Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino

Appunti universitari
Tesi di laurea
Cartoleria e cancelleria
Stampa file e fotocopie
Print on demand
Rilegature

NUMERO : 187

DATA : 13/12/2011

A P P U N T I

STUDENTE : Roberta

MATERIA : Impianti Chimici II - Parte I
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 STUDENTI E NON SONO STATI VISIONATI DAL DOCENTE.
IL NOME DEL PROFESSORE, SERVE SOLO PER IDENTIFICARE IL CORSO.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 3 di 153

Lezione 1: 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 engeneering: 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 cosi 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.

Durante il primo stadio di sviluppo occorre inoltre predisporre:

- il quick estimate design e uno schema di flusso semplificato del processo;
- le tabelle riassuntive delle condizioni operative delle apparecchiature principali;

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 3 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 5 di 153

- 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 benestare 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 tubazione 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 scatoletta 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 del 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 entrante nell'apparecchiatura che in pressione vede 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 sacchi di sabbia), mettendo all'interno delle apparecchiature un fluido che viene portato alla pressione di una volta e mezzo quella di progetto. Si chiama fluido penetrante, sono degli oli

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 5 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 7 di 153

Aspetti particolari nella progettazione

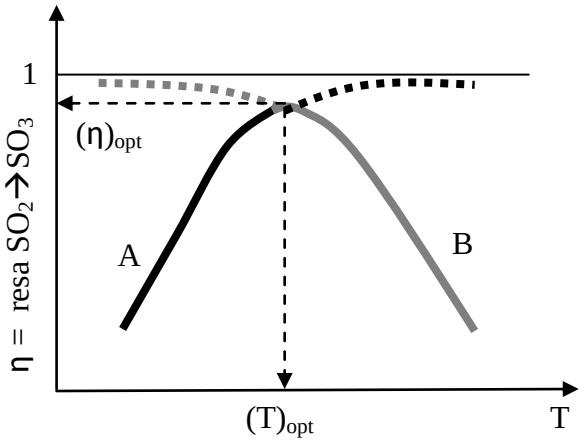
Per arrivare a realizzare il processo bisogna fare dei dimensionamento delle apparecchiature, delle tubazioni e cosi via. C'è modo e modo di progettare le apparecchiature. Questa progettazione comporta spese di denaro a causa della realizzazione e della gestione delle apparecchiature, ma ci interessa anche la produttività di queste: più le apparecchiature sono produttive a parità di materia prima (più prodotto 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 esempi.

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 al 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 temperature, 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.



© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 7 di 153

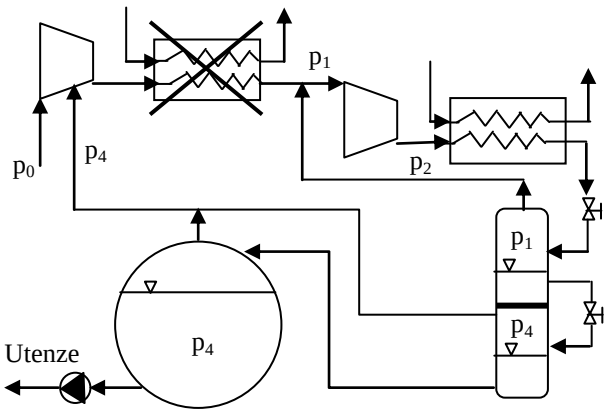
© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 9 di 153

- 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 si 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, la porzione di concentrazione ottenuta nel primo effetto diminuisce e conseguentemente diminuisce il costo dell'energia di riscaldamento che devo spendere nel primo 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 si tre ordini di grandezza minore rispetto alla stessa sostanza allo stato gassoso. Quindi in $1m^3$ 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, quindi inserire un refrigerazione, 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 voglio liquefarlo, mi interessa portarlo ad una pressione tale per cui il suo calore latente di

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 9 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 11 di 153

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'interefrigeratore o no. Posso anche effettuare un'interefrigerazione parziale (non fino alle condizioni di vapore saturo, punto 2c). Quando si fa l'interefrigerazione, 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;
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 si 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'interefrigerazione è l'aumento della portata volumica del gas con conseguente necessità di utilizzare un 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'interefrigerazione, si fanno 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 so 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 p0 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 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 interefrigerazione;
- Condizione limite di sinistra, partenza dal punto 2a arrivo al punto 3a: si fa l'interefrigerazione fino a portare il gas compresso alle condizioni di temperatura di gas saturo.

All'uscita del secondo stato di compressione si fa la condensazione e si arriva sulla curva di liquido saturo, punto 4. Si fa l'espansione da p_2 a p_1. Questo passaggio è rappresentato da una linea retta, nel diagramma termodinamico, che va dal punto 4 al punto 5, in cui abbiamo due fasi, una frazione liquida ed una gassosa. Le proporzioni tra i due si trovano tramite bilanci entalpici o tramite la

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 11 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 13 di 153

- 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 si 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 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 sporcamento 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 bocchelli, in maniera tale da poter spostare l'alimentazione durante la fase di avviamento e poter avere l'esatta corrispondenza.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 13 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 15 di 153

Confronto fra più progetti per lo stesso prodotto

Un progetto si può presentare talvolta quando un'azienda decide di lanciarsi nella produzione di un certo bene. Può trovarsi di fronte alla possibilità di arrivare a quel bene non con un solo processo, ma con due o più processi diversi. Ad esempio nella produzione della formaldeide ho la possibilità di usare tre processi. La formaldeide è un prodotto di partenza per altre sintesi ed è un disinfettante piuttosto potente. In campo medico si usa per la conservazione degli organi.

Per produrre formaldeide si può partire da tre materie prime diverse. I tre processi sono tutti catalitici.

