell'uranio naturale 8 \$ / lb $U_{38}O_8$
- Costo dell'uranio leggermente arricchito : basato sui prezzi USAEC/1962
- Credito per il Plutonio: nessuno
- Rigenerazione del combustibile: non prevista

- Costi di esercizio e di manutenzione -

Tali costi sono stati resi omogenei con quelli stimati per i reattori ROVI e CANDU. Essi comprendono :

- rabbocco dell'acqua pesante (calcolato su una base di perdita annua pari all' 1,5% dell'inventario totale dell'acqua pesante),
- rabbocco del refrigerante organico (calcolato sulla base di 0,6 \$/kg)
- costo del personale
- materiali e forniture
- assicurazione nucleare per danni a tenzi.

Si richiama espressamente il fatto che particolare cura va posta nella valutazione dei costi dovuti alle ultime tre voci. Poiché tale valutazione può portare ad un certo grado di incertezza, specialmente per quanto riguarda il numero dei tecnici impiegati nella gestione dell'impianto, per il reattore Orgel sono stati adottati, con alcune leggere modifiche, gli standard americani risultanti dal rapporto NYO-3316-1.

Qui di seguito viene riportato il dettaglio dello studio effettuato.

- 1). Dati tecnici (riferimento : simposio Orgel-Ispra-Ottobre 1965, modello C Uranio arricchito : 1,14 %).
 - a). Impianto a scopo unico per la produzione di elettricità
 - Potenza termica : 1420 MWth
 - Potenza elettrica netta : 481 MWe
 - b). Impianto a duplice scopo per la produzione di elettricità ed acqua dolce :
 - Potenza termica 1420 MWt,
 - Rapporto di produzione : 11 m³ d'acqua per Gcal,
 - Temperatura massima della salamoia : 121°C,
 - Quantità specifica di calore fornita all'impianto di dessalazione : H' =0,665 Gcal per MWt,
 - Potenza elettrica netta : (esclusa la potenza elettrica per l'impianto di dessalazione) 295 MWe,
 - Produzione giornaliera di acqua dolce : 250.000 m³

2). Dati economici

a). Costo dell'energia elettrica prodotta in un impianto a scopo unico:

- Costi diretti dell'impianto	57,18 u.c. .10 ⁶		
- Costi indiretti (30%)	17,15 u.c. .10 ⁶		
- Costo totale d'impianto	<u>74,33 u.c. .10⁶</u>		
- Costo annuale di esercizio e manutenzione in 10 ³ u.c. :			
	8,1%	10%	13%
- Immobilizzo del capitale	6.021	7.433	9.663
- Ciclo del combustibile	2.290	2.323	2.391
- Esercizio, manutenzione,assicur.	<u>2.896</u>	<u>2.896</u>	<u>2.896</u>
- Totale	11.207	12.652	14.950
- Costo dell'energia elettrica prodotta, in Mills/Kwh (7000 ore/anno)	3,33	3,76	4,44

b). Costo dell'energia termica ceduta alla sezione dessalante nel caso di un impianto a duplice scopo :

- Quantità di calore trasmessa :
 $1420 \text{ MWt} \times \frac{0,665 \text{ Gcal}}{\text{MWh}_t} \times 7000 \text{ h/a} = 6,61 \cdot 10^6 \text{ Gcal/anno}$

1°. Prezzo dell'energia elettrica pari al suo costo di produzione nell'impianto a scopo unico :

Ammontare totale imputabile all'energia termica ceduta alla sezione dessalante,

	8,1%	10%	13%
Totale 10 ³ u.c.	11.207	12.652	14.950
Valore dell'energia elettrica prodotta(295 MWe x 7000 ore/anno)			
10 ³ u.c.	<u>6.876</u>	<u>7.764</u>	<u>9.169</u>
Differenza da imputare a 6,61.10 ⁶ Gcal(in 10 ³ u.c.)	4.331	4.888	5.781
cioé, in u.c. /Gcal	0.655	0,740	0,875
o in u.c. / MWh _t	0,563	0,636	0,753

2°. Prezzo dell'energia elettrica fissato in 3 mills/KWh

Ammontare totale imputabile all'energia termica ceduta alla sezione dessalante.

