



Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino

Appunti universitari

Tesi di laurea

Cartoleria e cancelleria

Stampa file e fotocopie

Print on demand

Rilegature

NUMERO: 812

DATA: 04/02/2014

A P P U N T I

STUDENTE: Roberta

MATERIA: Impianti Chimici magistrale (cap. 9-20)

Prof. Specchia

Il presente lavoro nasce dall'impegno dell'autore ed è distribuito in accordo con il Centro Appunti.

Tutti i diritti sono riservati. È vietata qualsiasi riproduzione, copia totale o parziale, dei contenuti inseriti nel presente volume, ivi inclusa la memorizzazione, rielaborazione, diffusione o distribuzione dei contenuti stessi mediante qualunque supporto magnetico o cartaceo, piattaforma tecnologica o rete telematica, senza previa autorizzazione scritta dell'autore.

**ATTENZIONE: QUESTI APPUNTI SONO FATTI DA STUDENTIE NON SONO STATI VISIONATI DAL DOCENTE.
IL NOME DEL PROFESSORE, SERVE SOLO PER IDENTIFICARE IL CORSO.**

Lezione 9: Remuneratività dei processi industriali

Processo Industriale

Remuneratività: valutare se valga la pena effettuare il passaggio da un progetto su carta alla sua realizzazione industriale. Valutare se dal punto di vista economico costituisca un guadagno per l'azienda e se il capitale impiegato possa fruttare.

Cost engineering: L'ingegnere valuta i tipi di processi e valuta i dati ottenuti dalla remuneratività del processo.

Processo industriale: costituito da una serie di apparecchiature che, opportunamente connesse, trasformano le materie prime in prodotti di mercato. Il processo industriale si divide in tre passaggi principali:

- 1- La preparazione delle materie prime, anche se in genere sono già adatte all'utilizzo al momento dell'acquisizione;
- 2- La trasformazione in prodotto: mediante processi chimico-fisici;
- 3- Purificazione: il prodotto viene purificato, ad esempio dalla presenza di eventuali sottoprodotti, le materie prime non reagite vengono recuperate (Riciclo: prendere qualcosa e riportarlo indietro. Purifico un prodotto dai reagenti che non si sono trasformati e li riutilizzo).

Nel terzo processo industriale di purificazione si isola il prodotto che interessa e lo si analizza col grado di durezza che il mercato richiede.

Ci sono tre macrocategorie tipo di processo:

- nuovo con prodotto nuovo: novità del processo produttivo e del prodotto generato;
- nuovo con prodotto già sul mercato: ad esempio stesso prodotto, ma a costi minori;
- upgrading prodotto già esistente: modifica del processo esistente realizzato per adattarlo alla riduzione dei costi. Miglioramento della sostenibilità ambientale.

Nascita e sviluppo di un processo industriale

L'inizio della produzione può essere stimolata dall'esigenza da parte della clientela di un prodotto nuovo o dal gruppo di ricerca e sviluppo.

Lo sviluppo di un processo industriale si divide in varie fasi

- Quick Estimate Design ,Esame di fattibilità

Vi è una prima determinazione del quadro di remuneratività, costituita da un primo quadro del progetto in merito a:

- la necessità di materie prime: la loro quantità, qualità, prezzi, reperibilità sul mercato;
- condizioni termodinamiche, chimico-fisiche e cinetiche delle reazioni chimiche coinvolte;
- individuazione delle apparecchiature principali;
- utilities richieste: di che genere e in quale quantità per unità di prodotto;
- stima dei capitali occorrenti sulla base di una prima definizione della capacità produttiva;
- analizzare eventuali problemi relativi alla sicurezza delle reazioni e del loro impatto ambientale.

- disposizione definitiva in campo degli apparati (plant lay-how finale);
- esecuzione dei disegni (di insieme, assonometrici, viste e sezioni, schemi elettrici, schemi di controllo e delle tubazioni di connessione P&I);
- progetto delle opere civili industriali: fognature di reparto, allacciamento alle utilities di stabilimento, basamenti apparecchiature, capannoni, centrale e sala controllo, sala compressori (se necessaria), servizi igienici e spogliatoi per il personale;
- esame deterministico del capitale da investire e di quello circolante;
- stima dell'ipotetico fatturato (Ufficio Vendite);
- stima dei costi di produzione generali;
- valutazione ancora più affidabile del quadro di remuneratività del processo.

Se anche quest'ultima verifica economica rimane favorevole, non si può più tornare indietro. Se permane il benessere aziendale, si procede agli ultimi quattro stadi:

- Costruzione, montaggio ed erezione degli impianti;
- Commissioning;
- Start-up e messa in marcia dell'impianto;
- Inizio della fase produttiva.

Commissioning

È un'operazione professionale che non è fatta né dall'azienda proprietaria né da quella che ha costruito l'impianto, ma da una terza. Si divide in cinque operazioni:

1. Verifica della corrispondenza dell'impianto montato ai disegni e schemi costruttivi, cioè si vede se ciò che è stato costruito è fedele al disegno;
2. Rimozione del materiale ausiliario usato per il montaggio delle tubazioni e verifica della tenuta delle stesse;
3. Verifica del corretto verso di rotazione, quando richiesto (pompe, compressori, macchine operatrici), dei motori asincroni trifase. Queste apparecchiature hanno nella parte esterna una freccia che indica il verso di rotazione. È più facile se è un motore asincrono trifase. Se gira dalla parte sbagliata si scambiano i poli della scatola elettrica. Anche le valvole all'interno dei tubi hanno un verso preciso di entrata ed uscita del fluido, sono unidirezionali.
4. Si caricano i lubrificanti nei macchinari dove è richiesto. I serbatoi devono essere pieni di lubrificante fino all'altezza massima segnata;
5. Esecuzione della prova a vuoto per verificare il corretto intervento delle apparecchiature di sicurezza: si simula una variazione della variabile di controllo (pressione, temperatura, flusso, ecc.) che agisce sul sistema di sicurezza portandola fuori set-point; Le apparecchiature di sicurezza devono intervenire in automatico, quando i parametri tendono ad uno stato di pericolo (RUNWAY REACTION);
6. Prova idraulica con fluidi penetranti delle apparecchiature che lavoreranno in pressione: consiste nel mettere un fluido nell'apparecchiatura, portare a pressione e vedere se ci sono difetti. Per le apparecchiature che lavorano in pressione il margine è di 1.5. Se devo lavorare a 100 bar il serbatoio è progettato per 150 bar. Apparecchiature di questo genere sono potenzialmente pericolose, quindi vanno costruite con materiali senza falle e soprattutto non devono esserci falde dove ci sono delle saldature. Come si verifica che non ci siano delle microfratture? Si fa appunto la prova idraulica in bunker (cioè si accerchia l'apparecchiatura di

Aspetti particolari nella progettazione

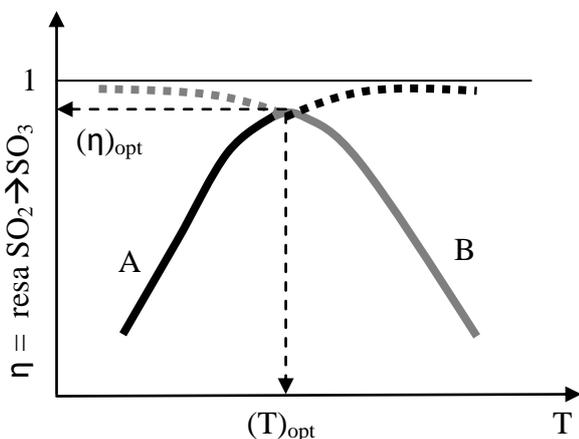
Per arrivare a realizzare il processo bisogna fare dei dimensionamenti delle apparecchiature, delle tubazioni e così via. C'è modo e modo di progettare le apparecchiature. Questa progettazione comporta spese di denaro a causa della realizzazione e della gestione delle apparecchiature, ma ci interessa anche la produttività di queste: più le apparecchiature sono produttive a parità di materia prima (più prodotto viene realizzato per unità di peso di materie prime alimentate all'impianto) maggiore è il fatturato. Questi due criteri stanno alla base di due strade di progettazione, che fanno parte entrambe della cosiddetta progettazione ottimale, ma sono basate su due concetti diversi:

- Progettazione ottimale di processo;
- Progettazione ottimale economica.

Progettazione ottimale di processo

La spieghiamo con un esempio.

Processo di produzione dell'acido solforico (si produce in quantità rilevanti, perché è un composto molto usato).



Si arriva alla sua produzione tramite l'ossidazione catalitica di SO_2 a SO_3 in un reattore catalitico, dove il catalizzatore è la vanadia (V_2O_5). È una reazione di equilibrio (non può essere spostato del tutto verso destra), avviene esotermicamente e con diminuzione del volume. È favorita dall'aumento di pressione (perché avviene con diminuzione di volume), ma sfavorita dall'aumento di temperatura. Se la velocizzo (secondo la legge di Arrhenius), aumentando la cinetica del processo tramite l'aumento della temperatura, aumento lo sviluppo di

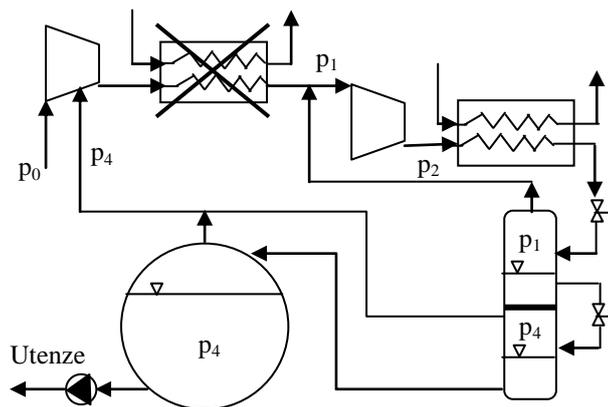
calore e se la temperatura aumenta troppo ostacola la produzione. Quindi una volta stabilito a che pressione deve lavorare il reattore, si deve stabilire la condizione migliore di temperatura che massimizzi la produzione di SO_3 con la massima alimentazione di SO_2 per avere la massima produttività del reattore. La temperatura ottimale di processo a cui far funzionare il processo si determina tramite le due curve nel grafico: la curva A è quella relativa alla cinetica (favorita dall'aumento di temperatura) che cresce all'aumentare della temperatura, la curva B è quella dell'equilibrio, che decresce all'aumentare della temperatura (l'equilibrio si sposta verso sinistra, la reazione è esotermica). Laddove le due curve si intersecano si hanno le condizioni ottimali di temperatura.

- Numero di stadi di un impianto di concentrazione a multiplo effetto

L'impianto a multiplo effetto è un impianto di concentrazione che sfrutta il calore che contiene il vapore prodotto dall'effetto precedente. Concentrare una soluzione vuol dire sottrarre il solvente facendolo evaporare. Questo vapore è mandato nel serpentino dell'effetto successivo. Ma per far sì che ci sia forza spingente, l'effetto successivo deve lavorare a pressione inferiore, di modo tale che la temperatura di ebollizione della soluzione sia inferiore alla temperatura di condensazione del vapore prodotto nell'effetto precedente. Quest'operazione può essere ripetuta, aumentando il numero di effetti e facendoli lavorare ad una pressione via via decrescente. Se aumento il numero degli effetti aumenta il costo dell'impianto, ma ho un beneficio come costo di esercizio. Infatti, per far funzionare il tutto, il primo effetto deve essere riscaldato con una fonte di calore esterna, ma la concentrazione finale che si vuole ottenere è sempre la stessa, quindi, se aumento il numero degli effetti, sfrutto il vapore prodotto in ogni effetto per far diminuire progressivamente la concentrazione ottenuta nel primo effetto. In questo modo diminuisce il costo dell'energia di riscaldamento che avrei speso con un unico effetto. Si dice che aumentando il numero degli effetti aumenta il fattore moltiplicativo dell'energia: quella poca energia che spendo nel primo effetto riesco a moltiplicarla attraverso il vapore che ottengo negli effetti successivi, poiché questo vapore è poi speso come forza motrice di calore negli scambiatori di calore successivi. Quindi anche qui si può ottimizzare il numero degli effetti.

Pressione di stoccaggio di gas liquefatti

Determinare la pressione ottimale di stoccaggio di un gas liquefatto. I gas possono essere stoccati allo stato liquido. In questo modo si ha un grande vantaggio, in quanto il volume di una sostanza allo stato liquido è di tre ordini di grandezza minore rispetto alla stessa sostanza allo stato gassoso. Quindi in 1m³ di volume di volume di stoccaggio, se ci metto un gas, stocco 1000 volte meno di massa rispetto a stoccare un liquido. Stoccando un gas allo stato liquefatto si sfrutta enormemente l'unità di volume del serbatoio di stoccaggio. Bisogna quindi trasformare un gas dallo stato gassoso allo stato liquido. Nella figura è rappresentato il classico impianto di liquefazione di un gas.



Si parte da un gas alla pressione p_0 (pressione atmosferica), lo si vuole comprimere fino alla pressione p_2 . Si può fare una inter-refrigerazione (inserire un refrigeratore), ma si può anche non mettere (non è strettamente necessario). In genere si spezza la compressione in due parti. Dopo il primo stadio di pressione (da p_0 a p_1), c'è un'eventuale inter refrigerazione e poi un secondo stadio di compressione da p_1 a p_2 . Quando si comprime un gas, questo aumenta di temperatura. Siccome

Se fisso i livelli di pressione che mi interessano (p_0 pressione atmosferica, p_4 pressione di stoccaggio, p_1 pressione intermedia di compressione, p_2 pressione di fine compressione), partendo dal gas (non necessariamente saturo, ma anche surriscaldato) alla pressione p_0 (punto 1) lo si comprime fino alla p_1 (punto 2). Si può poi raffreddare fino alle condizioni di vapore saturo, quindi a contatto con la curva (punto 2a), ma non è strettamente necessario. Dipende se uso l'interrefrigeratore o no. Posso anche effettuare un'interrefrigerazione parziale (non raffreddo fino alle condizioni di vapore saturo, punto 2c). Quando si fa l'interrefrigerazione, normalmente si porta il fluido alla stessa temperatura che aveva nelle condizioni di partenza. Ad esempio se ho una miscela di gas a 30°C e voglio portarla ad una pressione di 40 bar, non uso un unico compressore per due motivi:

- 1- Costerebbe troppo (compressore molto grande);
- 2- Soprattutto avrei un eccessivo innalzamento della temperatura. Se ho una miscela di gas infiammabili si potrebbero avere problemi di sicurezza.

Normalmente si accetta un innalzamento di 120 massimo 150°C . Allora bisogna spezzare la compressione in due o più stadi, tenendo come criterio che alla fine di ogni stadio di compressione la temperatura non sia aumentata di più di 150°C rispetto alle condizioni di partenza. Fra uno stadio e l'altro si mette uno scambiatore di calore che abbassi nuovamente la temperatura prima che il gas vada allo stadio successivo. Con l'aumentare della temperatura, a parità di pressione, in un gas aumenta il volume specifico. Se si manda in un compressore un gas a volume più grande, il compressore deve essere di dimensioni maggiori, e quindi costa di più. Quindi un altro motivo per cui si fa l'interrefrigerazione è l'aumento della portata volumica del gas con conseguente necessità di utilizzare un secondo compressore di dimensioni maggiori. Lo scambiatore di calore, che deve fare quest'operazione di raffreddamento, non deve necessariamente portare la temperatura ad un livello tale per cui il gas sia saturo, ma può anche lasciarlo a temperatura un po' più alta. Indipendentemente da come quest'operazione viene fatta, se non si fa l'interrefrigerazione si hanno comunque i due salti di pressione e, in uscita dal secondo compressore, si condensa tutto nel condensatore finale. In testa al compressore di secondo stadio si riciclano i vapori che si sono formati nel primo stadio di flash. Questi sono vapori saturi. Quindi sto mischiando due portate di vapore alla stessa pressione, di cui però una (la portata maggiore) è in condizioni surriscaldate e l'altra (portata più piccola) è costituita da vapori saturi. Si crea una miscela intermedia, costituita nel diagramma dal punto 2b, in cui la miscela di gas è più spostata rispetto al gas di compressione, ma a temperatura più bassa (temperatura intermedia tra il vapore saturo e quello surriscaldato). Oppure, il caso estremo, è quello in cui c'è il primo scambiatore di calore porta il gas compresso da p_0 a p_1 alle condizioni di vapore saturo, per cui quando i vapori alla p_1 si uniscono, a monte del secondo compressore, con i vapori provenienti dalla prima operazione di flash, il punto sul diagramma termodinamico rimane lo stesso (punto 2a), perché stiamo mischiando due portate di gas (in questo caso vapore saturo) nelle stesse condizioni di temperatura e pressione. Le due curve di seconda compressione rappresentano dunque le due condizioni limite:

- Condizione limite di destra, partenza dal punto 2b arrivo al punto 3 : non si è fatta nessuna interrefrigerazione;
- Condizione limite di sinistra, partenza dal punto 2a arrivo al punto 3a: si fa l'interrefrigerazione fino a portare il gas compresso alle condizioni di temperatura di gas saturo.

statistico. Con questa manutenzione programmata mantengo le apparecchiature in perfette condizioni di funzionamento.

- Manutenzione straordinaria: è quella che non posso programmare. Non so quando avverrà e cosa accadrà. Quando capita devo bloccare tutto ed effettuare i cambi. È la più pericolosa, soprattutto se non si rispettano le procedure per effettuare la manutenzione.

Normalmente, quando si parla di manutenzione, si parla di quella ordinaria. Sapendo quando devo farla e quali operazioni di sostituzione devo effettuare, in magazzino sono già disponibili tutti i pezzi di ricambio. I pezzi in questione sono:

- Le valvole di controllo: hanno un premistoppa sullo stelo che si usura nel tempo e quindi va sostituito.
- Le pompe centrifughe e alternative: ci sono delle parti che si usurano per via del movimento.
- Gli scambiatori di calore a fascio tubiero: i fluidi che si scambiano calore possono essere più o meno sporcanti e creare delle incrostazioni sulle superfici di scambio termico. Un'incrostazione rappresenta un'ulteriore resistenza alla trasmissione del calore. Quando si fa il progetto già si tiene conto della possibilità di formazione delle incrostazioni, per cui si mette più superficie, per far sì che lo scambiatore di calore possa lavorare dando le prestazioni volute finché non si forma quello strato di incrostazione. Quando questo si è formato le prestazioni decadono quindi lo scambiatore va pulito. Si prevede già dall'inizio della progettazione. Come si puliscono le incrostazioni? Se l'incrostazione è all'interno dei tubi, basta togliere le teste degli scambiatori e con dei sistemi opportuni si riescono a pulire. Diventa molto più difficile se l'incrostazione si è formata all'esterno dei tubi, perché in questo caso bisogna estrarre il fascio tubiero dal mantello in cui questo era installato. È un'operazione di manutenzione anche questa, programmabile a seconda dei tipi di fluidi, dei loro coefficienti di sporco e così via. Se devo estrarre il fascio tubiero dal mantello, vuol dire che davanti alla flangia del mantello da cui estraggo il fascio tubiero devo avere uno spazio libero pari almeno alla lunghezza del fascio tubiero stesso, altrimenti mi è impossibile estrarlo. Vuol dire che, in fase di disposizione delle apparecchiature, non devo avere nessuna apparecchiatura davanti allo spazio necessario per effettuare l'operazione di estrazione del fascio tubiero.

La progettazione va fatta con una certa **flessibilità**, la quale nasce dal fatto che il progetto viene fatto con delle specifiche di base, ma durante la fase di produzione queste specifiche cambiano un po' e il progetto non va più perfettamente bene. Quindi il progetto deve essere un minimo flessibile e le apparecchiature devono essere munite di quelle attrezzature in più che possono consentire di fare delle variazioni nel caso fosse necessario. Il caso più eclatante è quello delle colonne di distillazione. Una colonna di distillazione è una torre cilindrica con asse verticale in cui, più o meno nella metà, c'è un bocchello in cui entra l'alimentazione. Una colonna di distillazione ci sono gradienti di concentrazione e temperatura lungo tutta l'altezza. L'alimentazione ha una certa concentrazione e deve essere introdotta in quella zona della colonna, a cui corrisponde quella concentrazione (o comunque a cui corrisponde una concentrazione molto prossima a quella di alimentazione, per non creare squilibri all'interno della colonna). In genere, a priori, conosco bene la concentrazione della portata in alimentazione. È una specifica di base. Per specifiche di base si intendono i dati di progetto (portate, condizioni di pressione, di temperatura, condizioni in uscita, composizione ecc.). Non sempre si riesce ad individuare la posizione lungo l'altezza della colonna a cui corrisponde una composizione uguale a quella dell'alimentazione. Allora si mettono più

Oltre questi ci sono quelli chiamati **COSTI GENERALI**. Derivano dal fatto che l'impianto è calato nella realtà industriale di un'azienda e l'azienda ha dei costi:

- costi di sede: ad esempio i costi di amministrazione, libri paga del personale, ufficio progetti. Poi c'è l'ente R&S (= Ricerca e Sviluppo). Sono tutte realtà non strettamente connesse con la produzione, ma che servono;
- costi commerciali: devono essere proporzionalmente sostenuti anche questi. ufficio vendite con assistenza alla clientela, ufficio di assistenza alla produzione e miglioramento del prodotto, marketing, pubblicità per la clientela

La differenza tra il fatturato e le spese totali per la fabbricazione dà quelle che vengono chiamate **ENTRATE LORDE DI CASSA** $\rightarrow A_{CI} = A_S - A_{TE}$ CI= Cash Income. Lorde perché su queste bisogna ancora pagare le tasse.