- Deidrogenazione catalitica del metanolo (MeOH): $CH_3OH = HCHO + H_2$
- Ossidazione catalitica controllata (altrimenti brucerebbe tutto) del metano: $CH_4 + O_2 = HCHO + H_2O$
- Sintesi catalitica partendo da una miscela equimolecolare di CO e H (questa miscela si chiama Syngas): $CO + H_2 = HCHO$

Non è facile stabilire a priori il tipo di processo da utilizzare. Bisogna fare un confronto, effettuare la progettazione di ogni processo nei tre stadi (fattibilità, dettagliato e definitivo) in maniera tale da avere il quadro di redditività sufficientemente certo che si ha alla fine del Firm Process Design. Questo ha dei costi enormi, queste operazioni sono svolte da persone con competenze diverse e richiedono del tempo. Sviluppare i tre progetti fino a questo punto ha un costo. È il **metodo rigoroso**, ma per via dei suoi costi elevati non lo segue nessuno.

Si preferisce il **metodo pratico**. Si fa una tabella dove le colonne rappresentano i processi. Le righe della colonna contengono delle considerazioni qualitative, che sono dei fattori tecnici, economici di opportunità e sociali. Per questi fattori si assegna un punteggio (è una tabella a score). Si realizza il progetto a punteggio più alto.

Leggere le slide riguardanti gli aspetti da prendere in esame.

<u>Posizione degli impianti sul territorio</u>: un aspetto molto importante è il numero di possibilità e tipo di mezzi di trasporto da e/o verso lo stabilimento. Uno stabilimento ha uno sviluppo della logistica che è estremamente importante. La logistica è divisa in:

- Logistica in ingresso: relativa all'approvvigionamento di tutte le materie prime che servono al funzionamento dello stabilimento;
- Logistica in uscita: relativa alla distribuzione dei prodotti che lo stabilimento ha fabbricato;
- Logistica interna: relativa alla movimentazione delle materie prime e dei prodotti all'interno dello stabilimento.
- Logistica esterna: relativa alla movimentazione delle materie prime e dei prodotti all'esterno dello stabilimento.

La movimentazione delle materie in ingresso (materie prime) e in uscita (prodotti) dallo stabilimento può avvenire secondo quattro strade:

1- Trasporto su gomma: in Italia purtroppo è troppo sviluppato;
2- Trasporto via ferrovia;
3- Trasporto via mare/fiume;
4- Trasporto mediante tubazione: ad esempio gasdotti.

Se uno stabilimento utilizza uno solo di questi metodi di collegamento con l'esterno, presto o tardi avrà dei problemi. Perché se accade qualche problema ad uno dei due metodi di movimentazione lo stabilimento non riesce più a produrre (ad esempio se si bloccasse il trasporto su gomma per degli scioperi). È saggio avere almeno due strade di movimentazione dall'esterno verso l'interno dello

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 15 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 17 di 153

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** $\rightarrow \mathbf{A_{CI}=A_S-A_{TE}}$ CI= Cash Income. Lorde perché su queste bisogna ancora pagare le tasse.

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

A_{TI}= Income Tax Sono le tasse.

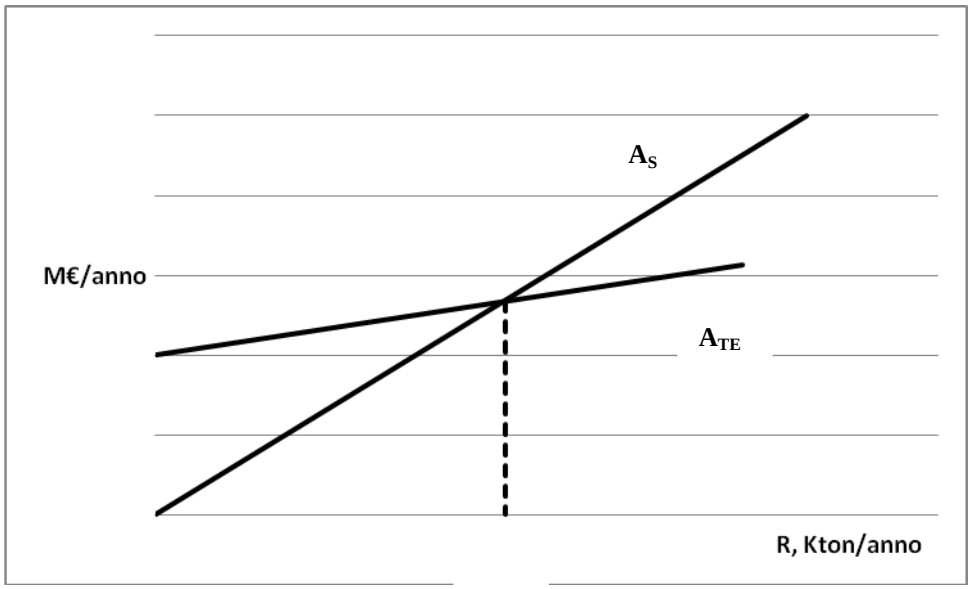
Le **TASSE** sono pagate in base al reddito tassabile, che non è tutto C, ma è la C ridotta da un deprezzamento dell'impianto. Si calcola la quota annua di deprezzamento (sgravio fiscale) A_D, dividendo il capitale deprezzabile per il numero di anni di vita dell'impianto

SGRAVIO FISCALE $\rightarrow \mathbf{A_D = (C_{TC} - S)/N_P}$, con $\mathbf{C_{TC}}$ capitale investito; $\mathbf{N_P}$ 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 solo ancora utilizzabili o vendibili.