	8,1%	10%	13%
Totale 10^3 u.c.	11.207	12.652	14.950
Valore dell'energia elettrica prodotta (295 MWe x 7000 ore/anno) 10^3 u.c.	6.195	6.195	6.195
Differenza da imputare a $6,61 \cdot 10^6$			
Gcal (in 10^3 u.c.)	5.012	6.457	8.755
cioé, in u.c./ Gcal	0.758	0.977	1.325
o in u.c. / MWh _t	0.652	0.840	1.140

A P P E N D I C E I V

VALUTAZIONE DEL COSTO DI PRODUZIONE DELL' ACQUA DOLCE NEGLI IMPIANTI
A SEMPLICE SCOPO SIA DI TIPO CONVENZIONALE CHE DI TIPO NUCLEARE

I calcoli, i risultati finali dei quali sono stati riportati nel paragrafo 3.4., punto 3.4.3. del testo, vengono riassunti, qui di seguito, sotto forma tabellare.

1. IMPIANTO DA 50.000 m³/GIORNO ALIMENTATO CON COMBUSTIBILE FOSSILE APPROVVIGIONABILE A 10 U.C./t.e.c.

1.1. Costo capitale e costo combustibile del m³ di acqua dolce prodotta (in 10⁻³ U.C./m³)

Consumo calorifico specifico, in 10 ³ Cal/m ³	40			70			100		
Consumo specifico energetico globale, in kW/m ³	51,5			85,7			119,8		
Potenza totale, in MW	108			179			250		
Investimento totale per la sezione dessalante, in U.C./m ³ /g installato	282			215			197		
Investimento totale per la sezione riscaldante, in U.C./m ³ /g installato	36			55			70		
Investimento totale, in U.C./m ³ /gior- no installato	318			270			267		
	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	88	109	142	75	92	120	74	91	119
Costo combustibile	72	72	72	120	120	120	168	168	168

1.2. Costo di esercizio e manutenzione in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Prodotti diversi di trattamento	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Personale	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Manutenzione, assicurazioni, etc. sezione dessalante	15	15	15	13	13	13	12	12	12
Manutenzione, assicurazioni etc. sezione riscaldante	4	4	4	6	6	6	7	7	7

1.3. Costo totale in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	88	109	142	75	92	120	74	91	119
Costo combustibile	72	72	72	120	120	120	168	168	168
Costo esercizio e manutenzione	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Costo totale	196	217	250	231	248	276	278	295	323

2. IMPIANTO DA 50.000 m³/GIORNO ALIMENTATO CON COMBUSTIBILE FOSSILE APPROVVIGIONABILE A 12 U.C./t.e.c.

2.1. Costo capitale e costo combustibile del m³ di acqua dolce prodotta (in 10⁻³ U.C./m³)

Consumo calorifico specifico, in 10 ³ Cal/m ³	40			70			100		
Consumo specifico energetico globale, in kW/m ³	51,5			85,7			119,8		
Potenza totale, in MW	108			179			250		
Investimento globale sezione dessalan <u>te</u> in U.C./m ³ /giorno installato	282			215			197		
Investimento globale sezione riscaldan <u>de</u> , in U.C./m ³ /giorno installato	36			55			70		
Investimento totale, in U.C./m ³ /gior <u>no</u> installato	318			270			267		
	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	88	109	142	75	92	120	74	91	119
Costo combustibile	87	87	87	144	144	144	201	201	201

2.2. Costo di esercizio e manutenzione in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Prodotti diversi di trattamento	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Personale	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Manutenzione, assicurazioni, etc. sezione dessalante	15	15	15	13	13	13	12	12	12
Manutenzione, assicurazioni, etc. sezione riscaldante	4	4	4	6	6	6	7	7	7