ENTRATE NETTE DI CASSA $\rightarrow A_{NCI} = A_{CI} - A_{IT}$ NCI=Net Cash Income. Sono le entrate annue dell'azienda.

A_{IT} = Income Tax Sono le tasse.

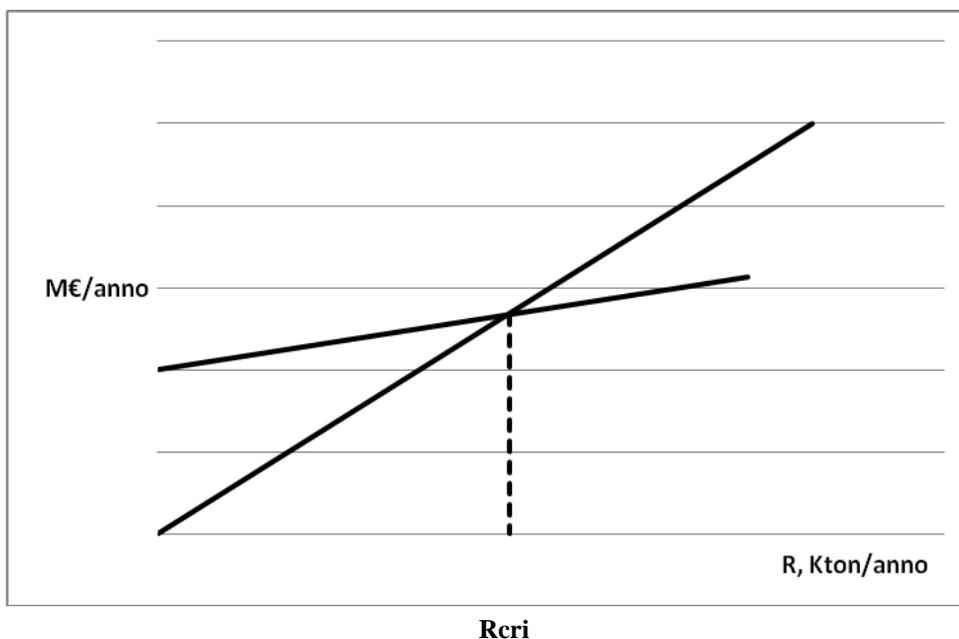
Le **TASSE** sono pagate in base al reddito tassabile, che non è tutto C, ma è la C ridotta da un deprezzamento dell'impianto. Si calcola la quota annua di deprezzamento (sgravio fiscale) A_D , dividendo il capitale deprezzabile per il numero di anni di vita dell'impianto

SGRAVIO FISCALE $\rightarrow A_D = (C_{TC} - S)/N_P$, con C_{TC} capitale investito; N_P anni di vita produttiva dell'impianto

S valore di recupero (**Salvage or Scrape Value**) degli apparati di impianto a fine vita produttiva, quando gli impianti sono ancora utilizzabili o vendibili.

Lo sgravio fiscale rappresenta la quota non più utilizzabile, quindi il deprezzamento.

Quindi il **CAPITALE SOGGETTO A TASSAZIONE** diventa $A_{CI} - A_D$ moltiplicato per un opportuno coefficiente di tassazione.



f_t **fattore di tassazione annuo**; dipende dal paese ove opera l'azienda. Non sempre gli impianti lavorano al 100% della produttività, dipende dalle esigenze del mercato e di quel bene prodotto. Per avere delle entrate lorde di cassa A_{CI} positive è necessario che gli impianti lavorino, se possibile,

alla produttività [kton/anno di prodotto] di progetto, ma comunque mai al di sotto di quella critica, che è rappresentata da R_{cri} (produttività annua minima che permette di avere il pareggio fra le entrate ed i costi totali di produzione). R è la capacità produttiva espressa in kilotonnellate di

Quindi quando c'è il recupero del fatturato in denaro, l'accantonamento che si fa è maggiore, è incrementato dal fattore di sconto. f_D riduce il valore se è moltiplicativo.

I parametri di redditività sono dimensionati e vengono suddivisi in base alle dimensioni.

Parametri di capitale (kEuro)

C_{TC} capitale totale o investimento complessivo → **Total Capital**

Fornisce all'azienda l'entità dei capitali occorrenti, per cui questa si rende conto se l'investimento è compatibile con la propria solidità; è costituito dal capitale fisso e da quello circolante. Può addirittura essere una delle cause dell'abito del progetto. Non è un ostacolo enorme se l'azienda convince i finanziatori che il progetto è buono.

C_{FC} capitale fisso o immobilizzato → **Fixed Capital**: è quello effettivamente utilizzato per la progettazione, costruzione e messa in produzione degli impianti. Comprende:

- **apparecchiature installate**
- **materiali ausiliari** per l'installazione: tubazioni, raccorderia ecc.
- **opere edili di processo**: piattaforme, fognature entro i limiti di batteria ecc.

Se il nuovo impianto fosse di tipo **Grass Root o Green Field** (cioè non devo costruire l'impianto in un insediamento industriale preesistente, ma devo costruire anche lo stabilimento industriale), il costo dell'investimento aumenta notevolmente, poiché c'è anche bisogno di:

- **opere edili di servizio**: centrali delle utilities, rete antincendio, illuminazione
- **opere edili ausiliarie**: uffici amministrativi, pronto soccorso e sala medica, stazione dei VVFF, magazzini, guardiole personale sorveglianza, mense, spogliatoi, servizi igienici, officine di manutenzione, laboratori di controllo.
- **utilities**: centrali di produzione e reti di distribuzione
- **servizi ausiliari**: approvvigionamento acqua primaria (opere di captazione da corsi idrici superficiali; pozzi emungimento da falda), circuito chiuso acqua di raffreddamento e torri raffreddamento, fognature, parchi stoccaggio, rete antincendio, impianto centralizzato trattamento scarichi liquidi e impianti trattamento effluenti gassosi, inceneritori
- **engineering e direzione lavori** di cantiere
- **cassa per gli imprevisti** (scioperi, varianti al progetto, variazione prezzi): fino al 10 % di

C_{FC} .

Nella slide 21 vi è una tabella ove sono elencate in modo molto dettagliato le varie voci di costo che costituiscono il capitale fisso totale C_{FC} ; sono in numero ragguardevole. Nella pagina ancora successiva è riportata una tabella che elenca alcuni dei metodi di letteratura per la previsione del costo di un impianto (vedi slide). L'ideale è usare tre metodi e fare una media pesata. Bisogna fare attenzione all'incertezza del metodo. Il metodo Guthrie è di tipo analitico, ma si deve essere già nel processo dettagliato per poterlo utilizzare.

Es. metodo di Guthrie: pompe centrifughe di processo (slide 23)

Ci sono due curve, una relativa alle pompe comandate da turbina a vapore, l'altra relativa a pompe comandate da un motore elettrico. Si entra in ascissa con la capacità e si ricava il costo in ordinate. Questo rappresenta il costo dell'apparecchiatura, che va incrementato a seconda dei parametri (montaggio, carpenteria, assicurazioni, manodopera ecc). Per le pompe si ha un aumento del 71%.

Parametri di tempo (anni)

N durata complessiva del progetto dall'inizio a fine attività produttiva

NP durata della vita produttiva: è pari circa a 10 anni. (**N – NP**), in genere paria a 3-4 anni, è il periodo di tempo prima della vita produttiva (prima del commissioning). Il periodo N-NP è un periodo di sole spese, non c'è nessun ritorno economico.

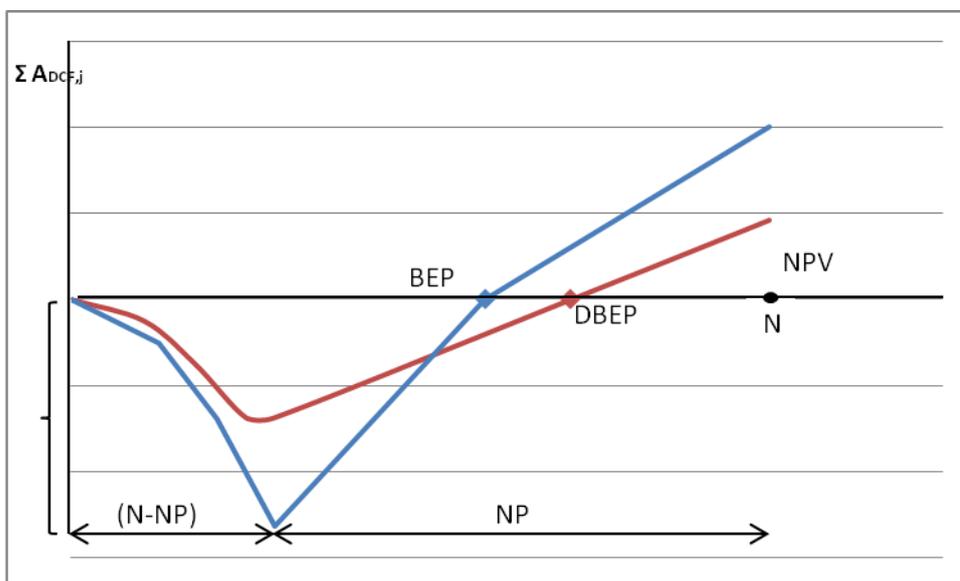
BEP → Break-even Point, punto di indifferenza. È il tempo a partire dall'anno zero per cui:

$$\sum_{j=0}^{BEP} A_{CF,j} = 0$$

GRAFICO

ASCISSA: Tempo [anni];

ORDINATE: Sommatoria dei cash flow.

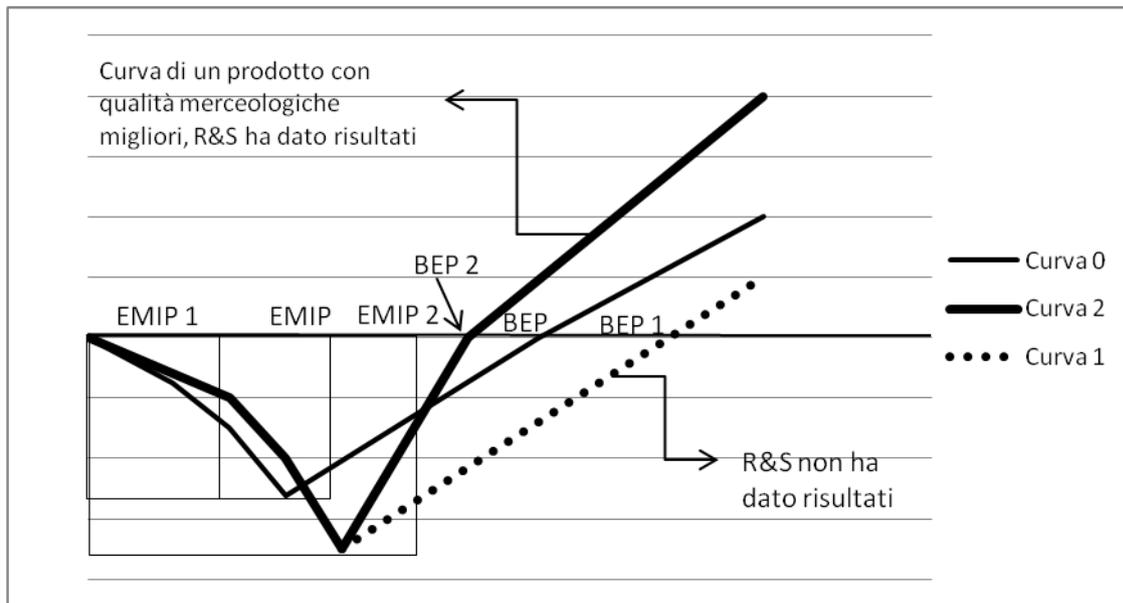


La sommatoria inizialmente è negativa. Parte con una pendenza non troppo elevata: questa è la fase di Ricerca e Sviluppo, che non costa molto, ma può durare un po'. La pendenza diventa via via crescente finché non si arriva alla fine del commissioning (vertice in basso). A questo punto iniziano ad esserci Cash Flow via via meno negativi (siamo all'inizio della fase produttiva), finché non si raggiunge il BEP (= intersezione della curva sommatoria di cash flow con l'asse delle ascisse).

Si può fare un ragionamento analogo con il discounted cash flow (altra funzione presente nel grafico), dove si vede l'effetto del fattore di sconto. Le somme di denaro non ha senso sommarle se sono riferite ad anni differenti, altrimenti il valore che ottengo non è effettivo. Infatti la seconda curva è più "morbida" e "smussata" (c'è una riduzione sia dell'effetto positivo che negativo). Il DBEP è spostato a destra rispetto al BEP, per un valore temporale maggiore della sommatoria dei cash flow. Questi punti sono importanti perché ci dicono dopo quanto tempo si esce dalla zona di rischio dell'investimento. Minori sono i valori di BEP e di DBEP, prima l'azienda recupera il capitale investito. Altri parametri importanti sono quelli che ci danno un'idea di come la curva dei cash flow si sta sviluppando, cioè della sua forma. Quelli più utilizzati sono i parametri di Allen (parametri di tempo). Uno di questi parametri si riferisce alla zona di rischio, prima del BEP. L'altro si riferisce alla zona a destra del BEP, la zona di floridezza.

GRAFICO 3 (com'è possibile variare l'EMIP)

È interessante dal punto di vista della redditività avere dei valori di EMIP più piccoli possibile.



Com'è possibile migliorare l'EMIP? Ci sono varie strade per renderlo più piccolo.

- Prolungare la prima fase di spesa, quella relativa alla ricerca e sviluppo. Non è tanto un aggravio di costo, quanto un aggravio di tempi. In questo modo ho fatto sì che il prodotto abbia proprietà merceologiche migliori di quello già esistente sul mercato, perciò l'azienda (e non il mercato) decide un prezzo più alto. (curva 2 del grafico)
- La curva 1 rappresenta una situazione in cui la parte di R&S è stata prolungata, ma non ha prodotto risultati positivi sulle proprietà merceologiche del prodotto, quindi ho solo aumentato inutilmente la zona di rischio (NPV inferiore rispetto alla curva di partenza).
La curva 0 rappresenta la curva iniziale, per sottolineare la differenza con 1 e 2.

Non è pertanto favorevole sotto il profilo della remuneratività prolungare la fase di R&S per ottimizzare la condizioni chimico-fisiche e termodinamiche-cinetiche delle reazioni coinvolte nel processo, poiché l'incremento del tempo, anche se accompagnato da un modesto aumento dell'investimento complessivo, spingerebbe verso tempi maggior l'uscita dalla zona di rischio dei capitali, a meno che i risultati della ricerca non si riflettano su un deciso miglioramento del prodotto, tale da consentire prezzi di collocamento più remunerativi.

Se l'EMIP migliora, migliora anche il BEP.

Analizziamo la seconda parte della curva, quella relativa alla floridezza.

IRP periodo di recupero dell'interesse → Interest Recovery Period

È il secondo parametro di Allen. È il valore a cui l'area sottesa alla curva positiva a partire dal BEP (zona di floridezza) è uguale a quella sottesa dalla curva negativa. In questo modo, si recupera (a meno degli interessi di rischio e dopo il pareggio di tutti i costi sostenuti) una somma di denaro pari al capitale investito.

ROI ritorno sull'investimento → Return On Investment

$ROI = \sum_{j=0}^N \frac{A_{CF,j}}{(N_P C_{TC})}$ È il modo in cui si quantifica il rendimento del capitale investito, quando il capitale è tutto di proprietà dell'azienda, se l'azienda non ha chiesto prestiti. È definito come sommatoria dei cash flow riferita al capitale totale spalmato negli anni di vita produttiva. Se invece l'azienda ottiene parte del C_{TC} tramite prestito si calcola il ROE.

ROE ritorno sull'equity → Return On Equity

$C_{TC} = L + E$ dove:

$L = \text{Loan} = \text{prestito}$ $E = \text{Equity} = \text{apporto di capitale aziendale}$.

Ogni anno si deve restituire una somma fissa a chi ha fornito il prestito, tale somma è costituita da una quota di capitale più una di interesse. L'interesse è la somma che copre il rischio finanziario di chi ha effettuato il prestito. Queste due quote (capitale + interesse) variano nel tempo. La quota capitale va aumentando, quella di interesse va diminuendo. È un costo per l'azienda che va messo insieme ai costi fissi annui e quindi viene detratto dagli utili. Per di più in molti paesi sono riconosciuti gli interessi come una cifra che può essere portata in riduzione dei guadagni tassabili annui, per cui l'azienda paga meno tasse (si riduce il reddito tassabile). Per questo all'azienda interessa avere prestiti.

Vincolo: la legislazione permette di portare in detrazione al reddito tassabile la quota di interessi passivi solo se il prestito è coperto da ipoteca.

ROE può assumere un valore pari a ∞ quando, per $E = 0$, il processo è capace di produrre utili per l'azienda, anche oltre la restituzione di L con i relativi interessi passivi che ne sono scaturiti.

DCFRR velocità di rientro flusso cassa scontato → Discounted Cash Flow Rate of Return

È il tasso di interesse annuo che rende nullo NPV:

$$NPV_{DCFRR} = \sum_{j=0}^N (A_{DCF,j})_{DCFRR} = \sum_{j=0}^N \left[\frac{A_{CF,j}}{(1 + DCFRR)^j} \right] = 0$$

NPV è la sommatoria dei cash flow scontati, se $NPV=0$ DCFRR è uguale al tasso di sconto. Lo calcolo perché è il tasso minimo di sconto passivo a cui l'azienda può accettare di prendere in prestito tutto il capitale. L'azienda chiude ad N senza guadagni, ma avendo prodotto ricchezza sociale.

È un parametro di notevole importanza ai fini della remuneratività ed un processo è tanto più interessante, quanto più è elevato il valore del DCFRR.. Per la sua grande importanza, DCFRR viene considerato un parametro di taglio: non solo deve essere positivo, ma anche non inferiore a certi valori assunti come minimi (sotto quel valore di taglio il progetto abortisce):

DCFRR > 17%/anno per processi della chimica di base (basso valore aggiunto), è alla portata di tutti, ampio mercato. (per le commodity)

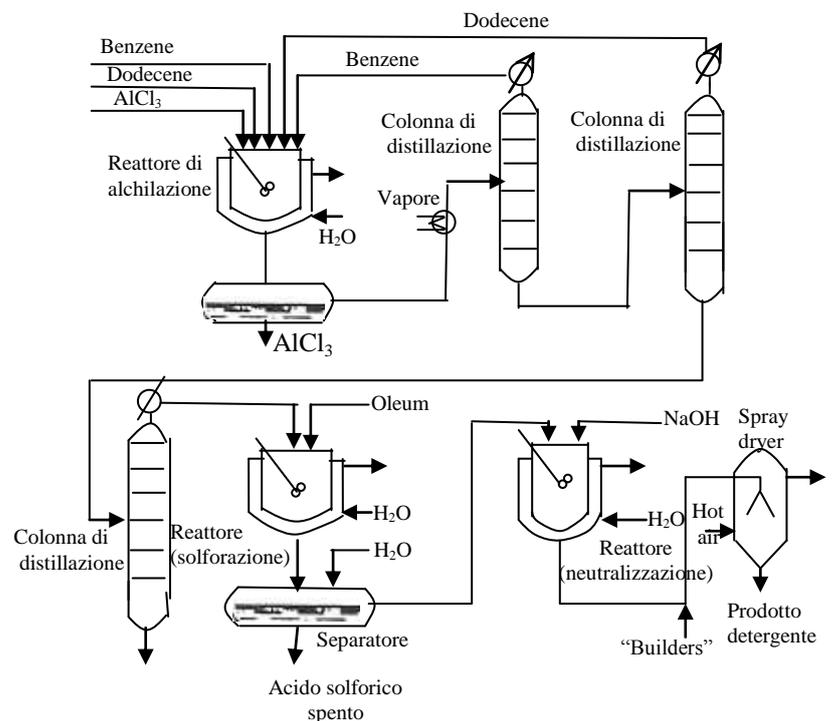
DCFRR > 70 - 80 %/anno per processi della chimica fine (alto valore aggiunto), è per prodotti con basse produttività degli impianti, meno di 10 ktonnellate all'anno. Il prezzo di mercato è enorme (ad esempio il campo farmaceutico). (per le specialità chemical).

Sviluppo quantitativo di un processo

Gli ABS sono tensioattivi anionici (sali sodici degli acidi alchilbensensolfonici, a metà strada tra commodities e speciality); fra le varie catene alchiliche C₁₀-C₁₅ che possono essere introdotte nell'anello benzenico, la più usata per motivi di costo è il dodecene C₁₂H₂₄, tetramero del propilene.