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

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



$\mathbf{f_t}$ **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 $\mathbf{A_{CI}}$ positive è necessario che gli impianti lavorino, se poss **Rcri** lla produttività [kton/anno di prodotto] di progetto, ma comunque mai al di sotto di quella critica, che è rappresentata da **Rcri** (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 prodotto/anno. In funzione di tale parametro si riportano il fatturato (a costo di prodotto costante durante l'anno) As e le spese totali $A_{TE.}$

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 17 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 19 di 153

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

Parametri di capitale (kEuro)

$\mathbf{C_{TC}}$ 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'aborto del progetto. Non è un ostacolo enorme se l'azienda convince i finanziatori che il progetto è buono.

$\mathbf{C_{FC}}$ 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
- **engeneering e direzione lavori** di cantiere
- **cassa per gli imprevisti** (scioperi, varianti al progetto, variazione prezzi): fino al 10 % di $\mathbf{C_{FC}}$.

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 $\mathbf{C_{FC}}$; 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%. Si arriva al costo FOB (apparecchiatura consegnata a bordo stabilimento). Se una pompa cosa 100 arriva a 330 – 320.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 19 di 153

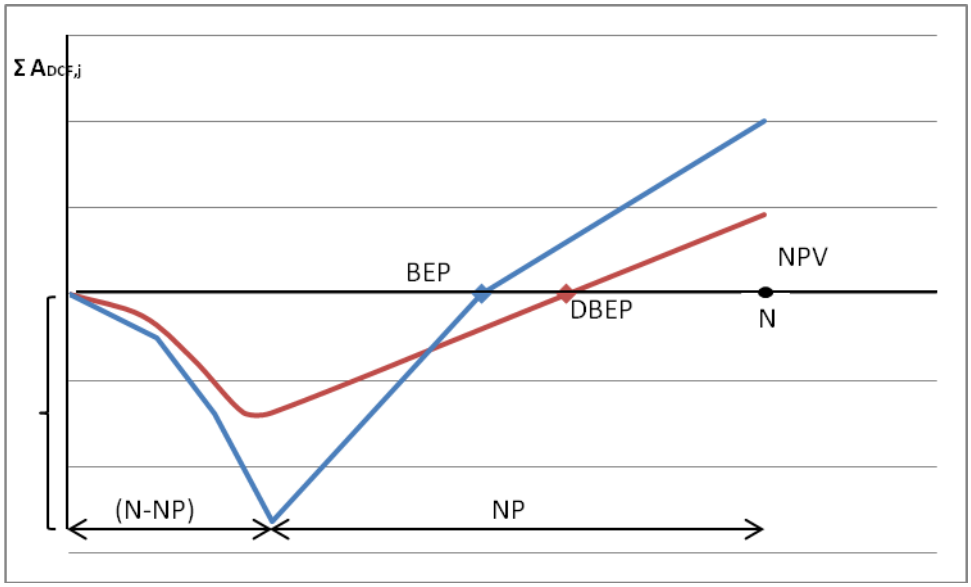
© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 21 di 153

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.



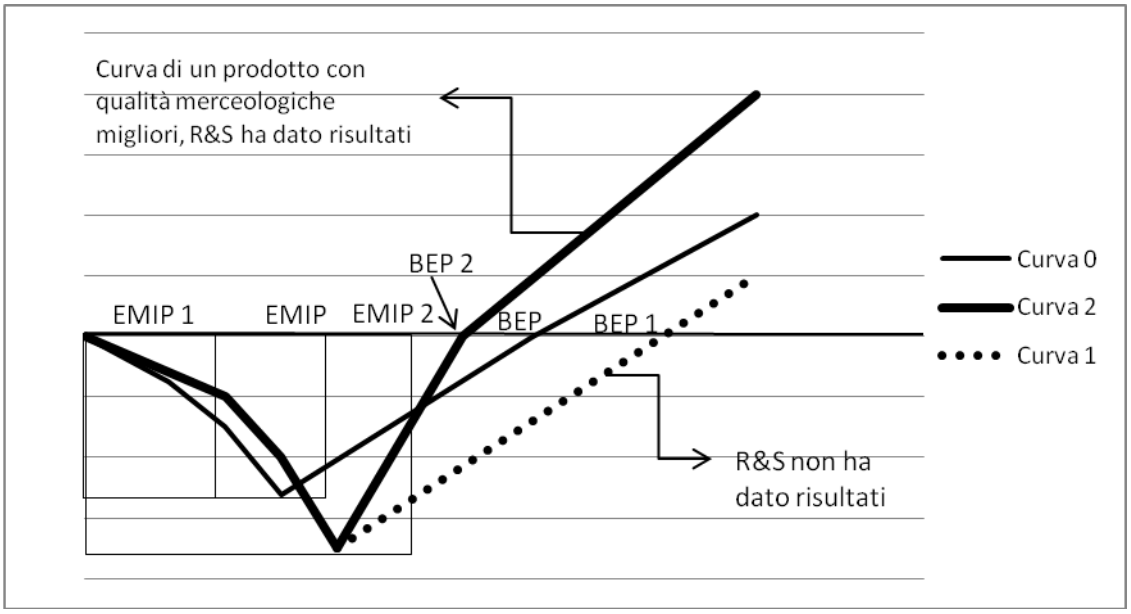
La sommatoria inizialmente è negativa. Parte con una pendenza non troppo elevata: questa è la fase di Ricerca e Sviluppo, che non costa molto, ma può durare un po'. La pendenza diventa via via crescente finché non si arriva alla fine del commissioning (vertice in basso). A questo punto iniziano ad esserci 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 il 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.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 21 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 23 di 153

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.

a) 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)
b) 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.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 23 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 25 di 153

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 = Loan = prestito E = Equity = 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**:

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

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.