2.3. Costo totale in 10^{-3} U.C./m³ acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	88	109	142	75	92	120	74	91	119
Costo combustibile	87	87	87	144	144	144	201	201	201
Costo esercizio e manutenzione	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Costo totale	211	232	265	255	272	300	311	328	356

3. IMPIANTO DA 50.000 m³/GIORNO ALIMENTATO CON COMBUSTIBILE FOSSILE APPROVVIGIONABILE A 15 U.C./t.e.c.

3.1. Costo capitale e costo combustibile del m³ di acqua dolce prodotta (in 10⁻³ U.C./m³)

Consumo calorifico specifico, in 10 ³ Cal/m ³	40			70			100		
Consumo specifico energetico globale, in kW/m ³	51,5			85,7			119,8		
Potenza totale, in MW	108			179			250		
Investimento globale per sezione dessalante, in U.C./m ³ /giorno installato	282			215			197		
Investimento globale per sezione riscaldante, in U.C./m ³ /giorno installato	36			55			70		
Investimento totale, in U.C./m ³ /giorno installato	318			270			267		
	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	88	109	142	75	92	120	74	91	119
Costo combustibile	108	108	108	180	180	180	251	251	251

3.2. Costo di esercizio e manutenzione in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Prodotti diversi di trattamento	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Personale	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Manutenzione, assicurazioni, etc. sezione dessalante	15	15	15	13	13	13	12	12	12
Manutenzione, assicurazioni, etc. sezione riscaldante	4	4	4	6	6	6	7	7	7

3.3. Costo totale in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	88	109	142	75	92	120	74	91	119
Costo combustibile	108	108	108	180	180	180	251	251	251
Costo esercizio e manutenzione	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Costo totale	232	253	286	291	308	336	361	378	406

4. IMPIANTO DA 50.000 m³/GIORNO ALIMENTATO CON COMBUSTIBILE NUCLEARE

4.1. Costo capitale e costo combustibile del m³ di acqua dolce prodotta (in 10⁻³ U.C./m³)

Consumo calorifico specifico, in 10 ³ Cal/m ³	40			70			100		
Consumo specifico energetico globale, in kW/m ³	51,2			85,2			119,2		
Potenza totale, in MW	107			178			248,5		
Investimenti totali per la sezione dessalante, in U.C./m ³ /giorno installato	282			215			197		
	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo kWh termico, in 10 ⁻³ U.C./kWh	2,07	2,23	2,47	1,81	1,93	2,11	1,60	1,70	1,85
Costo capitale	79	97	126	60	74	96	55	68	88
Costo combustibile	106	114	126	154	164	180	191	203	221

4.2. Costo di esercizio e manutenzione in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Prodotti diversi di trattamento	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Manutenzione, assicurazioni, etc.	15	15	15	13	13	13	12	12	12

4.3. Costo totale del m³ di acqua dolce prodotta, in 10^{-3} U.C./m³

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	79	97	126	60	74	96	55	68	88
Costo combustibile	106	114	126	154	164	180	191	203	221
Costo esercizio e manutenzione	22	22	22	20	20	20	19	19	19
Costo totale	207	233	274	234	258	296	265	290	328

IV-9

5. IMPIANTO DA 100.000 m³/GIORNO ALIMENTATO CON COMBUSTIBILE FOSSILE APPROVVIGIONABILE A 10 U.C./t.e.c.

5.1. Costo capitale e costo combustibile del m³ di acqua dolce prodotta (in 10⁻³ U.C./m³)

Consumo calorifico specifico, in 10 ³ Cal/m ³	40			70			100		
Consumo specifico energetico globale, in kW/m ³	51,5			85,7			119,8		
Potenza totale, in MW	216			358			500		
Investimento totale per sezione dessa- lante, in U.C./m ³ /giorno installato	264			204			190		
Investimento globale per sezione ri- scaldante, in U.C./m ³ /giorno installato	30			45			56		
Investimenti totali, in U.C./m ³ /giorno installato	294			249			246		
	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	82	101	131	69	85	110	67	83	108
Costo combustibile	72	72	72	120	120	120	168	168	168