Schema di flusso

Si parte dal reattore di alchilazione agitato con camicia di raffreddamento per il controllo della temperatura (la reazione è esotermica). reattore di produzione con camicia di raffreddamento per controllo della temperatura. Questo è alimentato con benzene con dodecene, si utilizza AlCl₃ come catalizzatore.

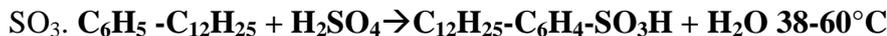


Si fa poi la separazione del catalizzatore solido dal fango in uscita sotto.

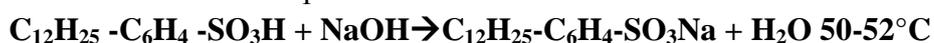
Si lavora con eccesso di benzene per contenere la formazione dei sottoprodotti altobollenti a maggior grado di alchilazione.

La miscela va nella prima delle tre colonne di distillazione. Si ottengono dei sottoprodotti policondensati. La prima colonna lavora a pressione atmosferica, la seconda sottovuoto (280mmHg), al terza ad un grado di vuoto maggiore della seconda (60mmHg).

L'ultima colonna produce in testa il dodecilbenzene (DCB). In coda produce sottoprodotti (heavy alkylate hydrocarbons) che hanno più catene lineari introdotte su un anello benzenico. Il DCB si deve solfonare. Nel reattore agitato e incamicciato (la solfonazione è esotermica), si introduce l'agente di solfonazione, l'oleum. L'oleum è acido solforico concentrato in cui è disciolta SO₃ (cioè acido solforico a cui è stata tolta un po' d'acqua). Nel caso specifico si ha oleum con 20% in più di SO₃.



Poi si scarica il reattore, si aggiunge dell'acqua per separare il prodotto organico solfonato dalla fase gassosa, ottenendo H₂SO₄ al 78% in peso. Nell'ultimo reattore avviene la salificazione, l'acido solfonico diventa sale sodico per avere dodecilbenzene solfonato sotto forma di sale sodico, che è il detergente usato ad una purezza dell'85%.



Il prodotto sodico che io ho ottenuto viene eventualmente caricato con altri builders, tipo soda caustica, e poi sottoposto ad essiccamento in tamburi rotanti o in torri a spray (dette spray dryer) per ottenere il prodotto allo stato solido. La sospensione viene sminuzzata in piccole goccioline tramite

Lezione 11: SERVIZI GENERALI di PROCESSO

Servizio energia

Schema di flusso dei servizi generali di stabilimento (vedere slide a colori)

- energia termica (combustibili in rosso, vapore in verde, condensa in azzurro);
- energia elettrica (in violetto);
- aria (in giallo);
- acque (in blu).

I combustibili solidi è meglio gasificarli prima di bruciarli di modo da contenere le emissioni di CO₂. Si usa il gasometro (è un serbatoio particolare). Il gasometro (o in particolare generatore di vapore) è anche usato come utilities di stabilimento.

Combustibile liquido: può andare al generatore di vapore (a bassa o ad alta pressione).

Il vapore ad alta pressione non viene mai usato per fornire calore ad alta temperatura. Viene usato ad una pressione massima di 7 – 8 bar per produrre energia elettrica tramite un'espansione in turbina a vapore collegata ad un alternatore. Il vapore di scarico può avere ancora pressione sufficiente ad andare in una macchina a vapore e poi in una turbina a bassa pressione.

L'energia elettrica può arrivare dall'esterno oppure servire per produrre aria di processo (alimenta un compressore per pompa a vuoto, impianti frigoriferi meccanici, ecc).

L'acqua potabile è usata, ma non ha molte destinazioni.

L'acqua tecnologica si divide in: - di pozzo;
- di fiume.

L'acqua tecnologica è molto estesa come fonte.

L'acqua di raffreddamento è meno estesa.

Le acque pretrattate sono acque addolcite (non contengono cationi per evitare incrostazioni), sono acque demineralizzate.

Servizio energia termica

Consiste nel trasformare l'energia termica potenziale dei combustibili (solidi, liquidi, gas e fossili) in un vettore energetico di tipo tecnologico agevolmente distribuibile.

L'energia termica sviluppata dalla combustione di un combustibile è trasferita in maniera centralizzata ad un fluido intermedio (che può essere vapore o olio diatermico) e poi distribuita alle apparecchiature di processo: $\eta = 0,85-0,88$. (η = rendimento)

I combustibili solidi possono essere:

- naturali: litantrace, antracite, derivati, coke;
- liquidi (oli combustibili – nafta – ATZ e BTZ);
- gassosi (gas naturale; GPL).

Gli additivi chimici rendono le operazioni più semplici, ma fanno aumentare i costi di gestione.

I combustibili producono il calore utilizzato per produrre vapore nei **generatori di vapore**.

queste condizioni di prima. Essendo un vapore saturo, una piccola perdita di calore lo farebbe condensare creando dei colpi d'ariete.

COLPI D'ARIETE: in una tubazione in cui ci sono due fasi, una liquida ed una gassosa, quella gassosa può trasportare la liquida a velocità molto elevate e, essendo la densità del liquido maggiore di quella del gas, nei gomiti o dove c'è una deviazione, si verifica un martellamento delle goccioline di liquido a scapito delle tubazioni. Da cui la denominazione di colpi d'ariete.

Onde evitare tale fenomeno, il vapore viene scaldato prima di essere immesso in rete (tramite il surriscaldatore 8), di modo da circolare surriscaldato. In queste condizioni una perdita di calore non genererebbe condensa, il vapore resterebbe vapore. Oltre al fatto che la fase liquida ostacolerebbe la trasmissione del calore. Il vapore è surriscaldato opportunamente mantenendo la stessa pressione. In questo modo, prima di condensare, il vapore deve perdere il ΔT di riscaldamento. I fumi che fanno il giro (salgono e riscendono) escono a temperatura più bassa, ma non sono da buttare via. Vanno nell'economizzatore, dove scaldano l'acqua di alimentazione al generatore di vapore. Arriva così dell'acqua a temperatura analoga a quella del corpo cilindrico. Entra del liquido saturo alla stessa pressione del corpo cilindrico.

Quando il vapore lavora lo fa sempre in modo indiretto. Deve, ad esempio, riscaldare e lo fa in maniera indiretta. Infatti è mandato in una camicia o in un serpentino, non viene a contatto con il fluido che sta scaldando, ci sono delle pareti di separazione. La condensa, ottenuta una volta che il vapore ha ceduto il suo calore, non si butta via, viene raccolta con una seconda rete: la rete delle condense. Questa rende a ciclo chiuso la distribuzione del calore. (di questa rete si parlerà dopo)

Come mai non c'è una macchina di spinta? Un compressore? Come fa il vapore a muoversi nella rete? Si muove grazie al fatto che il vapore è già prodotto in pressione (alla pressione del corpo cilindrico). E che cosa lo mette in pressione? La pompa numerata col 2 preleva le condense dal serbatoio delle condense e le manda nel corpo cilindrico, dove infatti c'è la pressione a cui il vapore viene prodotto. Quindi è la pompa che dà alla condensa, che diventerà vapore, la pressione che avrà il vapore prodotto. È lei che mette in pressione il tutto. E siccome il vapore viene prodotto alla pressione di uscita del generatore di vapore, anche se ci sono delle perdite di carico non le considero perché comunque la pompa mi dà quell'energia al vapore per farlo circolare.

mammellone si raccolgono in alto gli incondensabili, che mediante un sistema automatico vengono scaricati nella rete delle condense.

Ottimizzazione della posizione della centrale

Si vuole determinare la posizione della centrale termica su considerazioni di ottimizzazione economica. Si conoscono le utenze di vapore (M), che sono i vari reparti dove esistono le varie apparecchiature che richiedono una certa portata di vapore (di ciascuna è nota la portata massica W_j , la pressione P_j e la densità ρ_j). Si vuole che la centrale termica, indicata con la lettera C in un quadratino, sia posizionata in maniera tale da ridurre i costi totali di installazione e gestione della rete di distribuzione del vapore. Utilizziamo un riferimento cartesiano in cui (x_j, y_j) sono le coordinate di ciascuna utenza e (x_c, y_c) quelle della centrale.

Dopo di che facciamo un'ipotesi semplificativa: ipotizziamo che ciascuna utenza possa essere allacciata alla centrale con delle tubazioni strike..... cioè con una linea diretta, dritta. Questa cosa sappiamo già che non è possibile, perché lo stabilimento è diviso in aree ed è percorso da strade, le tubazioni devono seguire degli altri percorsi, non tanto per gli ostacoli, quanto per la configurazione propria dello stabilimento).

Considerazioni di geometria analitica

- lunghezza di ogni tratto di tubazione che deve servire ogni utenza partendo dalla centrale. Per la geometria analitica vale $L_j = [(x_j - x_c)^2 + (y_j - y_c)^2]^{0,5}$;
- visto che di ogni utenza conosciamo la portata massica e la pressione di distribuzione (7-8 bar, distribuzione a bassa pressione) siamo in grado di determinare il diametro della tubazione, mediante una formula, fissando la velocità che deve avere il vapore dentro la tubazione di adduzione, che è dell'ordine di 50 m/s.

La formula è la seguente:

$$D_j = [4W_j / (\pi \rho_j v_j)]^{0,5}$$

A questo punto siamo in grado di valutare i costi, sia per quanto riguarda il costo di installazione di ciascun tratto della rete di distribuzione, che per i costi di gestione.

Costo della tubazione installata per unità di lunghezza

$C_{t,b}$ = costo per unità lunghezza di acquisto tubo base da 1 inch nuovo, €/m

$D_{R,j}$ = rapporto fra il diametro della tubazione di adduzione all'utenza j -esima, D_j , in inch e quella del tubo base. Il tubo base per cui si ha questo costo di riferimento è da 1 inch. (è adimensionato, ma poiché il diametro del tubo base è 1 inch, coincide

numericamente con il diametro della tubazione: $D_{R,j} = D_j$)

n = esponente che dipende dal materiale e dal diametro del tubo: per acciaio lo

carbonio, se la tubazione fosse inferiore a quella del tubo base, cioè per $D_j < 1$ inch, n vale 1. Se invece $D_j \geq 1$ inch (dimensione tubo base) $n = 1,5$. È molto difficile che una tubazione di adduzione del vapore abbia una dimensione inferiore al pollice. Quindi possiamo tranquillamente assumere $n = 1,5$.

Il prodotto del costo del tubo di base per il rapporto dei diametri elevato a 1,5 tengono conto solo dell'acquisto della tubazione, ma noi vogliamo il costo della tubazione installata. Quindi nell'equazione ci sono altri due fattori, F_C e F_I .

$$C_G = \pi C_W N_h \sum (L_j D_j U_j \Delta T_j) + K_M (1+F_I+F_C) C_{t,b} \sum (L_j D_j^{1.5})$$

D_j = diametro effettivo, non più il rapporto di prima, m;

L_j = lunghezza tubazione, m;

U_j = coefficiente globale di scambio termico, W/(m² K)

C_w = costo di produzione dell'energia termica per lo stabilimento da parte del generatore di vapore, (€/J).

ΔT_j = differenza di temperatura fra il vapore dentro il tubo e l'aria esterna, °C

N_h = esercizio annuo della rete di distribuzione, s/anno

K_M = 0,2: incidenza dei costi di manutenzione della rete (frazione del costo della rete installata)

Costo complessivo: C_T (x_C, y_C) = C_I + C_G

Ovviamente devo considerare il costo totale (costi d'installazione più costi di gestione) che è una funzione del parametro delle coordinate della centrale termica (x_C, y_C) nel diagramma cartesiano di riferimento. Allora basta fare due derivate parziali del costo totale (rispetto x_C e y_C) ponendole uguali a zero, così ottengo due equazioni in due incognite e determino x_C e y_C. Questo naturalmente è solo un approccio al problema, poiché è basato sulla semplificazione di fare delle tubazioni dritte (straight). Poi in effetti, una volta trovata questa posizione nel riferimento cartesiano, si fanno passare le tubazioni nelle strade e si può effettuare un calcolo più preciso ed eventualmente migliorare un po' la posizione della centrale termica.

$$\begin{cases} \frac{\partial C_T}{\partial x_C} = 0 \\ \frac{\partial C_T}{\partial y_C} = 0 \end{cases}$$

Rete delle condense

Ciascuna rete di distribuzione ha il suo scaricatore di condensa. Gli scaricatori di condensa sono quei dispositivi che in genere funzionano in maniera discontinua, perché aspettano che un certo volume si riempia di condensa, e che poi scaricano la condensa e devono permetterne la fuoriuscita senza che esca il vapore (sono anche delle guardie idrauliche per quanto riguarda il vapore). Le condense vengono rilasciate ad una pressione che non è molto dissimile da quella di condensazione del vapore e che è normalmente sempre superiore a quella atmosferica. Quindi le condense escono come liquidi saturi a pressioni e temperature più elevate. Poi percorrono le tubazioni della rete delle condense. C'è quindi una rete di distribuzione di vapore (opportunamente surriscaldato per ridurre le perdite per condensazione attraverso i disperdimenti) che arriva alle utenze. Dalle utenze parte una seconda rete che è quella delle condense, perché quest'ultime non vengono buttate via. C'è un costo nella preparazione dell'acqua che nel generatore di vapore deve essere trasformata in vapore, per cui, quando questo vapore è stato impiegato in maniera indiretta (sono pochi gli utilizzi del vapore in maniera diretta, cioè senza una superficie di scambio interposta tra le utenze e il vapore stesso), la condensa che si forma viene recuperata e viene rimandata in caldaia. Ovviamente ci saranno delle perdite per tutti i sistemi e quindi deve esserci un reintegro nel serbatoio delle condense della parte sia di vapore che di condensa che viene persa nel circuito complessivo. Cosa succede nelle condotte della rete delle condense. Il serbatoio di raccolta delle condense non è

saranno a $P > P_0$ (c'è una valvola di laminazione sulle linee che non è stata messa nel disegno). Per flash, avviene la formazione di vapore che verrà recuperato come cascame termico e utilizzato nello stabilimento. Il controllo di livello è collegato ad una valvola di regolazione che funziona da guardia idraulica, serve a fare in modo che il vapore che si è formato esca dalla parte superiore e non vada nella condensa. Quindi io voglio dimensionare le tubazioni presenti a monte del barilotto, di modo tale che, essendo percorse da flusso bifasico, non si formi il regime pericoloso per i fenomeni di erosione.

L'energia termica può essere fornita non soltanto tramite il vapore d'acqua. Perché si usa abitualmente l'acqua?

- 1- Ha il più alto calore latente. Per unità di massa cede un'altissima quantità di energia termica;
- 2- Ha un elevato calore specifico, trasferisce per unità di massa un'alta quantità di calore sensibile (motivo per cui è usata come mezzo di raffreddamento). Quando scaldo, il vapore cede calore latente, quando raffreddo l'acqua assorbe calore sensibile;
- 3- Costa poco.

In alternativa al vapore, per scaldare, si sono utilizzati anche i fluidi diatermici. Non scambiano calore latente, ma calore sensibile, non è in corso una variazione di fase, per questo la sua temperatura diminuisce durante lo scambio termico e non resta costante. Per unità di massa cedono una quantità di energia modesta, ma se volessi scaldare a 250°C con il vapore d'acqua dovrei usare una pressione di 41 bar e utilizzare una tubazione che sopporti questa pressione!!! Inoltre ci sarebbero dei costi altissimi per lavorare a 41 bar. L'olio diatermico a 3 bar dà la stessa temperatura del vapore a 41 bar. Il ΔT di uscita dalle utenze è tra i 10 e i 20 °C.

Il fluido delle centrali ad olio ha subito la seguente evoluzione:

- **Dowtherm A:** sono stati i primi. Erano una miscela di difenile (26,5% b.w.) e ossido di difenile (73,5% b.w.) usato fra 200 e 380°C fino a 10 bar (congelamento: - 12°C; decomposizione: 400°C). Non più usato perché sospetto di mutagenicità, oltre che maleodorante;
- **Dowtherm E:** orto-diclorobenzene, usato fra 180 e 260°C a circa 5 bar; ora non più poiché ad alta temperatura tende a decomporsi sviluppando HCl;
- **Oli diatermici di origine minerale** (Mobil; Esso; Shell): oggi gli unici usati: possono arrivare fino a T max di 320°C e 2-3 bar; essendo di natura organica, sono infiammabili, quindi bisogna stare attenti alla loro utilizzazione. Inoltre bisogna stare cauti quando si trasferisce agli oli diatermici con una caldaia l'energia termica che poi a loro volta questi dovranno trasferire alle utenze come calore sensibile. Non bisogna dare alla superficie di riscaldamento un'eccessiva potenza per unità di superficie. Siccome posso riscaldare tramite resistenze elettriche o facendo passare in un serpentino i prodotti di una combustione avvenuta tramite fiamma, si deve fare riferimento a delle potenze per unità di superficie appropriate:
 - mediante resistenze elettriche → 18-20 kW/m²;
 - mediante fiamma con combustibili fluidi → 130-160 kW/m².

Centrale ad olio diatermico

Infine bisogna stare attenti a cosa succede alle utenze. L'olio diatermico che è stato nelle utenze presenta un ΔT tra l'ingresso e l'uscita. Deve essere compreso tra 10 e 20 °C, perché non si vuole che arrivi nei serpentine di ri-riscaldamento dell'olio diatermico ad una temperatura troppo più bassa rispetto a quella che avrà una volta riscaldato in caldaia. Allora se io ho da cedere alle utenze un'elevata quantità di energia termica, posso giocare sulla portata di olio (perché il ΔT è basso e la superficie di scambio è fissa).

Generatori di vapore a tubi di fumo di tipo supercritico

Centrale termica in cui si ha o un generatore di calore o una caldaia di riscaldamento dell'olio diatermico (a seconda che si usi il vapor d'acqua o l'olio diatermico). Si hanno efficienze elevate nel trasferimento di calore, perché le caldaie cedono calore chimico posseduto dalla reazione combustione con efficienze superiori all'85%. Diventa interessante sfruttare l'entalpia del calore per produrre energia meccanica e sfruttare quest'ultima per produrre energia elettrica (cogenerazione). Per far questo si usano dei generatori di vapore che sono in grado di generare del vapore con valori altissimi di entalpia. Sono i generatori di vapore a tubi di fumo di tipo supercritico, cioè che lavorano ad una pressione e ad una temperatura superiori alla pressione e alla temperatura critica dell'acqua. La pressione di generazione del vapore (che non è un vapore, perché al di sopra delle condizioni critiche è un fluido con caratteristiche di densità, volume specifico e altre, che non sono più quelle di un vapore, ma si avvicinano di più a quelle di un liquido, e quindi hanno valori più elevati) è tra 350 e 400 bar, mentre la pressione critica è 218 bar. Il rilascio del vapore avviene a 600°C, quasi il doppio del valore di temperatura critica, pari a 374°C. sono delle costruzioni enormi. Dalle dimensioni dell'uomo in figura ci si rende conto delle dimensioni di tutto l'impianto. Il corpo cilindrico vediamo che è sempre nella parte più alta del generatore di vapore. Il corpo cilindrico deve consentire, con la riserva d'acqua che ha nella parte bassa, la possibilità di alimentazione dei serpentine della caldaia nel caso che venga a mancare l'alimentazione della condensa. È usata per quel periodo di tempo in cui viene fermata la combustione del combustibile di riscaldamento, e quindi si è in grado di asportare il calore dai tubi d'acqua in maniera tale che la temperatura dei tubi d'acqua scenda. Se vogliamo produrre vapore a 600°C non si può tenere a lungo questa temperatura perché ne risentirebbe la resistenza meccanica dei tubi, quindi quella riserva serve ad abbassare la temperatura e portarla a condizioni di temperatura soddisfacenti. Si può prendere il vapore che ha entalpia molto alta e farlo espandere in turbina, si ottiene dell'energia meccanica che poi trasformo in energia elettrica tramite un alternatore sincrono. È un'operazione che riesco a fare con un'efficienza di poco superiore al 30%. Dalla turbina il vapore esce come tale, sia pur a pressione bassa, ma sempre esce come vapore. Quindi una turbina a vapore con riesce ad ottimizzare l'entalpia di condensazione. Una turbina a vapore non è una macchina che soddisfi il primo principio della termodinamica, arricchisce molto l'entropia. Questo è il motivo per cui quando si usano turbine a vapore si fa sempre una cogenerazione, si produce energia elettrica e termica.

La cogenerazione

La cogenerazione classica prevede la produzione sia di energia termica che elettrica. Oggigiorno si parla di policogenerazione (caldo, energia elettrica e fornitura di freddo a temperatura ambiente o inferiore).

Cogenerazione classica

Il calore è indicato con Heat e l'energia elettrica con Power. La loro produzione in contemporanea prende il nome di sistema cogenerativo o Total Energy system. Immaginiamo di voler produrre 30 MW elettrici e 60 MW termici. Analizziamo la differenza tra produrli separatamente e con cogenerazione.