E' 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)

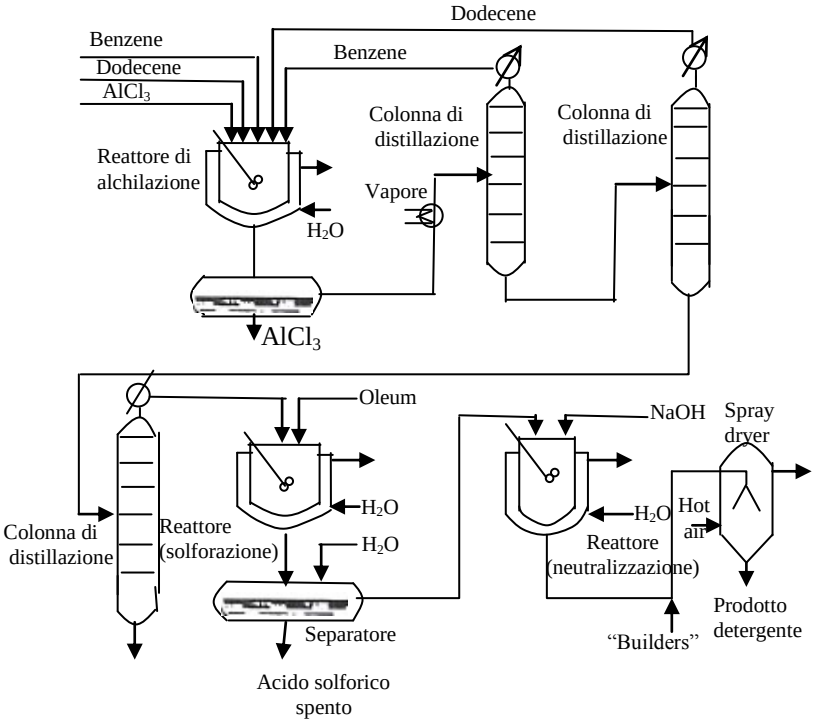
DCFRR > 70 - 80 %/anno per processi della chimica fine (alto valore aggiunto), è per prodotti con basse produttività degli impianti, meno di 10 ktonnellate all'anno. Il prezzo di mercato è enorme (ad esempio il campo farmaceutico). (per le specialità chemical).

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 25 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 27 di 153

Sviluppo quantitativo di un processo

Gli ABS sono tensioattivi anionici (sali sodici degli acidi alchilbenzensolfonici, a metà strada tra commodities e speciality); fra le varie catene alchiliche C_{10} -C_{15} che possono essere introdotte nell'anello benzenico, la più usata per motivi di costo è il dodecene $C_{12}H_{24}$, 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 $AlCl_3$ come catalizzatore.

$C_6H_6 + C_{12}H_{24} \rightarrow C_6H_5\text{-}C_{12}H_{25}$ 45-46°C

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 incamiciato (la solfonazione è esotermica), si introduce l'agente di solfonazione, l'oleum. L'oleum è acido solforico concentrato in cui è disciolta SO_3 (cioè acido solforico a cui è stata tolta un po' d'acqua). Nel caso specifico si ha oleum con 20% in più di SO_3. **$C_6H_5\text{-}C_{12}H_{25} + H_2SO_4 \rightarrow C_{12}H_{25}\text{-}C_6H_4\text{-}SO_3H + H_2O$ 38-60°C**

Poi si scarica il reattore, si aggiunge dell'acqua per separare il prodotto organico solfonato dalla fase gassosa, ottenendo H_2SO_4 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 detersivo usato ad una purezza dell'85%.

$C_{12}H_{25}\text{-}C_6H_4\text{-}SO_3H + NaOH \rightarrow C_{12}H_{25}\text{-}C_6H_4\text{-}SO_3Na + H_2O$ 50-52°C

l 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 rotazione su un piatto, si fa entrare dell'aria calda nell'essiccatore, la quale fa evaporare le goccioline. La produttività annua dell'impianto è di 15 milioni di libbre (6000 t/anno).

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 27 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 29 di 153

Lezione 2: SERVIZI GENERALI – Stabilimento industriale

Leggere bene le slide del capitolo 2, ciò che è riportato è solo qualche aggiunta del professore. Il resto è tutto spiegato molto bene nelle slide.

Lo stabilimento industriale: sua localizzazione

La scelta della localizzazione di uno stabilimento industriale è molto importante non solo per l'azienda, ma anche per il sito geografico prescelto, per le ricadute socio-economiche-occupazionali che un tale evento comporta.
E' basata su una serie di considerazioni di fattori economici, tecnici, climatici, sociali e di sicurezza, che possono essere affrontati, nel caso di comparazione di più siti, con un approccio del tipo "step scoring".
Ad esempio gli stabilimenti petrolchimici sono sempre situati dove c'è la possibilità di arrivo del greggio via mare. Per garantire un flusso di materie preme e di uscita dei prodotti, uno stabilimento deve avere due o tre possibilità di spostamento:

- Via mare;
- Via gomma;
- Ferrovia.

Vedere piantina sulla slide

Le strade interne permettono la movimentazione di persone e merci. Vi è una centrale termoelettrica e un'area di stoccaggio. In delle trincee aperte o in percorsi sollevati (pipe – racks) ci sono le tubazioni
25-30% dello stabilimento è l'area complessiva in cui tutto ciò è collocato. C'è un lago artificiale con riserva d'acqua per interventi antincendio.
Ci sono delle zone vuote: la superficie è maggiore rispetto a quella utilizzata in previsione di una futura possibile espansione. Gli impianti vecchi non verrebbero in questo caso smantellati, costa troppo.
C'è un fiume vicino per avere approvvigionamento d'acqua dolce immediato. Però dall'altro lato della medaglia abbiamo il rischio inondazioni.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 29 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 31 di 153

I generatori di vapore sono di due tipi:

- Generatori a tubi di fumo: i prodotti di combustione cedono calore sensibile all'acqua e passano dentro dei tubi. Il generatore ha uno scambiatore di calore a fascio tubiero dentro il quale passano i prodotti di combustione. Lo scambiatore è immerso in acqua. La portata massima che può sopportare è di 10 t/h. la massima pressione è di 12-15 bar. Sono molto usati nelle centrali termiche di dimensioni non troppo elevate.