5.2. Costo di esercizio e manutenzione in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Prodotti diversi di trattamento	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Personale	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Manutenzione, assicurazioni etc. sezione dessalante	12	12	12	11	11	11	10	10	10
Manutenzione, assicurazioni, etc. sezione riscaldante	3	3	3	4	4	4	5	5	5

5.3. Costo totale del m³ di acqua dolce prodotta in 10^{-3} U.C./m³

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	82	101	131	69	85	110	67	83	108
Costo combustibile	72	72	72	120	120	120	168	168	168
Costo esercizio e manutenzione	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Costo totale	182	201	231	217	233	258	263	279	304

6. IMPIANTO DA 100.000 m³/GIORNO ALIMENTATO CON COMBUSTIBILE FOSSILE APPROVVIGIONABILE A 12 U.C./t.e.c.

6.1. Costo capitale e costo combustibile del m³ di acqua dolce prodotta in 10⁻³ U.C./m³

Consumo calorifico specifico, in 10 ³ Cal/m ³	40			70			100		
Consumo energetico specifico globale, in kW/m ³	51,5			85,7			119,8		
Potenza totale, in MW	216			358			500		
Investimento totale sezione dessalante in U.C./m ³ /giorno installato	264			204			190		
Investimento totale sezione riscaldante, in U.C./m ³ /giorno installato	30			45			56		
Investimenti totali, in U.C./m ³ /giorno installato	294			249			246		
	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	82	101	131	69	85	110	67	83	108
Costo combustibile	87	87	87	144	144	144	201	201	201

6.2 Costo di esercizio e manutenzione in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Prodotti diversi di trattamento	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Personale	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Manutenzione, assicurazioni, etc. sezione dessalante	12	12	12	11	11	11	10	10	10
Manutenzione, assicurazioni, etc. sezione dessalante	3	3	3	4	4	4	5	5	5

6.3. Costo totale del m³ di acqua dolce prodotta in 10^{-3} U.C./m³

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	82	101	131	69	85	110	67	83	108
Costo combustibile	87	87	87	144	144	144	201	201	201
Costo esercizio e manutenzione	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Costo totale	197	216	246	241	257	282	296	312	327

7. IMPIANTO DA 100.000 m³/GIORNO ALIMENTATO CON COMBUSTIBILE FOSSILE APPROVVIGIONABILE A 15 U.C./t.e.c.

7.1. Costo capitale e costo combustibile del m³ di acqua dolce prodotta in 10⁻³ U.C./m³

Consumo calorifico specifico, in 10 ³ Cal/m ³	40			70			100		
Consumo energetico specifico, in kWh/m ³	51,5			85,7			119,8		
Potenza totale, in MW	216			358			500		
Investimento totale per sezione dessalante, in U.C./m ³ /giorno/installato	264			204			190		
Investimento globale per sezione riscaldante, in U.C./m ³ /giorno/installato	30			45			56		
Investimenti totali, in U.C./m ³ /giorno installato	294			249			246		
	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	82	101	131	69	85	110	67	83	108
Costo combustibile	108	108	108	180	180	180	251	251	251

7.2. Costo di esercizio e manutenzione in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Prodotti diversi di trattamento	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Personale	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Manutenzione, assicurazioni, etc. per sezione dessalante	12	12	12	11	11	11	10	10	10
Manutenzione, assicurazioni, etc. per sezione riscaldante	3	3	3	4	4	4	5	5	5

7.3. Costo totale in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	82	101	131	69	85	110	67	83	108
Costo combustibile	108	108	108	180	180	180	251	251	251
Costo esercizio e manutenzione	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Costo totale	218	237	267	277	293	318	346	362	387