Se vogliamo produrre con in sistemi attuali 30 MW di energia elettrica dobbiamo partire da 100 MW come fonte primaria di energia. Di questi solo 30 arrivano ad essere energia elettrica. Le perdite sono: 10% al generatore, 1% organiche, 8% elettriche, 51% al condensatore freddo. Questo perché l'energia viene prodotta mettendo il combustibile primario nel generatore di vapore, producendo del vapore a pressione sufficientemente elevata e facendolo espandere in una turbina fino ad una pressione bassa, circa 1 inHg (1 pollice di mercurio, circa 0,03 bar assoluti). Ma il vapore che esce dalla turbina è ancora allo stato aeriforme (magari è solo un po' umido) va quindi condensato in un condensatore barometrico. Allora si perde il calore latente del vapore. C'è quindi una perdita di calore a bassa pressione (non molto in queste condizioni), ma è senz'altro una perdita.

Se invece vogliamo produrre 50 MW di energia termica e partiamo da 61 MW di combustibile primario, abbiamo 14% di perdite al generatore (calore sensibile che rimane nei tubi) e il 4% di perdite nella rete la frazione di vapore che condensa in rete. Se facciamo dei conti dal punto di vista energetico, vediamo che per produrre energia elettrica abbiamo un'efficienza del 30% ($\eta_P = 30/100$) e per produrre energia termica ne abbiamo una dell' 82% ($\eta_H = 50/61$). Quindi se vogliamo vedere cosa ci costa complessivamente produrre questi due tipi di energia in maniera separata vediamo il rendimento nel suo complesso:

$$\eta_{OV} = (30 + 50)/(100 + 61) = 0,497$$

Abbiamo un'efficienza over all (OV) inferiore al 50%. È relativamente bassa.

Se invece utilizziamo un sistema cogenerativo e produciamo quelle due quantità di energia, vediamo che ci basta partire da 100 MW iniziali. Sfruttiamo il calore del condensatore, naturalmente non alla pressione bassa vista prima, altrimenti non varrebbe nulla come mezzo di riscaldamento tecnologico. Vediamo che l'efficienza arriva a valori dell'80% ($(30+50)/100$).

Sarà un po' inferiore in realtà, perché bisogna tenere conto delle perdite al condensatore. I sistemi cogenerativi restringono i buchi termodinamici lungo la linea di caduta della temperatura, per cui sono in buon accordo con il primo principio della termodinamica.

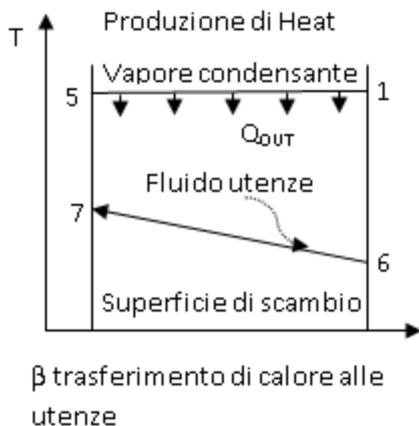
Sono favorevoli non solo dal punto di vista dell'efficienza energetica ma anche dal punto di vista di quella economica. L'energia elettrica, dal punto di vista economico, è quella con maggior valore. Invece quella termica è quella a minor valore economico. Tant'è vero che il costo viene espresso tramite un valore f_C che mi dice quante volte l'energia elettrica ha più valore rispetto a quella termica.

avrebbe poi una spinta termica sufficiente per allontanare al camino i prodotti di combustione. Le portate tra una caldaia industriale e una domestica non sono decisamente comparabili. Chi produce le caldaie a condensazione dà l'efficienza superiore al 100%. Il trucco è riferire l'efficienza mettendo un combustibile calcolato col potere calorifero inferiore, mentre si sta sfruttando quello superiore. Quando si brucia un combustibile che ha sempre come atomi componenti H e C, i prodotti di combustione (effettuata al meglio) sono sempre CO_2 e H_2O . Quando viene dato il potere calorifero inferiore si dà la quantità di energia termica, sviluppata dall'ossidazione del combustibile, considerando come prodotto di combustione il vapor d'acqua allo stato di vapore. Non si considera il calore latente che il vapor d'acqua cede passando allo stato liquido. Se però considero come prodotto di combustione l'acqua allo stato liquido metto in conto anche il suo calore latente e ottengo un valore di energia termica che la combustione è in grado di fornirmi, che è chiamato potere calorifico superiore, che è più elevato. È pari all'inferiore più la somma del prodotto tra le molecole d'acqua fornite dalla combustione e il loro calore latente. Considerando la pressione e la temperatura ambiente il calore latente di una molecola d'acqua è dell'ordine delle 2200 kJ/mole. È un valore abbastanza rilevante, quindi se il combustibile contiene idrogeno (in genere i combustibili sono idrocarburi provenienti dal petrolio) di molecole d'acqua se ne possono avere parecchie, quindi la differenza tra i due poteri caloriferi, inferiore e superiore, diventa significativa.

- 2) Efficienza della produzione dell'energia elettrica: potenza elettrica diviso la quantità dell'energia termica della combustione che viene sfruttata ai fini della produzione di energia elettrica. $\eta_E = P_E / Q_{\text{cal,elett}}$
- 3) Efficienza complessiva (over all) data dalla somma delle due energie riferita a quella di partenza del combustibile, quella chimica. $\eta_{OV} = (P_E + Q_H) / P_{\text{comb}}$
- 4) Power to Heat Ratio: rapporto reciproco tra le due forme di energia $R = P_E / Q_H$

schema come un unico scambiatore di calore con la lettera U. Poi ovviamente dalle utenze esce la condensa che chiude il ciclo. Nello schema sono evidenziati due cicli, racchiusi da due quadrati tratteggiati: α , il ciclo relativo alla produzione di energia elettrica e β , il ciclo di produzione dell'heat. Se si va a vedere le trasformazioni nel diagramma termodinamico temperatura – entropia, si parte dal punto 1, le condense sono alla pressione di scarico dalla turbina e si trovano sulla curva del liquido saturo. Vengono poi messe in pressione dalla pompa (punto 2) e riscaldate dal corpo cilindrico del generatore di vapore (punto 3). Poi vengono surriscaldate (punto 4). Infine c'è l'espansione in turbina, rappresentata dalla curva tra il punto 4 e il punto 5. Nel punto 5 possiamo avere vapore saturo o quasi. E da qui che parte la rete di distribuzione di vapore alle utenze tecnologiche di stabilimento, che poi condensa rilasciando calore tecnologico alle utenze, ma tanto per semplificare immaginiamo che al punto 5 ci sia già vapore saturo. La turbina a vapore è chiamata non condensing o turbina a contropressione (quanto tutta la portata di vapore si fa tutto il salto entalpico in turbina). Vediamo segnato Q_{in} che è l'energia termica introdotta nel generatore di vapore, e Q_{out} che è quella rilasciata come energia termica nel ciclo alle utenze termiche. Il vapore è condensante quindi la sua temperatura durante il passaggio di stato è costante (5-1). In generale il riscaldamento delle utenze avviene per richiesta di calore sensibile, quindi ci sarà un aumento di temperatura del fluido delle utenze (6-7), ciclo β .

Andamento qualitativo delle temperature allo scambiatore di calore che produce l'heat

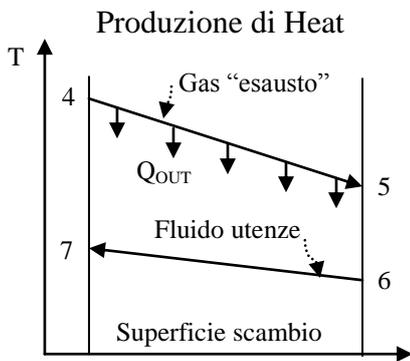


Nella linea in alto notiamo che, siccome il calore è latente, la T rimane costante.

Nella seconda vediamo che l'energia fornita fa aumentare la temperatura del fluido delle utenze.

calore sensibile (e non latente come nel caso della turbina vapore) quindi la sua temperatura si abbassa. In realtà i fumi non vengono distribuiti come mezzo di riscaldamento alle utenze. I fumi caldi producono un vettore energetico tecnologico, vanno in un generatore di vapore, è il vapore ivi prodotto che viene poi mandato alle utenze. Il compressore e la turbina a gas sono calettati sullo stesso albero. Il compressore funziona grazie all'energia meccanica prodotta dalla turbina. Il 60% dell'energia meccanica prodotta dalla turbina serve per far funzionare il compressore. La turbina deve avere una capacità molto più grande di quella precedente per produrre più energia meccanica. C'è una macchina di lancio, una macchina che produce energia meccanica per far partire l'impianto. Deve essere molto potente per mettere in funzione sia la turbina che il compressore.

2-3 il combustibile viene bruciato a pressione più o meno costante. Il calore sensibile di questa combustione lean è mandato alle utenze per produrre energia termica. È una combustione magra (lean): se la combustione è stechiometrica, la quantità di O_2 è giusto quella necessaria per permettere la combustione. Quando la combustione è magra ho un eccesso d'aria, ho più ossidante del combustibile.



B Trasferimento calore alle utenze

Il gas cede calore (4 - 5), il fluido esce a temperatura maggiore (7) rispetto l'ingresso (6).

Cicli con turbina a vapor d'acqua (medie e grandi potenze) sono generalmente impiegati per applicazioni di base.

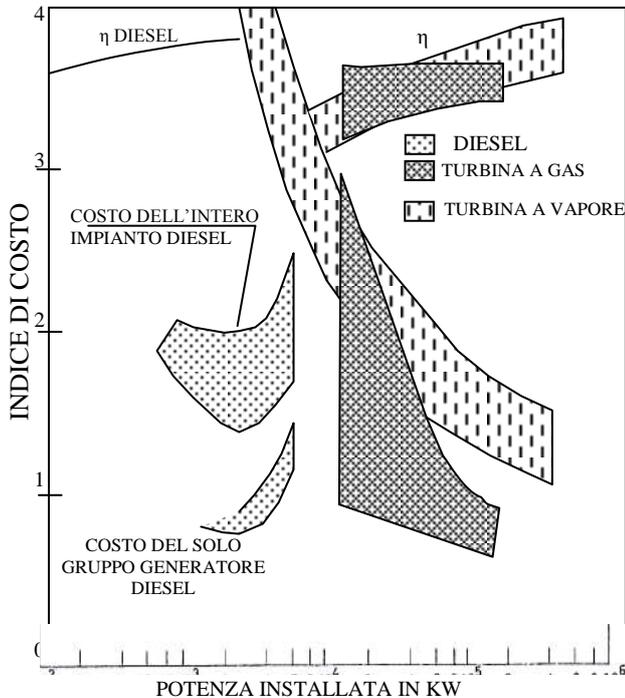
Cicli con turbina a gas (medie potenze) sono prevalentemente usati per applicazioni di punta.

Entrambi evolvono verso un'attenuazione di queste connotazioni applicative.

Cicli con motori diesel (potenze medio - basse) sono usati indifferentemente in ogni condizione di carico, anche quando ci sono picchi molto accentuati di carico elettrico.

Diagramma che, in funzione della potenza di targa dell'impianto (valori fino a 3000 – 400 MW), dà due informazioni:

- 1- Il campo di efficienza di produzione dell'energia elettrica dei tre tipi di sistemi di cogenerazione (ordinate a destra);
- 2- Indice di costo (ordinate a sinistra): è un costo relativo. Il costo assoluto cambia di anno in anno.



Si hanno efficienze molto alte con i diesel. Anche una turbina a vapore dà efficienze elevate, ma bisogna andare su grandi potenze installate (400 MW). Su potenze più basse vediamo che l'efficienza scende. L'efficienza dei cicli con turbina a gas è piuttosto buona. Per quanto riguarda i costi, il meno costoso è il motore diesel, ma se si riferisce il costo all'unità di potenza elettrica che viene prodotta il costo sale. Le turbine a gas hanno un costo modesto, nel campo di alta produzione il suo costo è molto inferiore a quello delle turbine a vapore. Il costo delle turbine a vapore sale moltissimo se la si impiega per potenze non molto elevate.

Una turbina a vapore in genere è realizzata per almeno 100 MW elettrici. Ci vogliono almeno 4 anni per progettare e realizzare un impianto di questo genere.

Se una turbina a vapore è utilizzata per potenze inferiori ai 100MW elettrici ci vogliono meno di 4 anni. Per quella a gas 2 anni e mezzo, due anni per il motore diesel. I cicli binari nascono dalla combinazione di una turbina a vapore con una a gas che possono essere vapore- gas o vapore- diesel. I tempi di realizzazione sono piuttosto elevati, circa 4 anni.

Schema generale di un impianto a turbina a vapore d'acqua con recupero parziale

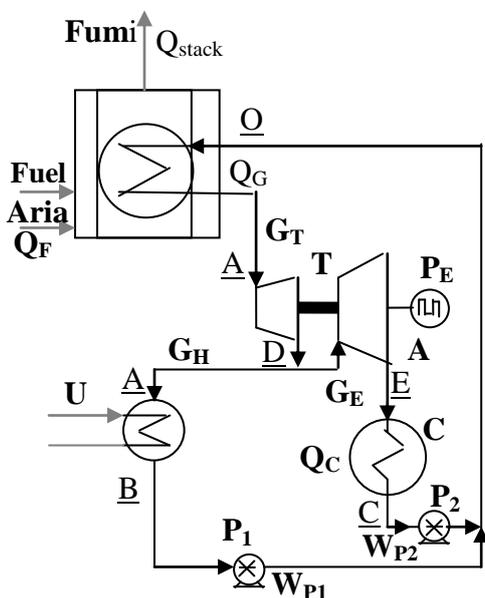


Si parte da C, le condense rilasciate allo scarico della turbina (nel disegno sottostante, le lettere che si riferiscono al diagramma T-S sono sottolineate).

Queste aumentano di pressione e si uniscono alle condense B, rilasciate allo scarico delle utenze di stabilimento. Tutte queste vengono portate alla pressione, come liquido saturo, del corpo cilindrico del generatore. Poi vengono vaporizzate e surriscaldate, punto A. Poi comincia l'espansione. L'espansione parziale è fino al punto D, dove si ha la

pressione necessaria a distribuire il vapore in rete, non è infatti vapore saturo, ma leggermente

surriscaldato. Si perde il calore di riscaldamento e si cede calore latente (fino al punto B). L'altra portata continua l'espansione. Come si vede dal diagramma è permessa una possibilità di espansione fino ad un massimo del 10% di produzione di acqua, cioè c'è una parziale condensazione (vediamo che il punto E sta dentro al diagramma T-S). Non si ha più del 10% di condensazione perché altrimenti le goccioline d'acqua potrebbero dare problemi di corrosione alle palette della turbina. Il condensatore barometrico condensa tutto e riporta al punto C.



Dalla combustione è disponibile come potenza chimica una quantità di energia pari a Q_F ($f=fuel$). Ci sono delle perdite al camino più altre. Quindi alla fine si ha disponibile una quantità di energia termica Q_G , con la

quale si produce un flusso di vapore. La portata di vapore totale è G_T . Questa viene mandata in turbina, si ha l'espansione. Ad un certo punto dell'espansione si ha uno spillamento di vapore pari a G_H , che viene mandato alla rete di stabilimento. L'altra portata prosegue nell'espansione ed esce a pressione molto bassa. Sull'albero della turbina è calettato l'alternatore sincrono che produce l'energia elettrica. Il vapore che esce a bassissima pressione dalla turbina viene condensato nel condensatore barometrico e raggiunge pressioni di 0,3 - 0,4 bar. Cedendo il calore di condensa Q_C , si forma una portata di condensa, pari a W_2 , che si trova a pressione molto inferiore di quella atmosferica. Le pompe P_1 e P_2 portano rispettivamente le condense del vapore tecnologico usato per lo stabilimento e le condense in uscita dalla turbina alla pressione di funzionamento del generatore di vapore, 40 bar.

Definizioni :

P_E = energia elettrica che vogliamo produrre

Q_H = energia termica che vogliamo produrre

η_A = efficienza dell'alternatore

η_G = efficienza del generatore di vapore

Parametri fissati

Parametri che possiamo ricavare:

Power to Heat Ratio $R=P_E/Q_H$

Portata di vapore alle utenze termiche, data dall'energia termica diviso il salto entalpico che fa il vapore: $G_H=Q_H/\Delta H_{DB}$

Portata di vapore al condensatore "freddo": sul vapore prodotto ci sono due scambiatori di calore schematizzati nel ciclo. Uno è quello delle utenze, che è caldo, siamo almeno a 170°C. Al secondo scambiatore(indicato con la lettera C) siamo ad una temperatura di 27-28°C, anche meno. È freddo rispetto all'altro, ma non siamo al di sotto della temperatura ambiente.

La produzione di energia elettrica è data da: portata di vapore alle utenze per il suo salto entalpico in turbina sommata con la portata di vapore che invece si fa tutto il salto entalpico in turbina (da A ad E), il tutto moltiplicato naturalmente per l'efficienza dell'alternatore.

$P_E=[G_H*\Delta H_{AD}+G_E*\Delta H_{AE}]*\eta_A \rightarrow$ Dove $G_E =G_T-G_H$, da qua si può ricavare G_E , la portata di vapore al condensatore freddo $G_E= [P_E/ \eta_A- G_H*\Delta H_{AD}]/ \Delta H_{AE}$

Portata di vapore complessiva: $G_T=G_H+G_E$

Energia termica per produrre energia elettrica: a cosa corrisponde in termini di energia termica il salto entalpico disponibile? Per distinguerla dall'altra, che aveva pedice H, quest'energia termica ha pedice E, ed è data dall'equazione $Q_E=G_H* \Delta H_{AD}+G_E* \Delta H_{AC}$ quindi la portata che fa il salto parziale più quella che si fa il salto totale (ognuna moltiplicata per il proprio salto entalpico).

Energia termica leggibile dal ciclo: $Q_G=G_H* \Delta H_{AB}+G_E* \Delta H_{AC}$, G_H stavolta fa il salto entalpico fino alle condizioni di vapore saturo (nell'espressione precedente arrivava solo fino a D, dove in vapore è surriscaldato per poter giungere alle utenze e lì scambiare il calore latente di condensazione). È l'energia termica che ho a disposizione attraverso il vapore che esce dal generatore di vapore, però tenendo conto della storia che ha questo vapore, condensato in parte ad una pressione più alta e in parte ad una più bassa.

Efficienza di produzione dell'energia elettrica: $\eta_E= P_E/Q_E$

Grado di recupero (visto prima): $\beta=G_H*\Delta H_{AD}* \eta_A/P_E$ $0\leq\beta\leq 1$

Consumo specifico di calore per produrre l'energia elettrica P_E : $q_P=[(Q_G-Q_H)/\eta_G]/P_E$

Quindi l'energia del ciclo meno quella che a finire alle utenze termiche diviso l'efficienza del generatore (devo risalire alla frazione di energia potenziale che ha quella parte di combustibile dedito alla produzione di energia elettrica), il tutto diviso per la potenza elettrica. È adimensionato, kW termici su kW elettrici.

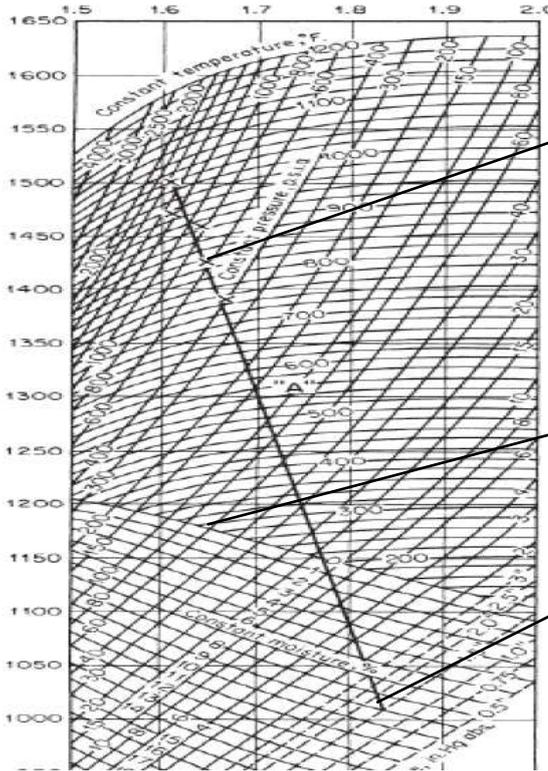
Efficienza di produzione di Q_H : $\eta_H=(Q_H/G_T)/\Delta H_{AC}$

Efficienza complessiva: $\eta_{OV}=(P_E+Q_H)*\eta_G/Q_G \rightarrow$ riferita al generatore

Consumo di combustibile: $Q_G/\eta_G/LHV_f$, dove LHV_f è il potere calorifico inferiore del fuel.