Generatori a tubi d'acqua: in dei fasci tubieri è fatta passare l'acqua che viene scaldata dai prodotti di combustione che si trovano all'esterno dei tubi. Sopporta delle portate molto più elevate (100 t/h). Poiché i tubi usati sono di dimensioni inferiori, si può lavorare a pressioni molto elevate (fino al supercritico); per usi di processo hanno il surriscaldatore, e usano qualunque tipo di combustibile, anche carbone polverizzato.

È importante che l'acqua utilizzata non di problemi di incrostazioni nei tubi né di corrosioni, per cui subisce vari trattamenti:

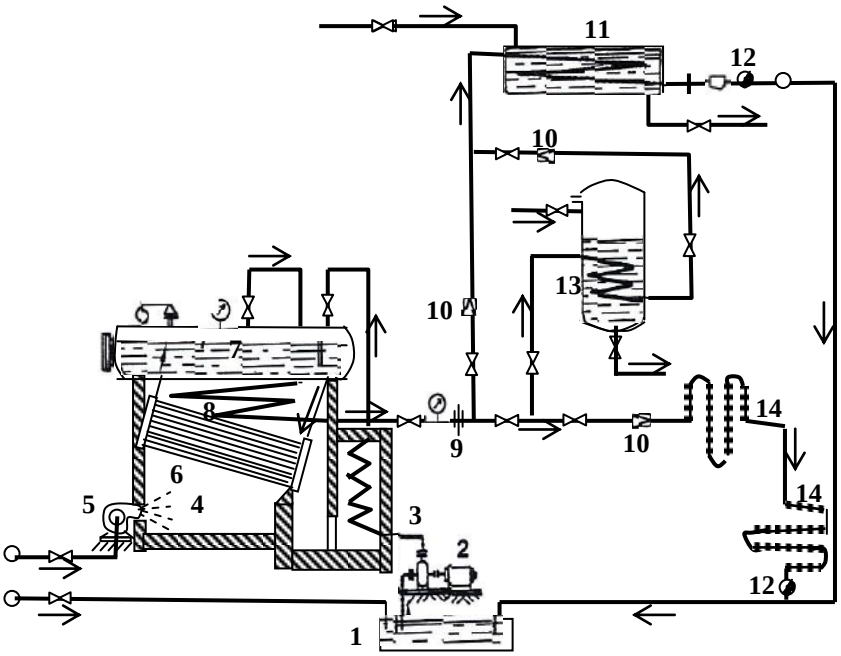
- deferrizzazione e demanganizzazione;
- deossigenazione (termica o sotto vuoto);
- addolcimento e decarbonazione;
- demineralizzazione;
- additivazione di opportuni reagenti chimici.

Schema di una centrale termica con generatore a tubi d'acqua con la rete per la distribuzione del vapore e quella di ritorno condense.

Si distinguono i tre scambiatori di calore specifici: **principale**: funziona sul principio della circolazione a termosifone dal →al corpo cilindrico; **economizzatore**: preriscalda l'acqua alla caldaia; **surriscaldatore**: riduce la formazione di condensa in rete distribuzione.

La pressione di targa e quella del vapore nella rete è garantita dalla pompa di alimento acqua al generatore.

3 Economizzatore
7 Corpo cilindrico
6 Camera alla base della quale avviene la combustione
8 Surriscaldatore
9 Misuratore portata
10 Valvola riduzione pressione
12 Scaricatore condensa