8. IMPIANTO DA 100.000 m³/GIORNO ALIMENTATO CON COMBUSTIBILE NUCLEARE

8.1. Costo capitale e costo combustibile del m³ di acqua dolce prodotta in 10⁻³ U.C./m³

Consumo calorifico specifico, in 10 ³ Cal/m ³	40			70			100		
Consumo energetico specifico, in kW/m ³	51,2			85,2			119,2		
Potenza totale, in MW	214			356			497		
Investimento totale per sezione desalante, in U.C./m ³ /giorno installato	264			204			190		
	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo kWh termico, in 10 ⁻³ U.C./kWh	1,70	1,81	1,97	1,80	2,02	2,37	1,60	1,75	2,11
Costo capitale	73	90	117	57	70	91	53	65	85
Costo combustibile	87	93	101	153	173	202	191	214	252

8.2. Costo di esercizio e manutenzione in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Prodotti diversi di trattamento	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Manutenzione, assicurazione, etc.	12	12	12	11	11	11	10	10	10

8.3. Costo totale in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	73	90	117	57	70	91	53	65	85
Costo combustibile	87	93	101	153	173	202	191	214	252
Costo esercizio e manutenzione	19	19	19	18	18	18	17	17	17
Costo totale	179	202	237	228	261	311	261	296	352

9. IMPIANTO DA 250.000 m³/GIORNO ALIMENTATO CON COMBUSTIBILE FOSSILE APPROVVIGIONABILE A 10 U.C./t.e.c.

9.1. Costo capitale e costo combustibile del m³ di acqua dolce prodotta in 10⁻³ U.C./m³

Consumo calorifico specifico in 10 ³ Cal/m ³	40			70			100		
Consumo energetico specifico in kW/m ³	51,5			85,7			119,8		
Potenza totale, in MW	540			895			1250		
Investimento totale sezione dessalan- te in U.C./m ³ /giorno installato	255			194			180		
Investimento totale sezione riscaldan- te in U.C./m ³ /giorno installato	24			35			42		
Investimenti totali in U.C./m ³ /gior- no installato	279			229			222		
	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	76	94	122	62,5	78,5	101,5	60	75	98
Costo combustibile	72	72	72	120	120	120	168	168	168

9.2. Costo di esercizio e manutenzione in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Prodotti diversi di trattamento	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Personale	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Manutenzione, assicurazioni, etc. sezione dessalante	9	9	9	8	8	8	7	7	7
Manutenzione, assicurazioni, etc. sezione riscaldante	2	2	2	2,5	2,5	2,5	3	3	3

9.3. Costo totale in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	76	94	122	62,5	78,5	101,5	60	75	98
Costo combustibile	72	72	72	120	120	120	168	168	168
Costo esercizio e manutenzione	21	21	21	20,5	20,5	20,5	20	20	20
Costo totale	169	187	215	203	219	242	248	263	286

10. IMPIANTO DA 250.000 m³/GIORNO ALIMENTATO CON COMBUSTIBILE FOSSILE APPROVVIGIONABILE A 12 U.C./t.e.c.

10.1 Costo capitale e costo combustibile del m³ di acqua dolce prodotta in 10⁻³ U.C./m³

Consumo calorifico specifico, in 10 ³ Cal/m ³	40			70			100		
Consumo energetico specifico globale in kW/m ³	51,5			85,7			119,8		
Potenza totale, in MW	540			895			1250		
Investimento globale per sezione desalante, in U.C./m ³ /giorno installato	255			194			180		
Investimento globale per sezione riscaldante, in u.C./ ³ /giorno installato	24			35			42		
Investimenti totali, in U.C./m ³ /giorno installato	279			229			222		
	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	76	94	122	62,5	78,5	101,5	60	75	98
Costo combustibile	87	87	87	144	144	144	201	201	201