$LHV =$ Lower Heating Value

Diagramma di Mollier



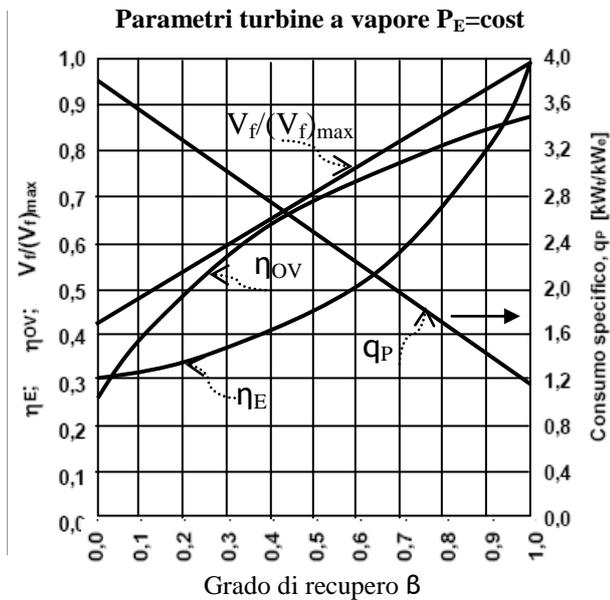
Linea di espansione

Nel diagramma vediamo che ci sono dei punti, segnati con delle crocette, il cui insieme forma la linea di espansione del vapore. Finisce dove il grado di umidità tocca la curva del 9% di umidità.

Curva del vapore saturo

Punto al 9% di umidità

Se vengono rispettati questi parametri nel progettare una turbina a vapore si può garantire di avere delle efficienze piuttosto alte.



La curva dell'efficienza di produzione dell'energia elettrica aumenta all'aumentare del grado di recupero, così come quella over all. È importante la retta q_p che diminuisce al crescere del grado di recupero. Facendo quindi lavorare la turbina con β piuttosto alto, non soltanto guadagno in efficienza complessiva e di produzione di energia elettrica, ma guadagno anche perché consumo meno combustibile per produrre quest'energia.

$$f_T = f_X + f_0$$

f_T = portata totale di vapore;

f_X = portata di vapore che va alle utenze termiche;

f_0 = portata di vapore che fa tutto il salto.

Io voglio comunque garantire una portata minima alla turbina che è f_0 in modo tale da garantirmi, con funzionamento non più cogenerativo, la produzione di energia elettrica.

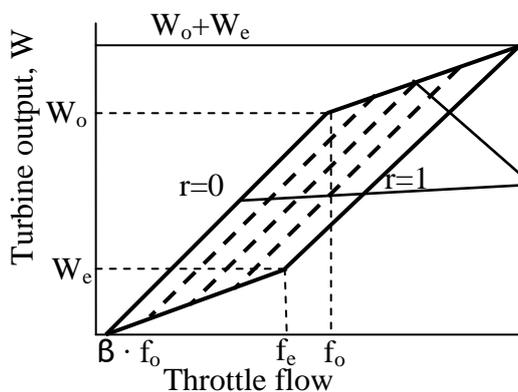
La quantità di vapore che io posso spillare è variabile quindi varia f_X .

$$f_X = 0,8 \cdot r \cdot f_0$$

dove r è un valore compreso tra 0 e 1. Quindi posso non spillare niente se $r=0$, produco solo energia elettrica con portata f_0 , o al massimo spillo una portata che è l'80% di quella di base, $r=1$. Questa concezione di gestione della turbina significa che io faccio variare la portata di alimentazione alla turbina in funzione delle esigenze di stabilimento. Se non ho esigenze termiche mando solo la portata f_0 . Se ho il massimo delle esigenze termiche mando una portata che è 1,8 volte f_0 , cioè aumentata dell'80%.

Diagramma della potenza in uscita: non parte da 0 ma da un valore di flusso non nullo, perché in quel valore (vertice in basso del parallelogramma) c'è il throttle flow, cioè la portata alimentata alla turbina.

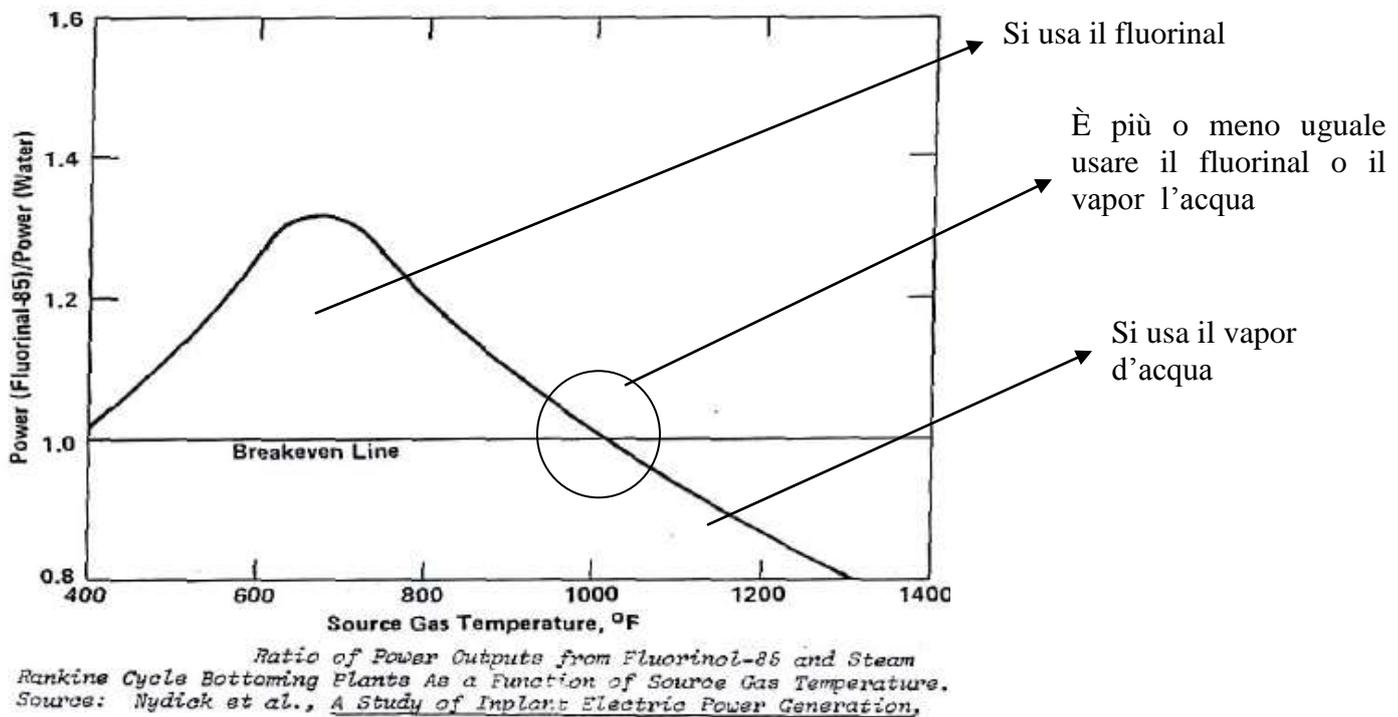
Per avere una potenza minima devo spendere un certo valore di portata, che nel diagramma si vede che è data da $\beta \cdot f_0$, dove β rappresenta le perdite per trafile e ricircolazioni in turbina. Il valore di portata è circa il 5% di f_0 .



Energia che ottengo, se non ho spillamenti, facendo aumentare il valore della portata da $0,05 f_0$ a f_0 . Questo valore aumenta ancora per il contributo del vapore spillato. Le linee tratteggiate rappresentano i contributi per vari valori di r ($r = 0.25, 0.5, 0.75$)

Cogenerazione con turbine a vapore: cicli di coda

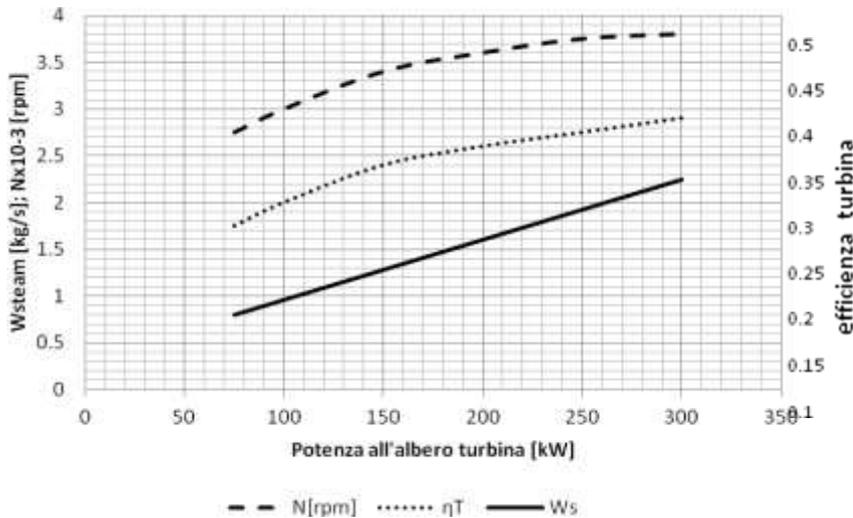
Si può usare, come fluido da trasformare in vapore e da espandere in turbina, sia acqua che dei particolari fluidi organici fluorurati (Fluorinal-85). Nel ciclo di coda si produce prima energia termica ad alta temperatura, i fumi esausti sono fatti espandere in una turbina per la produzione di energia elettrica. Vengono poi condensati e rimandati al generatore di vapore.



In questo diagramma è riportato un confronto fra l'impiego del fluorinal e del vapor d'acqua. Questo confronto è dato come rapporto tra la potenza ottenibile, a parità di condizioni, quando si impiega il fluorinal e quando si impiega il vapor d'acqua, in funzione della temperatura residua dei gas di processo esausti. Più elevata è la temperatura maggiore è la pressione alla quale posso produrre il vapore da far espandere in turbina. La curva di rapporto parte da valori prossimi ad 1, a bassi valori di temperatura residua nei gas esausti, aumenta, raggiunge un massimo (piuttosto consistente, 1,35 circa), decresce fino a valori inferiori a 1. Ci sono due campi distinti per quanto riguarda l'impiego dei fluidi da utilizzare nel ciclo della turbina a vapore. Se i gas esausti non hanno temperature molto alte, tra i 600 e i 800°F (320-430°C), conviene usare i fluorinal perché quell'energia sensibile viene sfruttata meglio ai fini della produzione dell'energia termica. Poi c'è un campo in cui le cose sono ancora equivalenti (fino a 1000 è ancora leggermente più conveniente il fluorinal). Se la temperatura tende ad aumentare fino a 1300°F, quasi su 800°C (difficile trovare gas esausti a questa temperatura, vuol dire che sono stati usati male a livello di processo) conviene usare l'acqua. Però se nel processo uso bene il calore sensibile, il campo di temperatura dei gas esausti rimane quello dove conviene l'impiego del fluorinal. Sono usati principalmente nella industria petrolifera, carta, pasta di carta, vetro, cemento e raramente in quella chimica.

di mezzo carico per ottenere una coppia di punti portata mezzo carico-potenza, che sono due punti della retta di Williams e quindi la retta è tracciabile.

Esempio di calcolo della retta di Williams.



$P_1 = 26$	$b a r$	$T_1 = 270$	$^{\circ} C$	$H_1 = 2930$	$k J / k g$	
$P_2 = 4$	$b a r$	$(T_2)_{satur}$	$= 147$	$^{\circ} C$	$H_2 = 2595$	$k J / k g$

η_T turbine a vapore multistadio

Le cose cambiano per le turbine di grosse produzioni. Si ha di nuovo un diagramma simile al precedente, però in ascisse si arriva fino a 10000 BHP, cioè circa 7,5 MW. Sono modeste, ma comunque migliori delle prime.

Per i due tipi di turbine ci sono le curve di mezzo carico. Ma ci sono ancora degli altri coefficienti particolari che tengono conto:

- 1- del grado di surriscaldamento;
- 2- del tipo di turbina;
- 3- del grado di vuoto.

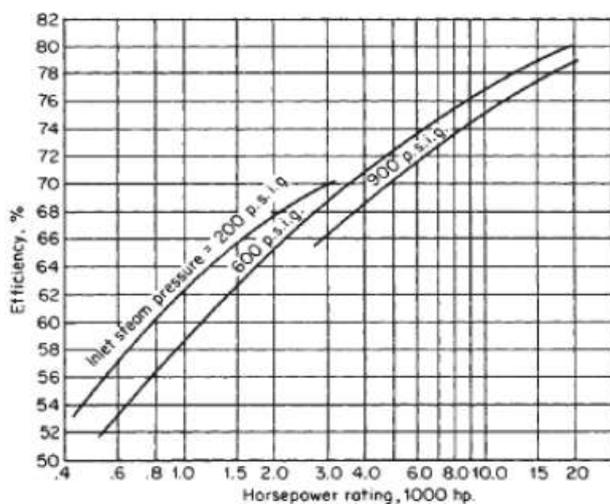


FIG. 29-17 Approximate efficiency for multistage turbines. To convert horsepower to kilowatts, multiply by 0.7457.

Da questo diagramma vediamo l'efficienza delle turbine multistadio della potenza resa (arriva al massimo di 20000 cavalli). Le curve sono relative alla pressione, espressa in psig, con cui il vapore viene alimentato alla turbina. A parità di potenza (3000 hp) alla pressione più alta si ha un'efficienza di 0,7, a quella più bassa di 0,65. Soltanto alla pressione intermedia (600 psig) si ha la possibilità di coprire tutto il campo, mentre i campi bassi sono coperti da pressione più bassa e i campi più alti di potenza elettrica sono ottenuti con valori di pressione più elevata.

tubazione che è stata progettata per una pressione atmosferica, sottovuoto o per sopportare 7 bar (per pressioni modeste comunque), se vedesse la pressione di alimentazione subirebbe dei danni. Bisogna proteggerla con una valvola di sicurezza (16) che sfiata quando la pressione raggiunge il valore di settaggio, così non fa salire la pressione. Questa valvola va messa a monte della valvola v_1 , quindi sempre prima.

Regolazione delle turbine a vapore

Le turbine a vapore sono delle macchine che devono essere controllate. Le turbine a vapore non servono soltanto per produrre energia meccanica ed elettrica, non sono quindi sempre e solo accoppiate ad un alternatore sincrono, ma possono essere usate come macchine motrici. L'energia meccanica prodotta dalle turbine può essere sfruttata per comandare una pompa di processo o un compressore di processo. A seconda di queste due diverse finalità cambia completamente la loro regolazione. Se la si usa per produrre energia elettrica bisogna controllare che la sua velocità di rotazione sia sincrona con quella dell'alternatore e quindi ruotare con una velocità bene definita. Tant'è vero che l'alternatore, quando è accoppiato ad una turbina, ha i suoi sistemi di protezione: si attacca e si stacca dall'albero della turbina a seconda che ci sia o meno sincronismo nella velocità di rotazione. Se deve ruotare a 3000 rpm, soltanto quando l'albero della turbina ruota a quella velocità si accoppia, e è minore o maggiore si stacca. Questo vuol dire che, nei momenti in cui l'alternatore è staccato, si produce dell'energia meccanica che viene sprecata, perché non contribuisce a produrre energia elettrica. Per evitare questo è necessario che la turbina sia controllata di modo che la sua velocità di rotazione sia sincrona con quella di targa.

Si utilizza quindi un **dispositivo autoregolante**:

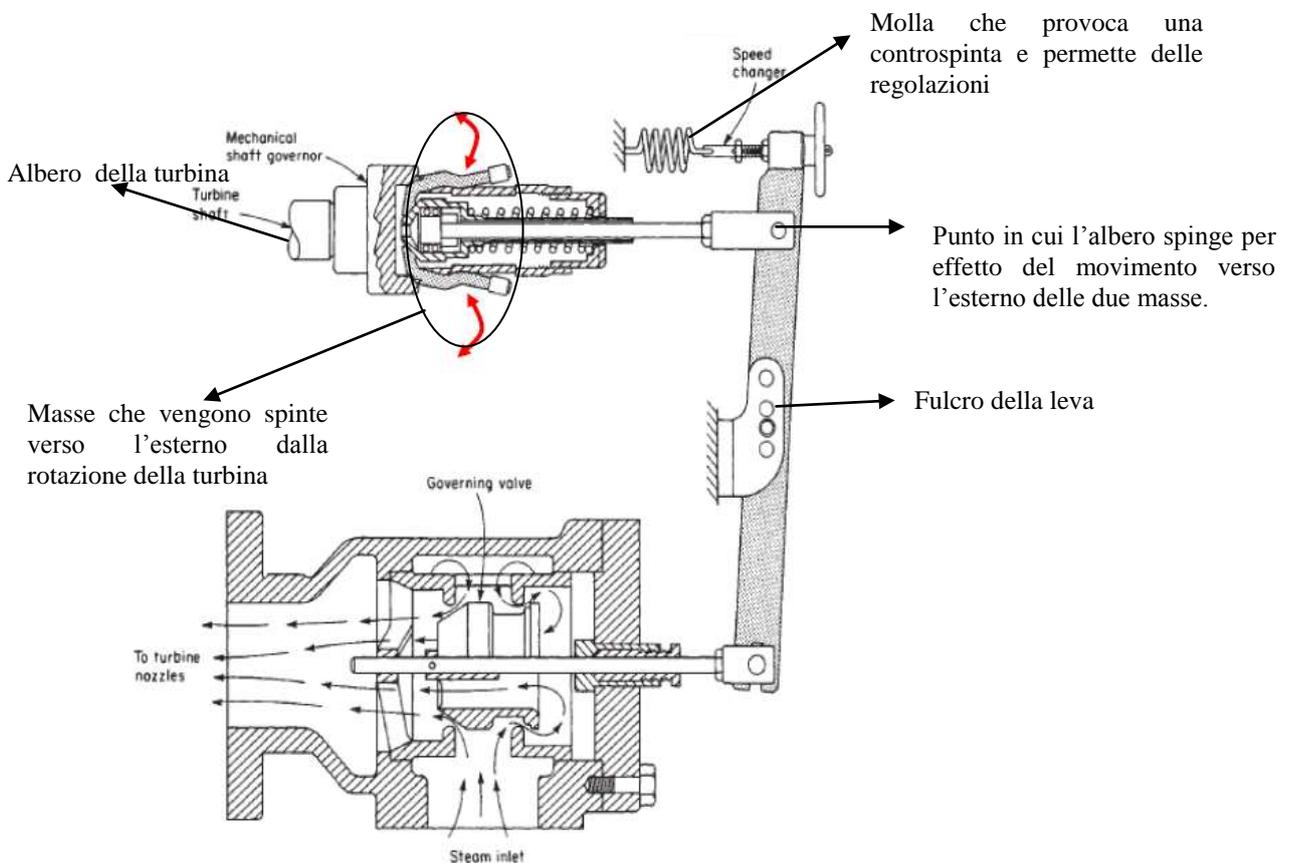


FIG. 29-18 Direct-acting flyball governor

Sistemi Total Energy con turbina a gas in cicli di testa

Per cogenerare energia elettrica e termica vediamo che vantaggi e svantaggi hanno.

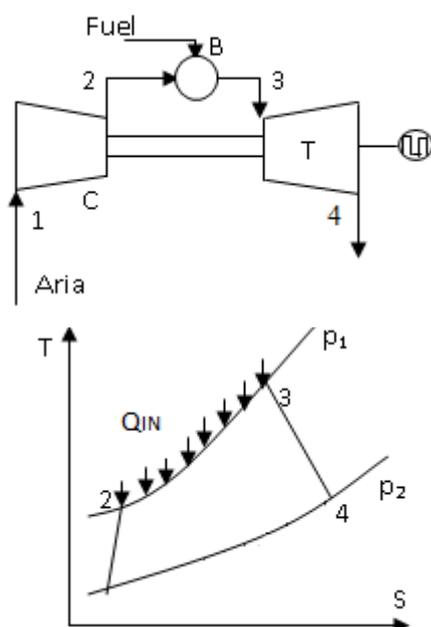
Vantaggi

- C'è una grossa indipendenza tra i due tipi di produzione e questo aiuta ad avere un grande flessibilità sul Power to Heat Ratio;
- Il costo d'installazione per unità di potenza di targa piuttosto modesto, per cui complessivamente costano meno delle turbine a vapore. I costi sono comunque sostenuti per quanto riguarda l'impianto nel totale;
- Sono molto pronte nel seguire le variazioni di carico;
- Tempi di consegna e di installazione sono relativamente brevi. Questo per quanto riguarda la consegna della macchina perché sono apparecchiature standardizzate;
- Sono apparecchiature semplici, leggere e richiedono una manutenzione abbastanza modesta.
- Sono molto flessibili soprattutto nei carichi parziali e al variare della quantità reciproca dei due tipi di potenza richiesti dallo stabilimento;
- Come vedremo, è possibile fare l'avviamento con il motore diesel. Nel qual caso l'avviamento è chiamato **black start**.

Svantaggi

- Richiedono l'impiego di combustibili piuttosto pregiati: metano, gas di raffineria. Questo perché i prodotti di combustione vengono a contatto con il materiale interno delle turbine e non devono rovinarlo;
- molto spesso è richiesto un trattamento preventivo del combustibile, quando il gruppo ha delle potenze di targa dai 10 MW in su. C'è una sensibile diminuzione del loro rendimento quando vengono impiegate a carichi inferiori ai carichi di targa.