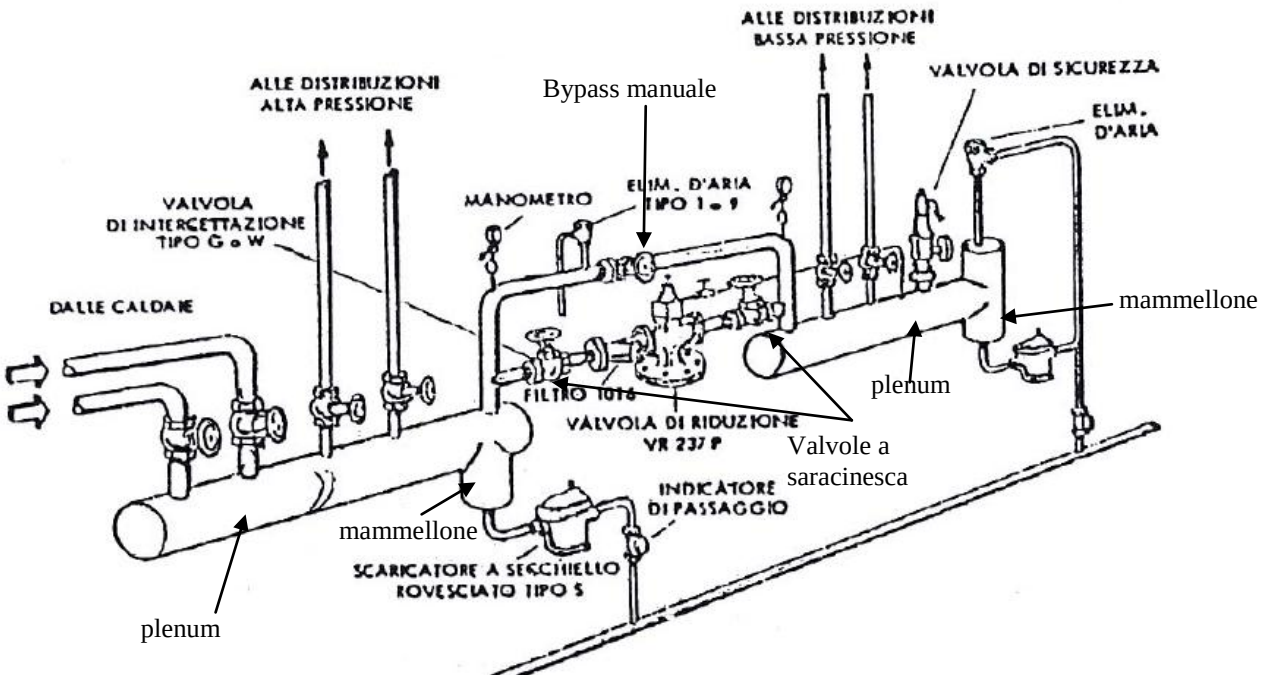


Si parte dalla camera alla base della quale avviene la combustione (6). L'acqua passa in un primo serpentino (8) collegato al serbatoio o corpo cilindrico (7). Al suo interno si trova un liquido in equilibrio di pressione con il

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 31 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 33 di 153

Sistema di riduzione della pressione



Si spilla direttamente dal corpo cilindrico, quindi è necessario ridurre la pressione. Il sistema è costituito da un plenum che è quello dove arriva il vapore ad alta pressione. Questo è il caso in cui ci sono due generatori di vapore, infatti ci sono due stazioni di arrivo. Successivamente troviamo due stacchi per l'utilizzazione di vapore ad alta pressione. La maggior parte del vapore va ad essere ridotto. Il plenum ha un "mammellone" sotto (infatti il plenum non è perfettamente orizzontale, ma è leggermente inclinato). Visto che ci sono dei disperdimenti che causano la formazione di condensa, nel mammellone si raccoglie la condensa in modo tale da non interferire con il vapore. La condensa è mandata agli scaricatori di condensa (che scaricano nella rete di raccolta delle condense). La riduzione di pressione avviene con un'opportuna valvola di laminazione, che ha sia a monte che a valle due valvole a saracinesca. Le valvole a saracinesca servono a chiudere quel ramo per poter smontare la valvola qualora fosse necessario fare della manutenzione. In questo caso non posso non produrre più vapore, infatti c'è un bypass di tipo manuale che si utilizza proprio quando si fa la manutenzione alla valvola di laminazione. La valvola è autoregolante, cioè mantiene sempre al pressione ridotta indipendentemente dalle condizione della pressione a monte della valvola. Se voglio avere 8 bar, dà sempre 8 bar anche se la pressione a monte varia, ad esempio, da 40 a 42 bar. Funziona in modo autonomo, senza nessun intervento esterno. Il vapore ridotto di pressione va a finire nel plenum del vapore ridotto, da cui si staccano le varie partenze alla rete di distribuzione dello stabilimento. Anche questo plenum è munito di mammellone e di scaricatore di condensa, però ha due cose in più che il precedente non aveva:

1- una valvola di sicurezza, che serve a garantire che all'interno del secondo plenum non ci sia una pressione maggiore rispetto a quella desiderata, che è quella in base a cui tutta la rete è stata dimensionata. Se la pressione dovesse salire, la valvola di sicurezza si aprirebbe e scaricherebbe all'esterno.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 33 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 35 di 153

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.
F_I è il fattore moltiplicativo del costo d'acquisto per il montaggio, l'installazione della tubazione. Questo fattore incide per 1,4 sul costo d'acquisto. Se la tubazione costa 10 si spendono altri 14 per montarla.
F_C: le tubazioni sono anche calde (dentro ci scorre il vapore!) quindi vanno coibentate. Il costo della coibentazione incide per il 75% del costo di acquisto del tubo.
L'aggiunta di 1 nelle parentesi tonde c'è perché questi costi vanno sommati a quello dell'acquisto delle tubazioni.
Ma quello che abbiamo è un costo per unità di lunghezza. A noi interessa un costo della rete su base annua.

$$C_I = (1 + F_I + F_C) C_{t,b} \frac{i\,(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \sum_j (L_j D_j^{1,5})$$

Questo valore della tubazione installata deve essere "spalmato" su tutti $\frac{i\,(1+i)^N}{(1+i)^N-1}$ gli anni di vita della rete di distribuzione. Però vogliamo tenere conto anche del fattore di rischio, quindi introduciamo un nuovo coefficiente che si chiama **annualità** che è pari a questo rapporto: che tiene conto di:

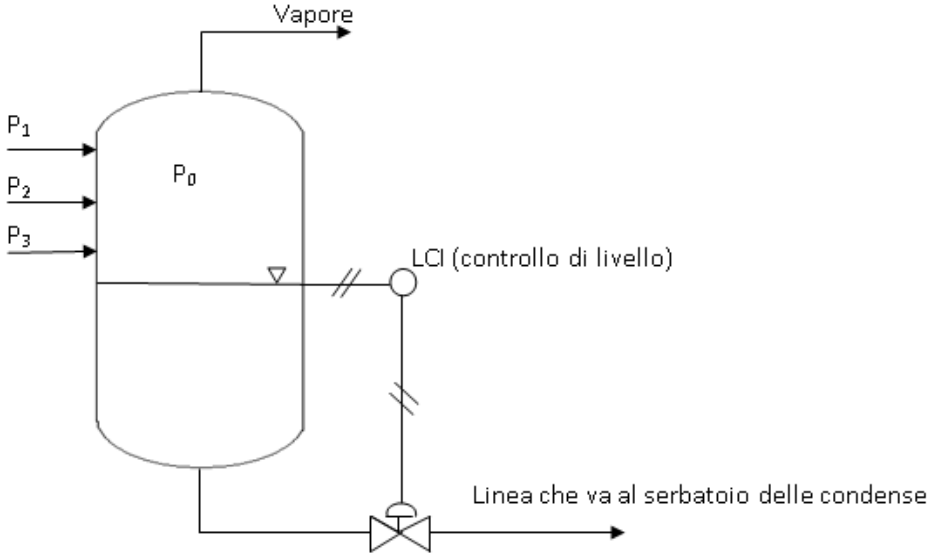
- N = numero di anni di vita produttiva della rete
- i = fattore di rischio dall'8 al 10%.