10.2 Costo di esercizio e manutenzione in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Prodotti diversi di trattamento	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Personale	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Manutenzione, assicurazioni etc. sezione dessalante	9	9	9	8	8	8	7	7	7
Manutenzione, assicurazione, etc. sezione riscaldante	2	2	2	2,5	2,5	2,5	3	3	3

10.3. Costo totale in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	76	94	122	62,5	78,5	101,5	60	75	98
Costo combustibile	87	87	87	144	144	144	201	201	201
Costo esercizio e manutenzione	21	21	21	20,5	20,5	20,5	20	20	20
Costo totale	184	202	230	227	243	266	281	296	319

11. IMPIANTO DA 250.000 m³/GIORNO ALIMENTATO CON COMBUSTIBILE FOSSILE APPROVVIGIONABILE A 15 U.C./t.e.c.

11.1 Costo capitale e costo combustibile del m³ di acqua dolce prodotta in 10⁻³ U.C./m³

Consumo calorifico specifico, in 10 ³ Cal/m ³	40			70			100		
Consumo energetico specifico globale, in kW/m ³	51,5			85,7			119,8		
Potenza totale, in MW	540			895			1250		
Investimento globale per sezione desalante, in U.C./m ³ /giorno installato	255			194			180		
Investimento globale per sezione riscaldante, in U.C./m ³ /giorno installato	24			35			42		
Investimenti totali, in U.C./m ³ /giorno installato	279			229			222		
	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	76	94	122	62,5	78,5	101,5	60	75	98
Costo combustibile	108	108	108	180	180	180	251	251	251

11.2. Costo di esercizio e manutenzione in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Prodotti diversi di trattamento	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Personale	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Manutenzione, assicurazioni, etc. sezione dessalante	9	9	9	8	8	8	7	7	7
Manutenzione, assicurazioni, etc. sezione riscaldante	2	2	2	2,5	2,5	2,5	3	3	3

11.3 Costo totale in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	76	94	122	62,5	78,5	101,5	60	75	98
Costo combustibile	108	108	108	180	180	180	251	251	251
Costo esercizio e manutenzione	21	21	21	20,5	20,5	20,5	20	20	20
Costo totale	205	223	251	263	279	302	332	347	370

12. IMPIANTO DA 250.000 m³/GIORNO ALIMENTATO CON COMBUSTIBILE NUCLEARE

12.1 Costo capitale e costo combustibile del m³ di acqua dolce prodotta in 10⁻³ U.C./m³

Consumo calorifico specifico, in 10 ³ Cal/m ³	40			70			100		
Consumo energetico specifico globale, in kW/m ³	51,2			85,2			119,2		
Potenza totale, in MW	535			890			1240		
Investimento totale per sezione dessalante, in U.C./m ³ /giorno installato	255			194			180		
Costo del kWh termico, in 10 ⁻³ U.C./kWh	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
	1,55	1,74	2,10	1,23	1,38	1,63	1,07	1,21	1,41
Costo capitale	70	87	113	54	67	86	50	62	81
Costo combustibile	80	90	108	104	117	139	127	144	168

12.2. Costo di esercizio e manutenzione in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Prodotti diversi di trattamento	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Manutenzione, assicurazioni, etc.	9	9	9	8	8	8	7	7	7

12.3. Costo totale in 10^{-3} U.C./m³ di acqua dolce prodotta

	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%	8,1%	10%	13%
Costo capitale	70	87	113	54	67	86	50	62	81
Costo combustibile	80	90	108	104	117	139	127	144	168
Costo esercizio e manutenzione	16	16	16	15	15	15	14	14	14
Costo totale	166	193	237	173	199	240	191	220	263

A P P E N D I C E V

ESEMPIO DI CALCOLO DEL COSTO DI PRODUZIONE DELL'ACQUA DOLCE IN UN IMPIANTO MISTO

Lo studio seguente si riferisce ad un'installazione mista utilizzando quale fonte di calore per l'impianto dessalante un reattore elettroproduttore di tipo ORGEL.