Gruppo di generazione dell'energia elettrica di tipo semplice (no cogenerazione)



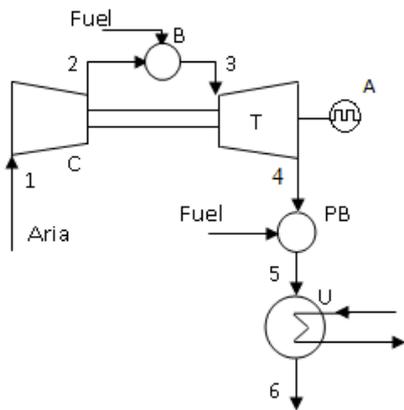
Anche qui, con questo tipo di turbina, si hanno efficienze basse se si vuole produrre solo energia elettrica. Se 100 è la potenza che entra con il combustibile e abbiamo soltanto il 30% come energia utile e ci sono perdite organiche (dovute all'organismo della macchina) del 2%, ma soprattutto c'è quasi un 60 % di perdita come calore sensibile al gas di scarico.

Il sistema prende l'aria, la immette in un compressore, questa viene compressa dalla pressione P_2 (punto 1) alla P_1 (punto 2). Ovviamente la temperatura aumenta, ma non in modo sufficiente da essere mandata in turbina, quindi si manda l'aria in un bruciatore dove, mandando del combustibile, si aumenta la sua temperatura e la si fa poi espandere in turbina. Sull'asse della turbina è calettato sia

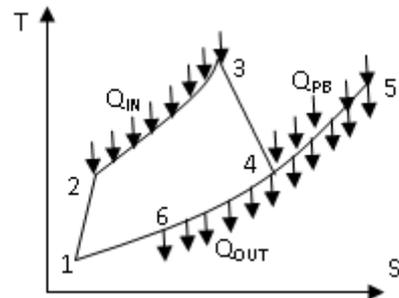
7. Se ciò accadesse il generatore di vapore non funzionerebbe perché non ci sarebbe più forza spingente disponibile per il trasferimento del calore sensibile dai fumi alla condensa per andare a produrre il vapore. Si deve restare con un ΔT minimo di sicurezza come forza spingente.

Gruppo con turbina a gas a ciclo semplice con scambiatore di recupero e post-bruciatore modulante

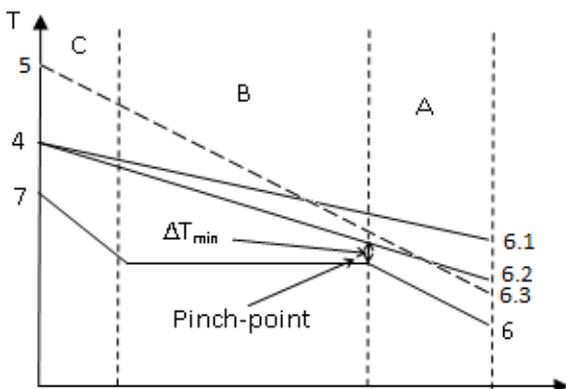
Il ciclo semplice potrebbe essere ulteriormente migliorato, soprattutto per quanto riguarda la produzione di vapore e quindi l'heat del sistema, introducendo un bruciatore modulante. Il gruppo è sempre costituito da ciclo a gas con turbina semplice, però con uno scambiatore di recupero che si chiama bruciatore modulante. Modulante significa che può essere fatto funzionare con diversi valori di portata di combustibile, producendo quindi più o meno energia termica. L'energia termica va a finire sui fumi della combustione. Il ciclo si modifica perché



tra lo scarico della turbina e l'ingresso nel generatore di vapore per le utenze di stabilimento è inserito un ulteriore bruciatore. È chiaro



che si sta aumentando il carico termico complessivo che si sta immettendo nel sistema proprio per ottenere una maggiore quantità di vapore. Osservando il ciclo termodinamico nel diagramma temperatura entropia, si nota che all'isobara di scarico, che avevamo chiamato isobara p_2 nelle condizioni precedenti, quando si arriva al punto 4 si ha un'ulteriore introduzione di calore che innalza la temperatura da quella del punto 4 a quella del punto 5.

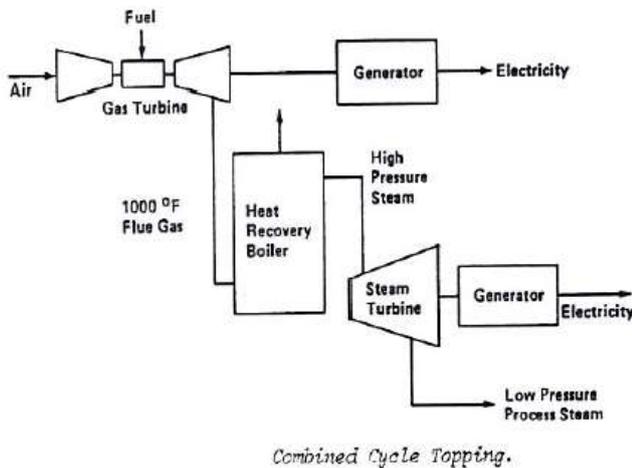


Quindi si entra nel generatore di vapore con la linea tratteggiata del diagramma che segue, e non più con quelle continue che collegano il punto 4 al punto 6.1 e 6.2. Si vede che, seguendo la linea tratteggiata, si ha una maggiore disponibilità di energia termica e quindi si è in grado di produrre una maggiore quantità di vapore. Bisogna sempre stare attenti a non incorrere nelle condizioni di forza spingente nulla, cioè le condizioni di pinch point del generatore di vapore.

Il ciclo semplice si adatta molto bene a fare una tricogenerazione, cioè a produrre energia termica, energia elettrica e freddo. Mentre prima avevamo come sistemi di produzione α per l'energia elettrica, β per l'energia termica, ora abbiamo anche δ per l'energia fredda.

punto 6, prima cede il calore sensibile di surriscaldamento e poi il calore latente condensando. Mentre invece nello scambiatore di sinistra, indicato con la lettera U, c'è solo la cessione di calore sensibile.

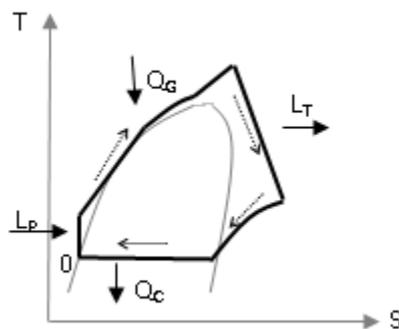
Gruppo con turbina a gas a ciclo combinato o binario



Ciclo combinato che vede la combinazione di una turbina a gas con una a vapore. La turbina a gas è sempre quella che nella produzione si trova nella posizione di topping rispetto a quella della turbina a vapore. Posizione di topping per quanto riguarda il profilo di temperatura del sistema. Si vede in maniera schematizzata il ciclo della turbina a gas con compressore, combustibile, turbina a gas, generatore di vapore e lo scarico, che contiene ancora una quantità notevolissima d'aria (poiché la precedente combustione è avvenuta in condizioni estremamente magre), va in un

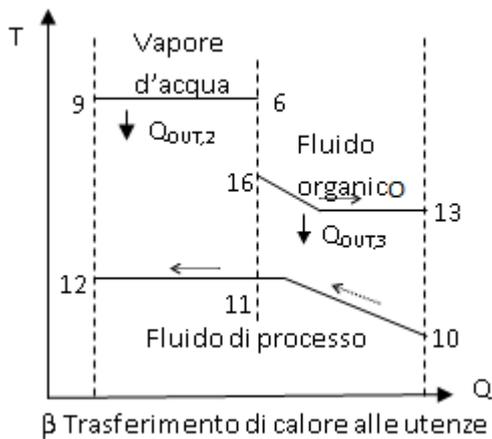
generatore di vapore dove si introduce dell'altro combustibile. In questo generatore di vapore si produce vapore a pressione adeguata (ad esempio 40 bar). La turbina a vapore è una turbina a contropressione pura, quindi non ad estrazione, perché lo scarico della turbina è alla pressione adatta per immettere il vapore nella rete di stabilimento (7-8bar).

È possibile produrre energia termica in condizioni supercritiche. Si parte dal punto 0, dove ho le



condense in condizione di saturazione, le alzo di pressione attraverso la pompa. Con riscaldamento opportuno porto il tutto ad un valore di pressione superiore alla pressione critica. Faccio espandere in turbina, poi cedo calore di surriscaldamento e calore latente alle utenze id stabilimento. C'è un aumento della quantità complessiva di energia elettrica che si può avere. Partendo da 100 come energia termica potenziale del combustibile si riesce ad ottenere il 41% (invece del 30% visto prima) di energia elettrica. In genere i 2/3 sono prodotti con l'alternatore accoppiato alla turbina a gas e 1/3 con l'alternatore accoppiato alla turbina a vapore. Va da se che bisogna avere

due alternatori, l'impianto è più costoso. La quantità di energia termica cambia. Si nota che, rispetto al ciclo semplice, il combinato aumenta il rapporto R. Prima R valeva 30 di energia elettrica su 41 di energia termica. Il rapporto era inferiore a 1. Qui invece abbiamo un R che vale 41/30, è superiore a 1, pari a 1,4. A parità di efficienza over all del sistema è stata spostata la posizione dell'energia elettrica rispetto alla termica, favorendo la prima. Questi sistemi sono adottati quando la quantità di energia elettrica che viene richiesta è mediamente superiore a quella termica. Sono sistemi che servono più che altro per fenomeni di teleriscaldamento perché in uno stabilimento industriale c'è in genere una richiesta maggiore di energia termica piuttosto che elettrica.

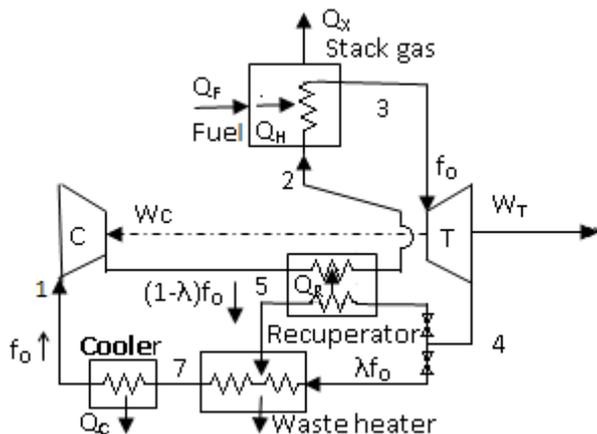


quanto riguarda il funzionamento dei due scambiatori di calore, quindi il trasferimento dell'energia termica alle utenze di stabilimento, è uguale a quello visto precedentemente.

Ciclo rigenerativo

Nasce dal fatto che la temperatura allo scarico della turbina a gas è maggiore della temperatura dell'aria scaricata dal compressore del ciclo. Allora si potrebbe sfruttare questa differenza di temperatura per preriscaldare l'aria all'uscita dal compressore prima di immetterla nel bruciatore, consumando così meno combustibile nel bruciatore. Avrò meno energia disponibile per produrre heat, ma sposto in qualche modo la posizione reciproca dei due tipi di energia. Ho comunque un

guadagno. L'efficienza del sistema aumenta di 5-8 punti percentuali. Un ciclo a turbina a gas che effettua questo recupero (cioè questo preriscaldamento dell'aria già compressa con il calore sensibile dei fumi uscenti dalla turbina a gas) è detto **CICLO RIGENERATIVO**.



Qui sotto è rappresentato un ciclo chiuso rigenerativo. Il concetto di ciclo chiuso si riferisce al fatto che, partendo da un punto, quando ci ritorno il fluido deve avere le stesse caratteristiche. Inoltre la combustione non può usare come combustibile il fluido

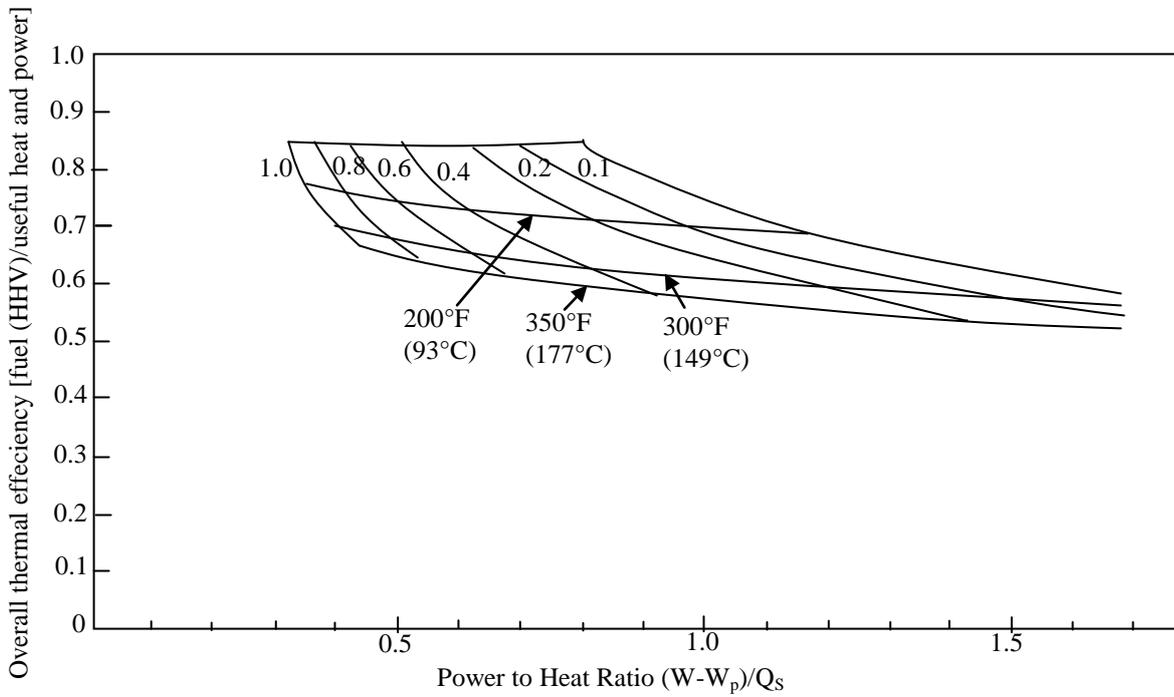
dell'impianto a gas. Molto spesso i cicli chiusi sono fatti da aria e trae in inganno il fatto che questa venga buttata fuori.

Mentre nel ciclo aperto il bruciatore è un bruciatore aperto, nei cicli chiusi, anche se il fluido è aria, il bruciatore è chiuso. Lo scambio di calore dovuto alla combustione del combustibile avviene in maniera indiretta, c'è l'interconduzione di una superficie di scambio. Nel far questo ci sono degli aspetti positivi e altri negativi. Tra gli aspetti positivi ci sono i costi, si possono usare anche dei cattivi combustibili, sporchi, perché i prodotti di combustione non vengono a contatto con le superfici della turbina. Lo svantaggio è che non si riesce a trasferire tutto il calore prodotto dalla combustione del combustibile nel fluido del ciclo turbina a gas. Infatti i fumi usciranno ad una certa temperatura, il che significa che ho una perdita di calore sensibile e quindi l'efficienza dello scambiatore di calore non può essere il 100%. Inoltre, il bruciatore, avendo delle superfici di scambio, è di maggiori dimensioni e produce, nel fluido che gli passa attraverso, una perdita di

Si è considerata una caduta di pressione nell'heater del 5%, cioè la pressione di uscita dal compressore si riduce del 5% per le perdite di carico dentro il riscaldatore di tipo indiretto.

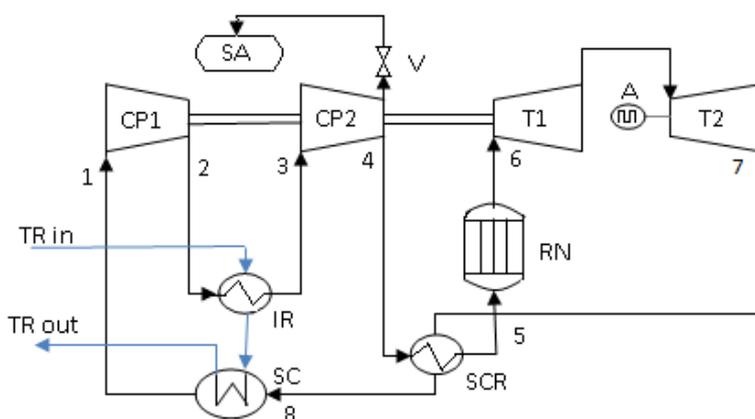
Il ΔT_{min} o il ΔT di pinch deve essere di circa una ventina di gradi.

Commento del grafico: le linee corrispondono alla frazione λ mandata direttamente alla produzione di heat, che va da 0 (ciclo completamente rigenerativo) ad 1 (ciclo non rigenerativo). Le curve orizzontali sono relative alla temperatura di Waste heater, cioè la temperatura che si ha al punto 7.



Ad temperatura molto bassa (27°C, curva orizzontale più alta) si ha che la temperatura del punto 7 coincide addirittura con quella del punto di partenza. Si è sfruttata tutta l'energia termica (è un calcolo piuttosto teorico). Le linee si abbassano come efficienza over all a parità di R tanto più è alta la temperatura di waste, cioè la temperatura di uscita dallo scambiatore che produce l'heat (vuol dire che si è sfruttato meno il calore sensibile dei fumi). Questo minor sfruttamento fa abbassare l'efficienza. Se prendiamo 0,6 come valore minimo accettabile di efficienza over all, vediamo che buona parte della "ragnatela" sta sopra questo valore. Quindi le turbine a gas sono più efficienti, hanno un campo di valore di R molto più esteso a cui corrisponde un'efficienza over all più elevata. Il loro campo di funzionamento è più alto.

Cogenerazione con turbine a gas → ciclo chiuso



Questo ciclo è effettivamente chiuso perché utilizza come fluido l'elio, che naturalmente non si butta via, ma si ricicla. Fa riferimento all'utilizzo dell'energia termica non utilizzata prodotta da un reattore nucleare per produrre energia elettrica ed heat. I reattori nucleari vanno raffreddati, questo è

Particolarità sulle turbine a gas

Le turbine a gas possono essere impiegate non solo per produrre energia elettrica, ma anche come macchine motrici per comandare compressori e pompe di processo. È molto importante il ruolo del compressore accoppiato alla turbina. Che tipi di compressori sono utilizzati? Dipende dalla potenza del gruppo. Il rapporto di compressione non è molto alto (minimo 4, massimo 12). Con questo rapporto di compressione, per potenze fino a circa 2MW, si usano dei compressori di tipo centrifugo. Se invece le potenze sono superiori si usano compressori assiali multistadio. Si usano sempre delle macchine dinamiche, mai alternative, cioè che non hanno una portata che presenta delle discontinuità. Lo schema che abbiamo visto è quello degli impianti una volta arrivati a regime. Nel caso che siano accoppiati con un alternatore, è solo una volta che si è arrivati a regime (cioè al sincronismo con la velocità di rotazione) che automaticamente l'alternatore viene a collegarsi con l'albero di rotazione della turbina. Per lanciare le turbine invece si parte da macchina ferma e, soprattutto, non c'è il fluido compresso e riscaldato che, espanso in turbina, crea l'energia meccanica. Quindi bisogna creare dall'esterno l'energia per il lancio. Il gruppo ha anche delle macchine di lancio che sono molto grandi, devono mettere in moto (a parte l'alternatore che è staccato) il compressore, la turbina ed eventualmente altre piccole cose indispensabili connesse. Quindi queste macchine hanno delle potenze enormi, soprattutto se il gruppo ha una potenza complessiva di diversi MW (fino a superare i 100). La macchina di lancio funziona per pochi minuti, il tempo necessario per cui il gruppo si regga da solo, e poi viene staccata. Si possono usare:

- motori diesel: in questo caso la macchina o il sistema di lancio è detto black start;
- motori elettrici;
- turbine a gas: questo succede soprattutto negli stabilimenti (di tipo petrolifero o petrolchimico) in cui si hanno a disposizione dei gas compressi. Si prendono dalla rete e si utilizzano per far funzionare una turbina a gas utilizzata poi come macchina di lancio.

Una delle apparecchiature ausiliarie importantissima è il dispositivo che assicura la lubrificazione soprattutto nelle superfici rotanti in contatto tra loro. Questa macchina è una pompa ad ingranaggi che è comandata dallo stesso albero motore della turbina, una cui piccola parte dell'energia meccanica è destinata al funzionamento di questa pompa ad ingranaggi di lubrificazione. Non ce n'è una sola, ce ne sono due. La seconda è uguale alla prima, ma è comandata da un motore elettrico. Questa entra in funzione nel caso si rompesse quella comandata direttamente dall'albero della turbina, in fase di avviamento e in fase di fermata del gruppo. In entrambe queste ultime due fasi, si assiste ad una variazione della velocità di rotazione: in quella di avviamento ad un aumento e in quella di fermata ad una diminuzione. Infatti la pressione, che è quella che importa perché l'olio possa arrivare nelle parti che vanno lubrificate, viene generata proprio dalla velocità di rotazione della macchina ad ingranaggi. Se non ci fosse la seconda macchina non sarebbe assicurata la lubrificazione durante le fasi di avviamento e di fermata. Inoltre, durante la fermata, la pompa ausiliaria di lubrificazione ha anche funzione di raffreddamento. L'olio di lubrificazione non solo effettua e garantisce la rotazione delle parti con moto reciproco, ma assicura anche l'asportazione del calore prodotto all'interno della macchina.