Se non tenessimo conto dell'annualità, quindi del rischio d'investimento, per una durata di 10 anni dovremmo semplicemente dividere per 10 il costo complessivo della rete. Se invece assumiamo un fattore di rischio del 10 %, per 10 anni di vita, la divisione è 0,163, quindi ho, rispetto alla semplice divisione per gli anni di vita dell'apparecchiatura, ancora un altro 63% in più. Per cui se moltiplichiamo per 10 0, 163 abbiamo 1,63, che è il costo annuo effettivamente deprezzato che spalmato durante tutto l'arco di vita dell'apparecchiatura ed è quello corrispondente ad un costo della rete installata di 1,63. Per avere il costo complessivo devo anche moltiplicare per la sommatoria dei prodotti delle lunghezze j-esime con il rapporto dei diametri elevai a 1,5.
Come costo di gestione si considerano dei costi energetici. Si aggiunge anche la manutenzione ma è un valore costante ai fini della valutazione che vogliamo fare. Nei costi energetici si considera solo il costo dell'energia termica che viene dispersa dalla parete esterna delle tubazione e non dell'energia dovuta alle perdite di carico. Queste non vengono considerate perché, come abbiamo visto nello schema di produzione di vapore, il vapore è già prodotto in pressione e quindi ha energia per circolare. Per questo viene considerato solo il costo dell'energia, cioè di quel vapore e della sua produzione, e della perdita termica tramite le pareti (anche se coibentate) che mi fa condensare un po' di vapore, che una volta condensato non è più utile per trasferire energia termica alle utenze di processo. Tenendo presente questo, come faccio ad esprimere questa energia persa? Devo determinare il calore perso, dato dalla superficie di disperdimento (π L_j D_j)per il coefficiente globale di scambio per il ΔT, la forza spingente della temperatura data dalla differenza tra la temperatura del vapore all'interno della tubazione e quella dell'ambiente esterno. Il tutto è espresso in una sommatoria, perché questo calcolo è esteso a tutte le reti, moltiplicato per il numero di secondi di funzionamento della rete per tutto l'anno e del costo di produzione dell'energia termica (C_W) da parte del generatore di vapore (è qui che consumo denaro, produco del vapore che poi la

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 35 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 37 di 153

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 chiuso, ma aperto all'atmosfera. Quindi al suo interno c'è la pressione atmosferica, la condensa dovrà partire dalla pressione cui viene rilasciata e arrivare nel serbatoio delle condense dove laminerebbe, si porterebbe dalla pressione di rilascio a quella atmosferica. Però nelle tubazioni della rete delle condense ci sono le perdite di carico che equivalgono ad una laminazione continua del flusso di condensa dentro la rete. Laminazione vuol dire però trasformazione di una parte della condensa in vapore a pressione più bassa. Quindi, quando il vapore, che viene rilasciato a 8 bar, arriva sotto forma di condensa dentro le condense, se non ci fosse un dispositivo all'interno, la condensa si espanderebbe da 8 bar (circa 180°) fino a raggiungere la pressione atmosferica, provocando formazione di vapore e perdita di calore latente (perché da 180° si passa a 100°, perdendo cascame termico) e condensa. Non solo, ma visto che la rete non è una valvola di laminazione, la condensa perde pressione a causa delle perdite di carico che ci sono nella rete, quindi quest'evaporazione è un'evaporazione che avviene di continuo. All'interno delle tubazioni della rete di condensa non si ha un flusso liquido, ma un flusso bifasico. Basta un'evaporazione del 2% della massa totale delle condense per avere una quantità enorme di vapore come portata volumica (c'è un'elevata differenza tra i volumi specifici). In presenza di un flusso bifasico, in una tubazione si possono avere tutta una serie di regimi. Alcuni sono molto pericolosi, soprattutto quando il vapore trascina il liquido in forma di goccioline (vedi i colpi d'ariete prima menzionati). Le goccioline scalzano lo strato superficiale denudando uno strato più profondo. Questa corrosione è molto pericolosa. Bisogna evitarla, dimensionando le tubazioni della rete delle condense in modo opportuno. Gli Americani hanno reso risolto bene il problema in una soluzione grafica facilmente utilizzabile per determinare il diametro della tubazione della rete delle condense. Visto che il vapore si forma, si preferisce non buttarlo via, ma trasformarlo in vapore di bassa pressione (di 2 o 3 bar che condensa a 120°C). Questo può essere usato come cascame termico, quindi non un mezzo riscaldamento elevato come livello di temperatura, ma che permette di realizzare impianti frigoriferi ad assorbimento. Questa depressurizzazione del vapore è quindi un recupero di energia termica che altrimenti andrebbe gettata via. La rete si sviluppa parallelamente a quella del vapore tecnologico, lavora a bassa-modesta pressione, è coibentata per contenere le perdite di calore.