Riassumiamo qui di seguito le caratteristiche tecnico-finanziarie del reattore qualora utilizzato per la sola produzione di energia elettrica.

- Potenza termica: 1.420 MWth
- Potenza elettrica netta: 481 MWe
- Costo diretto di impianto: $57,18 \cdot 10^6$ U.C.
- Costo indiretto di impianto (30%): $17,15 \cdot 10^6$ U.C.
- Costo totale di impianto: $74,33 \cdot 10^6$ U.C.
- Costo esercizio annuale, in 10^3 U.C., ottenuto come segue:

Rata annuale per ammortamento e remunerazione del capitale	8,1%	10%	13%
o immobilizzo capitali	6.021	7.433	9.663
o ciclo combustibile	2.290	2.323	2.391
o esercizio, manutenzione, assicurazioni	2.896	2.896	2.896
TOTALE	11.207	12.652	14.950
- Costo dell'elettricità prodotta, in Mills/ kWh, per un periodo di utilizzazione di 7.000 h/anno, cioè per 3.367.000 kWh/anno	3,33	3,76	4,44

Supponiamo che lo stesso generatore di calore sia utilizzato in un impianto misto per la produzione di 250.000 m^3 /giorno di acqua dolce.

L'unità di dessalamento sarà pertanto alimentata direttamente dal vapore di

scarice dalla turbina.

Supponiamo inoltre che dopo un accurato calcolo di ottimizzazione siano state scelte delle caratteristiche per il vapore, al punto di giunzione tra il turbo-alternatore a contropressione generatore dell'energia elettrica e lo impianto dessalante produttore dell'acqua dolce, spinte al massimo compatibilmente con le possibilità tecniche attuali.

La potenza elettrica netta sarà portata a 270 MWe.

Per il calcolo del costo si dovrà tenere conto dei seguenti elementi:

A - Per gli investimenti:

- la soppressione del condensatore principale e dei suoi ausiliari
- la soppressione del complesso bassa pressione della turbina e dei suoi ausiliari
- l'aggiunta dell'unità di produzione dell'acqua dolce e dei suoi ausiliari
- le varianti in più o in meno di numerose altre unità, in particolare:
 - = l'alternatore
 - = il materiale elettrico in generale
 - = le opere edili
 - = l'opera di presa delle acque marine
 - = ecc.

B - Per le spese di esercizio:

- il costo dei prodotti di trattamento
- il supplemento di forniture diverse
- il supplemento delle spese di manutenzione, assicurazioni, spese generali, imposte, ecc.

Si è supposto che le spese per il personale restino invariate.

Le spese di esercizio, in 10^3 U.C., vengono valutate come segue:

Rata annua per ammortamento e remunerazione del capitale	8,1%	10%	13%
Costo annuale di esercizio della centrale quale prevista per la sola produzione di energia elettrica	11.207	12.652	14.950
Supplemento di oneri finanziari dovuto all'aggiunta dell'unità dessalante per la quale si é assunto un investimento supplementare pari a $29,1 \cdot 10^6$ U.C.	2.360	2.910	3.780
Spese di esercizio: prodotti di trattamento e varie	510	510	510
Supplemento spese di esercizio per assicurazioni, manutenzione, ecc.	354	354	354
Totale	14.431	16.426	19.594
Assumendo per l'energia elettrica prodotta un prezzo pari a quello che si ha nell'installazione a semplice scopo precedente, il valore di tale energia, per una produzione totale di $270.000 \times 7.000 = 1.890.000$ kWh, é	6.294	7.106	8.392
Il costo annuale dell'acqua dolce prodotta é di conseguenza	8.137	9.320	11.202
Il costo dell'acqua dolce, supponendo una utilizzazione annuale di 7.000 ore, in Mills U.C./m ³ , é di circa	112	128	154

NOTA - E' evidente che il costo dell'acqua é funzione diretta del valore che si attribuisce all'energia elettrica prodotta.