Se si vuole utilizzare una turbina in cui la temperatura di alimentazione del fluido è molto elevata (1000-1300°C) si deve tenere conto del fatto che queste temperature possano dare dei problemi. Non c'è nessun materiale metallico in grado di resistere a queste temperature. Per questo motivo, i primi giri di palette della turbina vengono ricoperti con materiale ceramico mediante tecnica al

stessa. Se ci fosse stata una valvola di regolazione della portata a monte della turbina di bassa pressione, ci sarebbe stata un'ulteriore diminuzione di pressione dell'aria entrante in turbina. Invece, in questo modo, la pressione rimane sempre la stessa e il gruppo lavora con delle efficienze molto elevate. Il secondo vantaggio è costituito dal fatto che quando si lancia il gruppo non c'è bisogno di lanciare anche la turbina di bassa pressione, bisogna solo lanciare il compressore della turbina di alta pressione. Quindi mi occorre, rispetto ad un sistema monoalbero, una macchina di lancio con una potenza di targa inferiore.

Cogenerazione con motori a combustione interna: Diesel

C'è il motore diesel che è alimentato con combustibile ed aria. Si produce energia meccanica all'albero che va all'alternatore e alla produzione di energia elettrica. Si recupera circa il 40% dell'energia meccanica (qualche punto percentuale in meno per via dell'efficienza dell'alternatore).

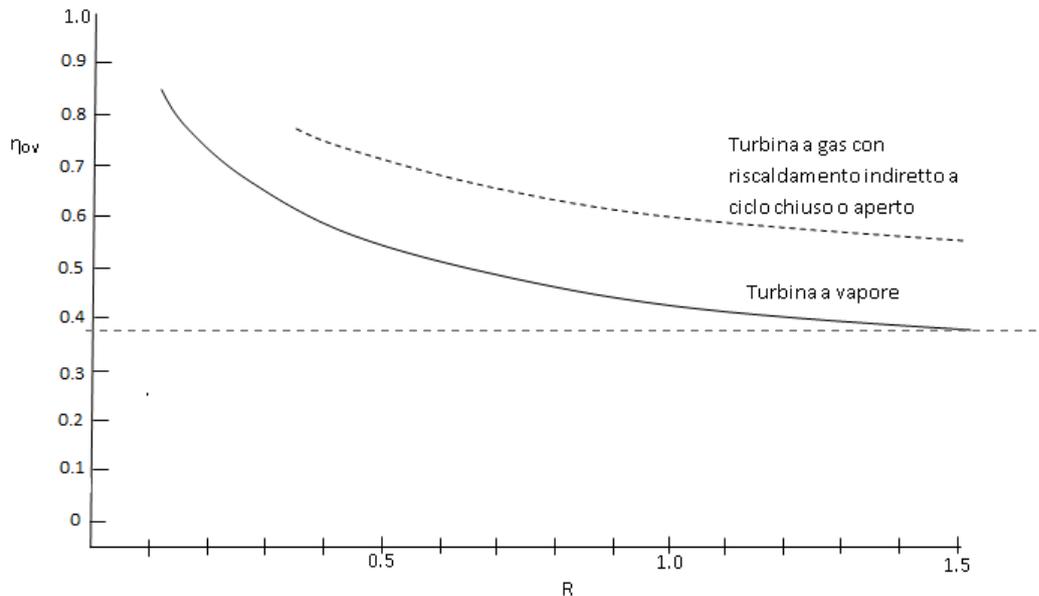
La parte termica è costituita dal sistema di raffreddamento sia del motore mediante camicia di raffreddamento, sia dell'olio di lubrificazione, che non deve superare i 75-80°C se si vuole mantenere in salute il sistema. Un'altra grande quantità di calore viene recuperata dal calore sensibile dei fumi prodotti dal motore. Quindi abbiamo due flussi di calore a temperature differenti:

- il sistema che tiene sotto controllo l'acqua di raffreddamento e l'olio di lubrificazione è intorno ai 100°C ed è in grado di produrre eventualmente dell'acqua calda

- fumi, la cui temperatura è molto più alta, quindi possiamo usarla per produrre del vapore a temperature dell'ordine di 250°C. Potremmo produrre vapore non solo per usi tecnologici, ma anche decidere di accoppiare questo gruppo ad una turbina a vapore. Complessivamente riesco ad avere delle efficienze over all dell'ordine del 75-80%. Questo tipo di sistema viene impiegato negli impianti di trattamento degli scarichi, in cui i fanghi residui vengono condizionato con sistemi anaerobici che producono del biogas. Il biogas è il combustibile utilizzato in questi gruppi di produzione di energia elettrica. In sistemi di questo tipo, a regime, l'impianto di trattamento dal punto di vista elettrico diventa autosufficiente o quasi. L'energia elettrica prodotta dall'alternatore viene usata per comandare le macchine dell'impianto di trattamento degli scarichi. I costi d'investimento dell'impianto di trattamento naturalmente aumentano. Macchine di questo genere possono essere impiegati anche per potenze più piccole al massimo di 40KW. Addirittura con efficienze over all molto elevate.

Nel diagramma a fiume del sistema si vede che entrando con un'energia del combustibile pari a 100 si può produrre mediamente 33-34% di energia elettrica netta (cioè tenendo conto delle perdite all'alternatore) e con del calore utilizzabile di oltre 45%. Questi piccoli sistemi di cogenerazione basati sul motore diesel erano stati lanciati qualche tempo fa dalla Fiat con l'acronimo TOTEM. Voleva dire total energy module. Erano sistemi estremamente accettabili dal punto di vista della conversione dell'energia, ma erano molto rumorosi e creava dei problemi di inquinamento, soprattutto per la produzione di ossidi di azoto, per questo fallirono.

Confronto turbine a vapore (estrazione-condensazione) e a gas



Sopra riportate ci sono le curve dell'efficienza over all in funzione di R . Il sistema delle turbine a gas può essere aperto o chiuso, ma è sicuramente con un riscaldamento di tipo indiretto, quindi perdita di carico al bruciatore più elevata.

È un ciclo rigenerativo, il che aumenta l'efficienza over all.

Condizioni di costruzione delle curve:

Turbina a vapore:

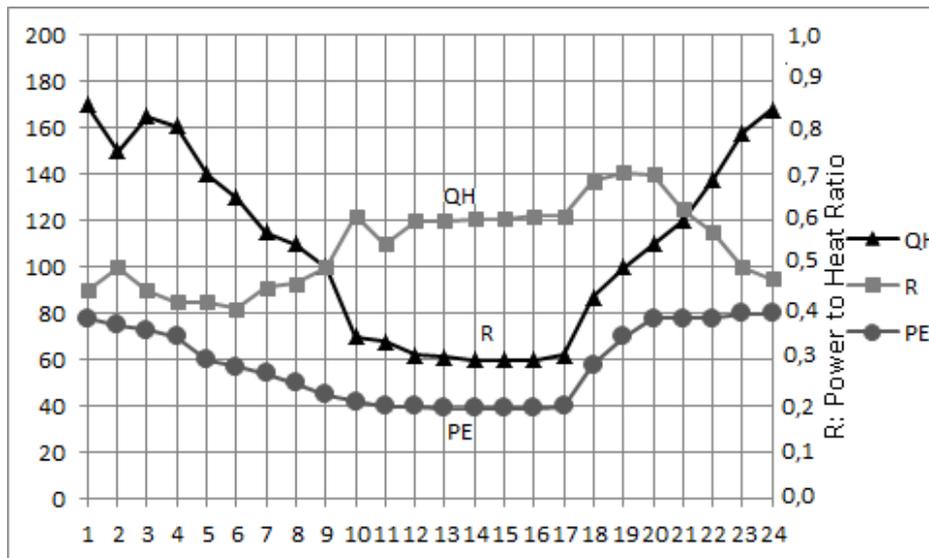
- Ad estrazione condensazione;
- Condizioni di alimentazione: 41 bar, 482°C
- Efficienza nella zona di alta pressione è 70%;
- Efficienza nella bassa pressione è 80%;
- Scarico finale della turbina a 1inchHg (0,035 bar assoluti);
- Spillamento per produzione di heat per le utenze di stabilimento avviene e a 7 bar, 166°C (che è la temperatura di condensazione del vapore, ma in realtà il vapore spillato è a temperatura un po' più alta perché c'è un certo grado di surriscaldamento);
- Efficienza combustore 95%.

Turbina a gas

- Perdita di carico del bruciatore è il 5% della pressione di scarico del compressore;
- Efficienza di recupero dell'energia termica del recuperatore è del 90% ed è variabile attraverso bypass;
- Rapporto di compressione del compressore è pari a 4;
- La temperatura di ingresso in turbina è poco più di 800°C;
- La temperatura di ingresso al compressore è 27°C;
- Efficienza del compressore 80% e della turbina 90%;
- Si lavora con aria anche se il ciclo è indiretto;

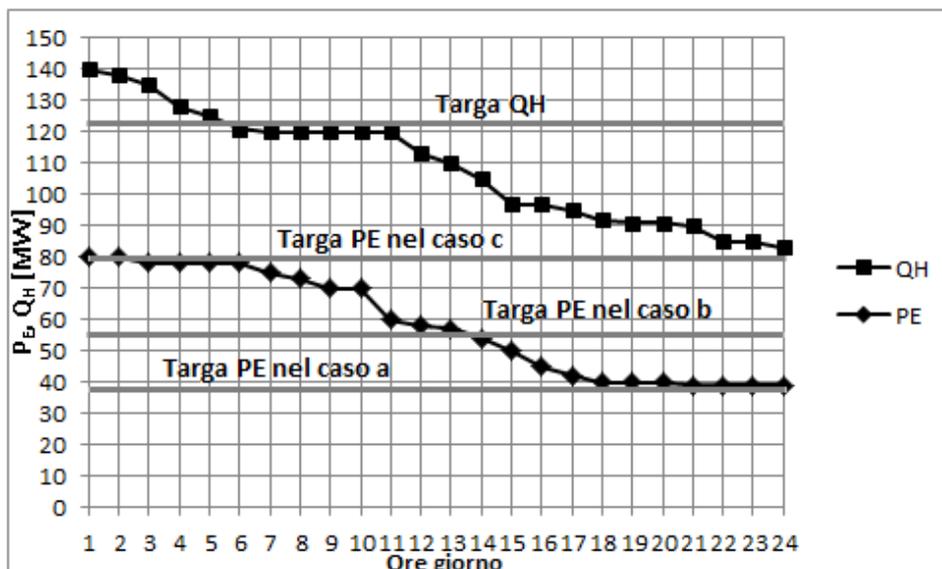
Come dimensionare il gruppo di cogenerazione

I consumi variano nel tempo, nelle ore del giorno e così via. Nel diagramma che segue, in funzione delle ore del giorno, sono riportati i consumi dello stabilimento di energia termica Q_H (linea che ha dei quadrati come indicatori). Nella linea che ha come indicatore un cerchio sono riportati i consumi di energia elettrica P_E . L'energia elettrica va da un minimo di 40 MW fino a 80 MW. La potenza termica va da un minimo di 80 MW ad un massimo che supera i 140 MW di potenza. Nell'altra curva (indicatore triangolo) sono riportati i valori di R . va da un minimo di 0,3 ad un massimo di 0,8, ha quindi un'elevata variabilità.



Per prima cosa dobbiamo ordinare i consumi di Heat e di Power nell'arco del ciclo temporale in cui questi avvengono, partendo dal valore più alto al valore più basso, indipendentemente dall'ordine cronologico in cui questi hanno luogo.

Si parte dal valore massimo di energia termica (per la curva Q_H), poi si ha una parte costante e una nuova decrescenza. L'energia elettrica ha una piccola costanza sul valore massimo, poi un'altra su un valore leggermente più basso, decresce e poi resta ancora costante. Questo digramma serve a individuare i consumi di base. Ho bisogno di scegliere il valore di targa che voglio dare al mio gruppo di cogenerazione.



Bisogna confrontare lo schema cogenerativo con l'altra possibile soluzione, cioè quella di produrre soltanto energia termica nello stabilimento con un generatore di vapore e di acquistare tutta l'energia elettrica dall'esterno della rete. Si deve vedere quali sono le condizioni che portano il pareggio tra questi due costi (quello di produzione di heat e di acquisto di power). Nello schema di cogenerazione devo considerare il costo complessivo della produzione di energia termica (per complessivo si intende completo di costi di ammortamento, personale e tutti gli oneri d'impianto, non solo dei costi di installazione) e il costo complessivo di produzione di energia elettrica. Siccome il sistema di cogenerazione non produce tutta l'energia elettrica (cioè quella di punta) devo considerare anche quanto costa acquistare dal gestore esterno l'energia che mi manca. Siccome sono anche nelle condizioni in cui produco un esubero di energia elettrica, devo tenere conto anche di quanto guadagno quando vendo l'energia elettrica al gestore della rete esterna. Quindi il costo complessivo è rappresentato dalla somma di tutti i costi sopra citati, meno l'ultimo menzionato, poiché questo costituisce un ritorno di denaro. Nella sommatoria tutti i dati sono con segno positivo, tranne l'utile ricavato dalla vendita dell'energia elettrica, che ha segno negativo.

In un sistema non cogenerativo, invece, si hanno solo costi. C'è il costo complessivo per la produzione del fabbisogno di energia termica sempre comprensivo degli oneri di impianto, ma, essendo questo impianto di dimensioni inferiori rispetto all'impianto di cogenerazione, gli oneri saranno inferiori. Inoltre bisogna considerare il costo di acquisto dal gestore della rete esterna del fabbisogno complessivo di energia elettrica.

Riassumendo: i costi dell'impianto di cogenerazione, rispetto ad un impianto di produzione di sola energia termica e di acquisto di tutta l'energia elettrica, sono più elevati, ma sono compensati da ciò che si ricava con la vendita dell'energia elettrica in esubero.

I parametri che incidono sul confronto, e che ne possono spostare i termini, sono:

- Il costo del combustibile primario;
- il costo di acquisto dell'energia elettrica;
- il prezzo di vendita dell'energia elettrica.

In base ai prezzi e alle agevolazioni ho uno spostamento del valore di targa della produzione di energia elettrica.

Supponiamo che, in base all'analisi dei costi, sia risultato un valore di potenza elettrica $P_E=55$ MWe che mi rende i costi di impiego di un sistema cogenerativo pari ai costi d'impiego di un sistema tradizionale (produzione heat acquisto power). Per quanto riguarda l'energia termica rimane sempre la stessa nel caso a, b e c. invece per quanto riguarda l'energia elettrica, il fabbisogno complessivo non cambia (1396 MWh/d). Se il gruppo produce 55MWh/d in un giorno ne ho 1320 (55×24). Ho un esubero non utilizzabile dallo stabilimento di 137 MWh/d. Come l'ho calcolato? Analizziamo bene il caso b aiutandoci con il grafico. Quando la curva P_E sta sopra il valore di targa, vuol dire che ho una richiesta maggiore del valore di energia elettrica prodotta. Sono in condizioni di mancanza di energia elettrica. L'area compresa tra la curva e la retta del valore di targa, a sinistra dell'intersezione tra queste, dà il fabbisogno che il gruppo di cogenerazione non è in grado di soddisfare e quindi è l'energia elettrica che devo andare ad acquistare all'esterno dal gestore. Invece l'area compresa tra la curva e la retta, a destra dell'intersezione, costituisce l'esubero di energia elettrica prodotta rispetto alle esigenze di stabilimento

pagano solo i consumi, ma anche la potenza installata, che è un costo fisso. Anche se non si consuma nulla si paga il costo della potenza installata che è la massima potenza a cui l'allacciamento alla rete mi permette di utilizzare energia elettrica.

Avendo quindi una richiesta di potenza di 1396 MWh/d, 1896 MWh/d (79 MW × 24 h) come potenza di targa, l'esubero è di 500 MWh/d, cioè il 26 % dell'energia prodotta. Si spende di più per creare un impianto più produttivo dal punto dell'energia elettrica, ma il 26% di questa viene poi venduto.

Analizziamo la turbina a vapore a spillamento (estrazione condensazione) con il suo ciclo Rankine, che ormai conosciamo. Le condizioni della turbina, con le quali sono stati costruiti e seguenti diagrammi in funzione del Power to Heat Ratio, sono le seguenti:

A= alimentazione della turbina a vapore

$p_A=40,8 \text{ bar,a}$; $T_A=441^\circ\text{C}$; $H_A=3313 \text{ kJ/kg}$; $(T_O)_{\text{sat}}=251^\circ\text{C}$ $(H_O)_{\text{vap sat}}=2801\text{kJ/kg}$; $(h_O)_{\text{liq,sat}}=1091 \text{ kJ/kg}$

D= estrazione vapore → energia termica di processo

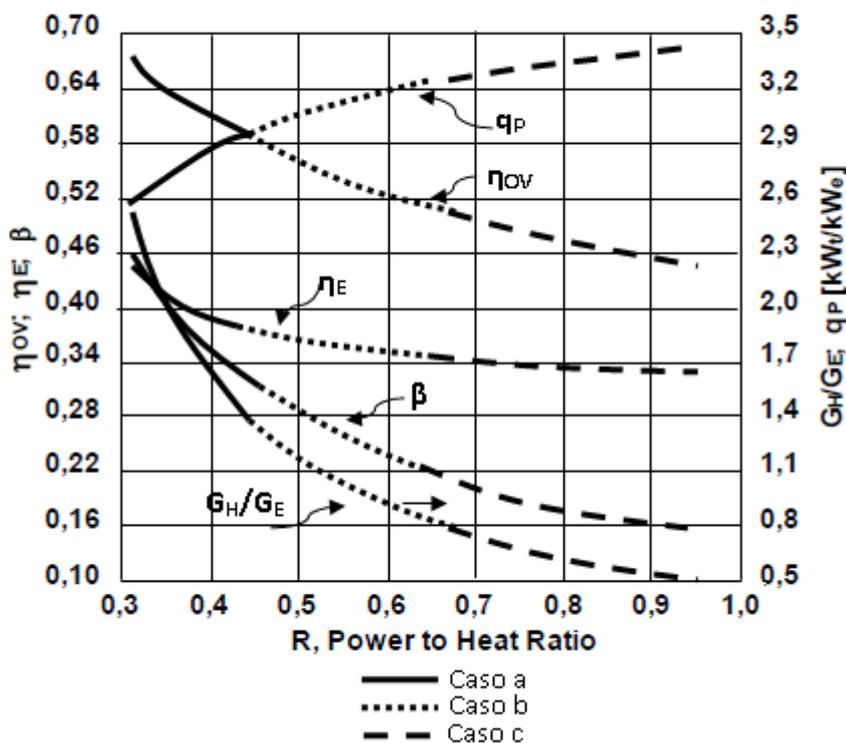
$p_D=7,01\text{bar,a}$; $T_D=260^\circ\text{C}$; $H_D=2980 \text{ kJ/kg}$; $(T_B)_{\text{sat}}=168^\circ\text{C}$; $(H_B)_{\text{vap sat}}=2760\text{kJ/kg}$; $(h_B)_{\text{liq,sat}}=710 \text{ kJ/kg}$

E= scarico del vapore esausto e sua condensazione

$p_E= 0,05\text{bar,a}$; $(T_C)_{\text{sat}}=32,5^\circ\text{C}$ $(H_C)_{\text{vap sat}}=2560\text{kJ/kg}$; $(h_C)_{\text{liq,sat}}=136 \text{ kJ/kg}$

umidità 0.09 b.w.

Fuel= metano $\text{LHV}_f = 49,8 \text{ MJ/kg}$



Ogni curva è individuata da tre componenti: una continua che rappresenta il caso a, una con un tratteggio sottile a punti che rappresenta il caso b e un'ultima tratteggiata con dei segmentini che rappresenta il caso c. Le curve più importanti sono quelle dell'efficienza over all (η_{OV}) e dell'efficienza elettrica (η_E). Passando dalla situazione a alla b e poi alla c si ha un peggioramento del quadro complessivo del sistema. Entrambe le efficienze diminuiscono e aumentano i consumi di combustibile per produrre energia elettrica (consumi specifici q_P), con diminuzione naturalmente anche del grado di recupero β .

Vediamo quindi come la turbina a vapore non è il massimo come macchina per la cogenerazione di energia elettrica e termica.

coincidere, altrimenti la potenza effettiva vale sempre meno di quella apparente (potenza massima disponibile). La potenza effettiva è tanto minore quanto maggiore è l'angolo di sfasamento. Il gestore della rete fa pagare sia la potenza effettiva sia quella reattiva, cioè quella che viene restituita dall'utilizzatore alla rete. Il gestore della rete deve rifasare la potenza reattiva, quindi la fa pagare. Tanto più si restituisce la tensione trifase sfasata rispetto a quella fornita dal gestore tanto più si paga. Per cui è bene, quando si restituisce alla rete la tensione utilizzata, rifasare quest'ultima con motori elettrici tripolari o con condensatori, di modo da non pagare la potenza reattiva. La potenza restituita ha un $\cos(\varphi)$ molto prossimo ad 1.

Distribuzione dell'energia elettrica presa dall'esterno nello stabilimento

L'energia elettrica viene presa dall'esterno ad alta tensione, da un minimo di 30 kV ad un massimo di 70 kV. È bene che uno stabilimento che utilizzi solo energia elettrica presa dall'esterno non avere una sola linea di ingresso, ma averne almeno due, per essere sicuri che non venga mai a mancare l'energia elettrica (sia per situazioni di black out sia per eventuali danni causati ad una cabina di interfaccia principale). Quando si fa cogenerazione, una cabina sola dovrebbe bastare. C'è una probabilità molto piccola che ci sia un blocco sia della corrente elettrica esterna che del gruppo di cogenerazione. Lo stabilimento deve allacciarsi alla rete sterna con due allacciamenti diversi, perché se si usa la stessa linea qualora ci fosse un problema su questa automaticamente non arriverebbe energia a nessuno dei due ingressi. Questo per quanto riguarda le cabine sul perimetro dello stabilimento. L'energia elettrica non viene distribuita ad alta tensione all'interno dello stabilimento. Le cabine d'ingresso hanno anche dei sistemi di abbassamento della tensione. In genere la tensione all'interno dello stabilimento, quindi lungo le linee dedicate (che possono essere sia interrate sia in trincea aperta), viaggia ad una tensione più bassa, ma sempre elevata da 6 a 15kV. In genere in motori trifase sono alimentati a 380V. questo è vero se i motori elettrici hanno una potenza massima fino a 150 kW. Ma per potenze superiori (ed è molto facili avere delle potenze superiori con dei macchinari industriali) i motori vanno alimentati a 6000 V (a 380 V bisognerebbe avere dei macchinari enormi). Se utilizzo alimentazione a 6000V, per potenze inferiori ai 150 kW, la rete interna dello stabilimento avrà delle linee principali a tensioni di 6 o 15 kV e nelle altre cabine più piccole interne ci saranno delle sottostazioni di trasformazione che portano la tensione da 6000 a 380 V. La rete interna, così come anche l'ingresso, è poi suddivisa, mediante interruttori e sezionatori, in reti di dimensioni più piccole. Si possono isolare così delle porzioni di rete interna o tutta la rete interna. È necessario avere degli apparati per intersezione e sezionamento dei circuiti della rete

se, in quella zona, non passano dei carichi concentrati, cioè automezzi gommati o su ferrovie. Se il percorso del cavo elettrico incrocia una strada o una ferrovia è necessario che il cavo passi in tubi immersi nel calcestruzzo.

- Canaline in acciaio al carbonio o in alluminio: Se si deve far correre la linea della tensione in ambienti dove c'è la possibilità che formino delle miscele esplosive e dove la linea elettrica potrebbe portare ad un innesco, i cavi vanno fatti correre in canaline di acciaio al carbonio o di alluminio. Sono le canaline usate per gli impianti antideflagranti. Il sistema antideflagrante non è un sistema a tenuta stagna, cioè non è costruito in maniera tale che l'eventuale atmosfera esplosiva non possa entrare dentro e quindi venire a contatto con le parti in cui il contatto si apre e si chiude. In genere quando si apre un contatto, la probabilità che si venga a creare una scintilla per separazione di cariche è altissima. I sistemi antideflagranti sono delle scatole che hanno dei forellini di fuoriuscita. All'interno si può creare un'atmosfera esplosiva che può innescarsi per la presenza della scintilla, ma i prodotti della combustione sono laminati dai forellini e l'esplosione non si propaga all'ambiente esterno.
- Nell'industria chimica mai in cunicoli: Negli impianti chimici i cavi possono mai correre in cunicoli perché può esserci spandimento di sostanze pericolose che potrebbero rovinare la guaina protettiva
- Cavo Pyrotenax: è un tipo di cavo utilizzato in ambienti particolarmente caldi, poiché è in grado di resistere a temperature di 800°C. Si usa anche negli ambienti a rischio d'incendio. Questo tipo di cavo è rivestito da una guaina polare in rame, all'interno della quale è collocato il conduttore (anche questo di rame) separato dalla guaina metallica tramite polvere secca di ossido di magnesio collocata nella parte anulare tra la guaina e il filo conduttore. La polvere secca di magnesio non conduce energia elettrica, è un isolante sia termico che elettrico. Si decompone a temperatura 1200-1300 °C, ma per sicurezza il cavo Pyrotenax non è impiegato per temperature superiori a 800°C. il pericolo che si può avere è che l'incendio non danneggi il cavo, ma una volta spento l'incendio il cavo Pyrotenax si trovi ancora a temperatura alta e diventi esso stesso la fonte d'innescò di un altro incendio. Perciò, una volta estinto l'incendio, bisogna raffreddare il cavo Pyrotenax.

MOTORI ELETTRICI

➤ **Motore asincrono trifase**

È il più utilizzato. È un motore collaudatissimo, molto semplice e molto robusto. Un motore elettrico ha sempre due parti fondamentali: una parte fissa chiamata statore ed una parte mobile detta rotore. Entrambe queste parti hanno degli avvolgimenti elettrici. Per quanto riguarda il motore asincrono trifase:

- Statore: ha tre avvolgimenti, ciascuno di questi alimentato dalle tre fasi dell'energia elettrica alternata (AC). Questi tre avvolgimenti, alimentati da ciascuna delle tre fasi della corrente elettrica disposte a 120°, creano un campo magnetico che trascina gli avvolgimenti elettrici in del rotore e, di conseguenza, il rotore stesso, che mette in moto l'albero del rotore che produce energia meccanica.

Si può variare la velocità della rotazione (prima quella del campo magnetico e conseguentemente quella del rotore) agendo sulla frequenza o sul numero di poli. La frequenza si può variare con un frequenzimetro. È importante per regolare la portata che la macchina operatrice (pompa o compressore) è in grado di darci. Variando la frequenza (i frequenzimetri la fanno variare in maniera continua) si ha una variazione continua anche della velocità di rotazione. Si costruiscono motori in cui, con un opportuno dispositivo, si può collegare in maniera diversa le coppie di poli che ci sono sullo statore, cambiando quindi la velocità di rotazione (vario il numero di poli), sempre in maniera continua. Al massimo si arriva ad avere due, massimo tre, valori della velocità di rotazione. L'aumentare del numero delle coppie di poli, a parità di frequenza, diminuisce la velocità di rotazione. Nell'industria chimica molto spesso i motori elettrici sono usati per comandare degli agitatori e, frequentemente, per motivi di processo, sono necessari degli agitatori lenti. In questo caso si può prendere un motore con una coppia di poli si ha una velocità di rotazione del campo magnetico di 3000 (50×60) e a causa dello slittamento, una velocità di rotazione del rotore un po' inferiore. Ma se devo andare a 600 rpm e ho un motore da 3000 devo mettere un motoriduttore meccanico che riduca il numero di giri tra l'albero motore e l'albero dell'agitatore. Oppure metto un motore con un numero di coppie di poli più alto 5 coppie, e ottengo una velocità di rotazione dell'albero del motore di 600 rpm. Per velocità più lente esistono motori con 16 coppie di poli, così da ridurre la velocità di rotazione in partenza e non avere dei motorivariatori meccanici, che implicano altri problemi di manutenzione e problemi meccanici che possono venir fuori. Un altro aspetto molto vantaggioso di questi motori è la possibilità di variare il verso di rotazione cambiando di posto due delle fasi di alimentazione.

Un motore elettrico è caratterizzato da un numero che si chiama IP. È l'indice di protezione del motore, che è costituito da due numeri: il primo numero si riferisce alla protezione del motore per quanto riguarda la penetrazione di corpi solidi, il secondo per quanto concerne l'acqua. Il primo numero può andare da 1 a 6.

Leggere attentamente le slide sul grado di protezione IP.

Motore sincrono trifase: ha sempre i tre avvolgimenti sullo statore che creano il campo magnetico rotante, il rotore è un cilindro in ferro che ha delle cavità in numero pari in cui si mettono degli avvolgimenti alimentati a corrente continua che creano un campo magnetico con polarità nord-sud accoppiate fra di loro. Questo è ciò che è detto l'eccitatore e produce la rotazione dell'albero, ha slittamento nullo (grande vantaggio). L'avviamento avviene come quello del motore asincrono: gli avvolgimenti dello statore sono in corto circuito e poi vengono alimentati una volta che è arrivato in velocità. Si ha un'alta efficienza soprattutto a basso numero di giri (che dipendono dal numero di cavità che ci sono) e quindi possono comandare le macchine alternative. Le macchine alternative in genere fanno al massimo 250 colpi al minuto (ogni giro un colpo).

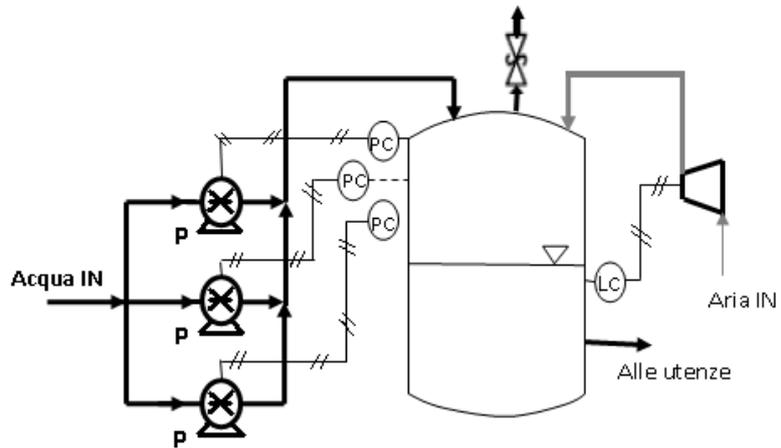
Sono dei rifasatori, molto spesso si mettono a valle dell'uscita di motori asincroni trifase che sono degli sfasatori.

- 3- Relè di terra o differenziale: serve per proteggere gli operatori. Funziona nel caso di cattivo isolamento termico del motore, per evitare che le persone toccandolo possano prendere la scossa.

Se invece l'orografia del **terreno è pianeggiante** spetta al progettista la scelta del sistema ad autoclave piuttosto che a torre piezometrica, perché il funzionamento è piuttosto differente. La finalità è sempre quella di avere una pressione dell'ordine citato nel caso di terreno collinare all'interno della rete.

Sistema ad autoclave

Vede un serbatoio metallico che contiene l'acqua ed è riempito per il 50% del suo volume. Dalla parte bassa del serbatoio parte la rete che va a servire le utenze e che viene pressurizzata. Le reti di distribuzione non sono chiuse, non è necessario che ci sia un ritorno di acqua. Quando l'acqua viene consumata, soprattutto se è di uso tecnologico, va alle utenze, molto spesso viene a contatto con i reagenti e con i prodotti di reazione e finisce per diventare un'acqua inquinata. Andrà eventualmente ad un primo impianto di trattamento di reparto (quindi entro i limiti di batteria) e poi all'impianto centralizzato di trattamento delle acque di scarico dello stabilimento.



La parte alta del serbatoio è costituita da aria a pressione compresa tra 1,5-2,5 bar. C'è un gruppo di pompaggio che prende l'acqua dalla fonte primaria, nell'immagine è costituito da tre pompe in parallelo che versano in un'unica tubazione nella parte alta del serbatoio. Ogni pompa entra in funzione asservita da un pressostato, cioè in funzione della pressione del cuscinetto d'aria all'interno dell'autoclave. Questa è costituita da due componenti principali: una valvola di sicurezza, per evitare che la pressione possa superare il valore di bollo dell'autoclave e produrre dei danni meccanici all'autoclave stessa, e un misuratore del livello dell'acqua, che comanda l'entrata in funzione di un compressore dell'aria.

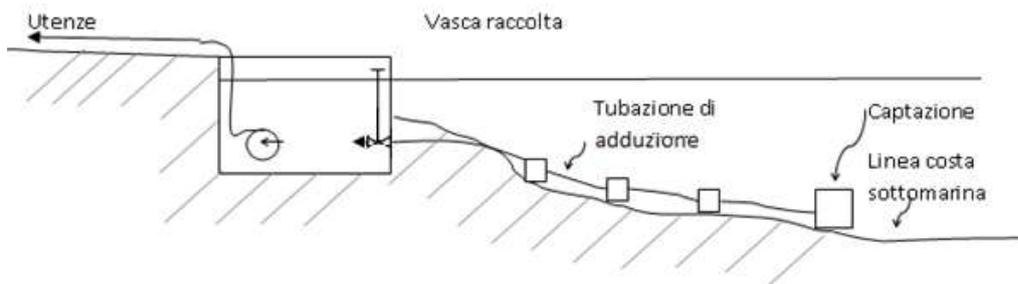
Funzionamento del tutto: immaginiamo di avere le pompe ferme e nessun spillamento dall'autoclave perché le utenze di stabilimento non stanno chiamando. Quando le utenze chiamano, la pressione all'interno dell'autoclave e il volume d'acqua diminuiscono e il livello dell'acqua si abbassa. L'abbassamento di livello fa aumentare il volume a disposizione dell'aria e la pressione dell'aria diminuisce, fino al punto tale che il primo pressostato dà il permesso alla prima pompa di entrare in funzione. Se la portata data dalla pompa è maggiore rispetto a quella chiamata dalle utenze, si avrà un ingresso netto di acqua nell'autoclave, che farà nuovamente aumentare il livello. Non è possibile raggiungere una situazione di regime perché si ha un accumulo. Quando si raggiunge il livello di mezzeria del serbatoio, la pompa si ferma. Se invece la portata erogata dalla pompa è minore della portata chiamata dalle utenze, si ha un decumulo d'acqua nel serbatoio, per cui il livello continua a scendere con una dinamica meno rapida. In questo caso, la pressione diminuisce ancora, il secondo pressostato, al suo valore di set, mette in funzione la seconda pompa. La terza pompa è quella di scorta al gruppo di pompaggio, non dovrebbe mai entrare in funzione. In realtà potrebbe entrare in funzione se il progetto è fatto su dati non certi, oppure se nel tempo lo stabilimento si è ingrandito, ha messo in moto altri impianti e la richiesta d'acqua è aumentata.

misuratore di livello (quello più in alto) fa partire la prima pompa. Se ciò non è sufficiente parte la seconda pompa, poi la terza.

Il volume deve tenere conto del fatto che i motori elettrici che comandano le pompe, sia che si abbia a che fare con un autoclave sia con una torre piezometrica, non devono essere danneggiati. Abbiamo visto i relè. Il relè di bassa pressione è quello a tempo determinato e lavora con un'intensità di corrente del 5-10% superiore a quella nominale, sente il progressivo aumento di temperatura e dopo un determinato tempo toglie l'alimentazione al motore. Se nell'arco di tempo pari ad un'ora, il motore viene acceso per più di 10-12 volte (numero di attacco-stacco massimo nell'arco di tempo) si ha un surriscaldamento pericoloso dei suoi avvolgimenti elettrici. Quindi i volumi sono determinati proprio evitando che l'attacca-stacca delle pompe avvenga più di 10-12 volte in un'ora. Il gruppo pompe deve lavorare in maniera tale che non si surriscaldi, altrimenti il sistema di protezione del motore lo blocca, non lo fa più accendere, e quindi è come se non avessimo la pompa.

Acqua di raffreddamento In uno stabilimento c'è sempre la necessità di asportare dalle apparecchiature di processo l'energia termica che queste producono, perché, se fosse lasciata in loco, farebbe crescere la temperatura fino a valori non sopportabili, potrebbe addirittura mettere in pericolo l'apparecchiatura stessa. Il mezzo di raffreddamento è un'acqua la cui temperatura iniziale dipende dalle stagioni (un po' più calda d'estate, 24-25°C, e un po' più fredda d'inverno, 17°C) e che quando lavora si scalda, asportando energia termica come calore sensibile, e non deve mai aumentare la sua temperatura di un ΔT superiore ai 10-12°C. Il che vuol dire che, se c'è bisogno di asportare molta energia termica, bisognerà usare una portata d'acqua elevata onde evitare di superare il ΔT massimo di aumento della sua temperatura.

Acqua di mare Se lo stabilimento sorge vicino al mare si può usare l'acqua di mare, si utilizza un



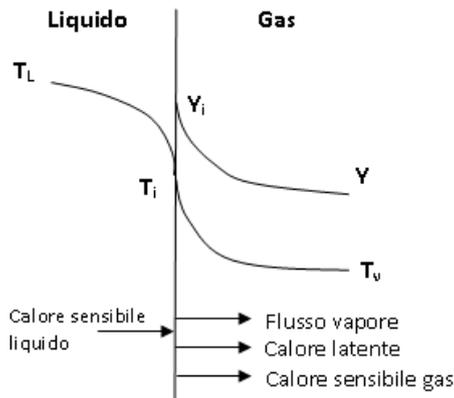
sistema di captazione come quello illustrato in figura.

C'è un tubo aperto ad una certa profondità. I quadratini rappresentano dei pesi che permettono di tenere la tubazione attaccata al suolo. C'è poi una vasca che si affaccia sul mare (una sua parte è immersa nel mare). La vasca rimane sempre piena a livello costante una volta che è aperta la valvola sul fondo (valvola che viene aperta manualmente perché ha uno stelo molto lungo) per il principio dei vasi comunicanti. Nella vasca ci sono due pompe sommergibili (oppure ci potrebbero essere due pompe all'asciutto, fuori dalla vasca, collegate con l'interno di questa con dei tubi). Le pompe alimentano la rete dell'acqua di raffreddamento. Se si usa acqua di mare la rete è aperta, cioè la si usa per il raffreddamento, raggiunge una temperatura al massimo di 30°C, e poi viene nuovamente rimessa in mare, ma in un punto sufficientemente distante rispetto al punto di captazione (onde evitare di prelevare l'acqua calda). Sistemi di questo genere vengono fatti anche

Temperatura dell'aria all'interno della torre: presenta un minimo. La temperatura prima scende, raggiunge un minimo e poi risale. L'aria dà un contributo come calore sensibile a far evaporare l'acqua dalla fase liquida. L'evaporazione dell'acqua avviene non solo per contributo di calore sensibile da parte dell'acqua stessa (quella che si è già raffreddata), ma anche per il contributo dato dall'aria.

Profili di temperatura

a) Parte medio alta della colonna di umidificazione La temperatura di bulk del liquido T_L diminuisce procedendo verso l'interfaccia, fino alla temperatura T_i (che è la temperatura di interfaccia). Contemporaneamente, anche il profilo di temperatura dell'aria è decrescente dall'interfaccia



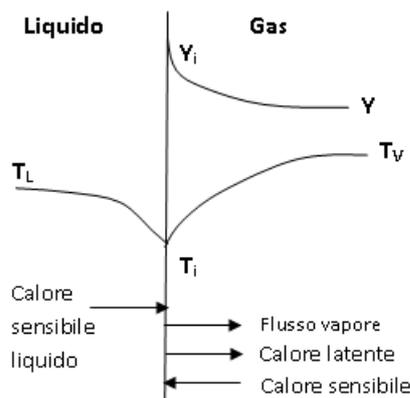
(T_i) al bulk della fase gas (T_v). Se andiamo a vedere come viaggiano i flussi di energia e di materia, vediamo un trasferimento di calore sensibile nella fase liquida dal bulk all'interfaccia. Il flusso di energia termica segue il gradiente di temperatura, quindi il calore sensibile del liquido si orienta dal bulk a temperatura T_L (temperatura

maggiore) verso l'interfaccia a temperatura T_i (temperatura inferiore). Possiamo notare che il flusso di calore sensibile del liquido, portandosi all'interfaccia, causa sia l'evaporazione dell'acqua all'interfaccia, ma scalda anche l'aria. All'interfaccia abbiamo quindi l'evaporazione dell'acqua, la quale evaporando sottrae calore latente al liquido. Tale calore viene poi disperso nell'aria.

Abbiamo poi del calore sensibile che dall'interfaccia va al bulk del gas, sempre per via del gradiente di temperatura ($T_i > T_v$).

Y è usato per indicare la concentrazione, sotto forma di rapporto molare o di massa, dell'acqua nell'aria. La sua concentrazione è elevata all'interfaccia (Y_i) e diminuisce muovendosi verso il bulk della massa d'aria. La quantità d'acqua va infatti a distribuirsi nell'aria, finché assume un andamento costante (Y).

b) Parte medio - bassa della colonna di umidificazione La parte medio - bassa può essere più o meno estesa, a seconda delle condizioni di umidità dell'aria che entra



nella torre. L'aria si umidifica all'interno della torre, quindi se si utilizza un'aria molto umida in ingresso l'acqua non si raffredda. Nel diagramma vediamo che non abbiamo solo la diminuzione della temperatura, quindi trasferimento del calore sensibile da parte del bulk del liquido