Assumendo, ad esempio un valore per il costo dell'energia elettrica prodotta pari a 3 Mills U.C./kWh, a prescindere dall'incidenza del tasso degli oneri finanziari, la tabella della pagina precedente diviene:

Rata annua per ammortamento e remunerazione del capitale	8,1%	10%	13%
Costo annuale di esercizio della centrale	11.207	12.625	14.950
Supplemento di oneri finanziari dovuto all'aggiunta dell'unità dessalante	2.360	2.910	3.780
Spese di esercizio specifiche dell'unità dessalante	510	510	510
Supplemento spese generali di esercizio dovute all'aggiunta dell'unità dessalante	354	354	354
Totale	14.431	16.426	19.594
Valore dell'energia elettrica prodotta al prezzo di 3 Mills U.C./kWh, per una produzione di 270 x 7.000 x 3	5.670	5.670	5.670
Costo annuale dell'acqua dolce prodotta	8.761	10.756	13.924
Costo dell'acqua dolce prodotta, in Mills U.C./m ³ , considerando un'utilizzazione annuale di 7.000 ore	120	148	191

Si desume l'interesse della valutazione del costo dell'acqua prodotta in un impianto misto avente la stessa capacità di produzione di 250.000 m³/giorno di acqua dolce ed in grado di assicurare una produzione di energia elettrica di 481 MWe, pari alla capacità produttiva dell'impianto nucleare assunto alla base dei calcoli.

Il calcolo di ottimizzazione indicherebbe in tale caso nuovi valori per le caratteristiche del vapore nel punto di giunzione tra il turbo-alternatore a contropressione generatore dell'energia elettrica e la stazione dessalante produttrice di acqua dolce.

La potenza del generatore di calore dovrebbe essere aumentata di conseguenza.

La tabella precedente diverrà (in 10³ U.C.):

Rata annua per ammortamento e remunerazione del capitale	8,1%	10%	13%
Costo annuale di esercizio della centrale adattata in considerazione della variazione di potenza	14.500	16.500	19.500
Supplemento degli oneri finanziari dovuto all'aggiunta della stazione dessalante per la quale gli investimenti relativi devono essere aumentati a 36·10 ⁶ U.C.	2.910	3.600	4.670
Spese di esercizio: prodotti di trattamento e varie	510	510	510
Supplemento spese di esercizio per assicurazioni, manutenzione, ecc.	440	440	440
Totale	18.360	21.050	25.120
Valore dell'energia elettrica prodotta al prezzo indicato precedentemente per una produzione di 481.000 x 7.000 = = 3.367.000 kWh annuali	11.212	12.660	14.950
Costo annuale dell'acqua dolce prodotta	7.148	8.390	10.170
Costo dell'acqua in Mills U.C./m ³ , considerando un'utilizzazione di 7.000 h/anno	98	115	139

Assumendo, come precedentemente fatto, un valore per il costo dell'energia elettrica prodotta pari a 3 Mills U.C./kWh, indipendentemente dall'incidenza del tasso degli onerifi finanziari, la tabella della pagina precedente diviene:

Rata annua per ammortamento e remunerazione del capitale	8,1%	10%	13%
Costo annuale di esercizio della centrale	14.500	16.500	19.500
Supplemento oneri finanziari dovuto alla aggiunta della sezione dessalante	2.910	3.600	4.670
Spese di esercizio specifiche per l'unità dessalante	510	510	510
Supplemento spese generali di esercizio dovuto all'aggiunta dell'unità dessalante	440	440	440
Totale	18.360	21.050	25.120
Valore dell'energia elettrica prodotta al prezzo di 3 Mills U.C./kWh per una produzione di 481 x 7.000 x 3	11.101	11.101	11.101
Costo annuale dell'acqua dolce prodotta	7.259	9.949	14.019
Costo dell'acqua dolce prodotta, in Mills U.C./m ³ , considerando un'utilizzazione annuale di 7.000 ore	100	136	192