Barilotto flash condense, serve a laminare il vapore a una pressione p_0. Questo vapore prodotto è poi utilizzato nello stabilimento come cascame termico. Naturalmente anche il barilotto è correlato con un sistema di recupero della condensa che si forma.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 37 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 39 di 153

Si entra nel grafico tramite le ascisse usando la velocità con cui la condensa viaggia nelle condotte (5000 ft/min) diviso la portata di condensa che ci passa dentro (lb/h) a sua volta ridotta di 100 volte. Questo parametro si chiama f_C.

$(f_C)_{pat} = 5000/(W_C \cdot 100)$.

Se $p_0 = p_{atm}$, agisco così

Uso f_C per entrare nel diagramma con una verticale, e traccio un'orizzontale dalla supply pressure presente in ordinate, la pressione alla quale la condensa si trova prima di entrare nel barilotto. Trovo un punto che, per intersezione o con un'interpolazione per eccesso, individua la tubazione che deve avere la condotta di arrivo della condensa. L'intersezione tra l'orizzontale e la verticale cade tra due curve che rappresentano la misura della tubazione, ma si tende a prendere la tubazione con diametro maggiore, perché il sistema è un po' "tirato" e tende a dare misure più piccole.

$$f_C = \frac{5000}{W_c \cdot 100} \rightarrow valore\ empirico\ con\ cui\ entro\ con\ una\ verticale\ nel\ diagramma$$

entrando in ascisse con f_C e in ordinate con p_S, si determina per eccesso la tubazione al punto di intersezione.

Il vapore prodotto a pressione atmosferica ha un calore latente molto alto, ma ha una temperatura di condensazione di 100°C che, dal punto di vista industriale, è piuttosto modesta. Se il barilotto lavora a pressione atmosferica agisce come il serbatoio di condensa.

Recupero il cascame termico per produrre un fluido di sevizio per evitare di spendere altra energia primaria. Questo diagramma funziona così se $p = p_{atm}$.

Per p_0 > press atmosferica bisogna valutare il fattore di scala f_S

Se voglio valorizzare quel vapore come cascame termico che posso produrre, a $p_0 > p_{atm}$, devo fare delle considerazioni prima di utilizzare il diagramma. Non ha senso mettere $p_0 = p_{atm}$ se il barilotto è subito prima del serbatoio delle condense e io voglio produrre cascame termico. Il vapore che esce della testa del barilotto dovrà essere almeno a 3-4 bar. Naturalmente avrò bisogno poi di un altro flash per scendere alla pressione atmosferica. Il diagramma SARCO si utilizza in modo analogo a prima, ma si entra con un nuovo parametro di f_C, detto f_C^* o $(f_C)_{po>patm}$

Se $p > p_{atm}$ si usa il FATTORE DI SCALA, f_S

$$f_C^* = \frac{f_C}{f_S} = \frac{5000}{f_S \frac{W_C}{100}}$$

$f_C^* > f_C$ perché f_S è < 1, quindi la tubazione che si ha è di dimensione maggiore.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 39 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 41 di 153

Come si calcola f_S

Il diagramma SARCO è un aiuto, ma il valore di f_S può essere calcolato. Faccio un bilancio entalpico al barilotto, chiamando α la frazione di condensa che per flash si trasforma in vapori. Facendo questo bilancio si trova $h_{P,S}$ (=entalpia della condensa alla pressione di arrivo nel barilotto)

$h_{p,s} = \alpha H_{P_0} + (1-\alpha)_{h_{P_0}}$ H_{P0}= entalpia del vapore saturo a p_0

h_{P0} = entalpia del liquido saturo alla stessa p_0

h_{Ps}= entalpia del liquido entrante alla pressione di supply

Sono in grado di calcolare α

$$\alpha = \frac{(h_{p,s}-h_{p0})}{(H_{p0}-h_{p0})} = \frac{(h_{ps}-h_{p0})}{\lambda_{p0}}$$

Dove ricordiamo che p_s è la pressione immediatamente prima della laminazione e p_0 quella immediatamente dopo. λ_{p0} è il CALORE LATENTE del vapore alla pressione dopo la laminazione (pari alla differenza di entalpia vapore-liquido alla suddetta pressione).

Mi interessa sapere il flusso di calore, quindi devo poter valutare il flusso volumico di vapore prodotto. Questo lo ottengo se moltiplico α per il volume specifico che ha il vapore alla pressione di produzione p_0

$$\alpha\ V_{p0} = \frac{(h_{ps}-h_{p0})\ V_{p0}}{\lambda_{p0}}$$

In particolare posso fare questo bilanci quando p_0 è pari alla pressione atmosferica (a cui è stato ricavato il diagramma della SARCO). Alla pressione atmosferica ho:

V_{Pat} =27.3 ft^3/lb

λ_{Pat} = 990 Btu/lb [Btu = British Termal Unit]

h_{Pat} = 180 Btu/lb

Faccio il rapporto tra due portate volumiche, una a $p_0 > p_{atm}$ e l'altra a p_{atm} e ottengo il fattore di scala.

$$f_s = \frac{\lambda_{patm}(h_{ps}-h_{p0})\ V_{p0}}{\lambda_{p0}\ (h_{ps}-h_{patm})V_{patm}} \qquad f_s = \frac{36.2\cdot(h_{p_s}-h_{p_0})\cdot V_{p_0}}{\lambda_{p_0}\cdot(h_{p_s}-180)}$$

Questo rapporto è < 1 perché il calore latente a p_{atm} è maggiore di quello a $p>p_{atm}$.

Man mano che si aumenta la pressione λ diminuisce.

$\frac{V_{p0}}{V_{patm}} < 1$ perché il volume specifico diminuisce se la pressione aumenta.

Idem per i rapporti entalpici $\frac{(h_{ps}-h_{p0})}{(h_{ps}-h_{patm})} < 1$

C'è una perdita di entalpia del liquido saturo all'espansione.

Quindi alla fine ho due rapporti <1 e uno >1

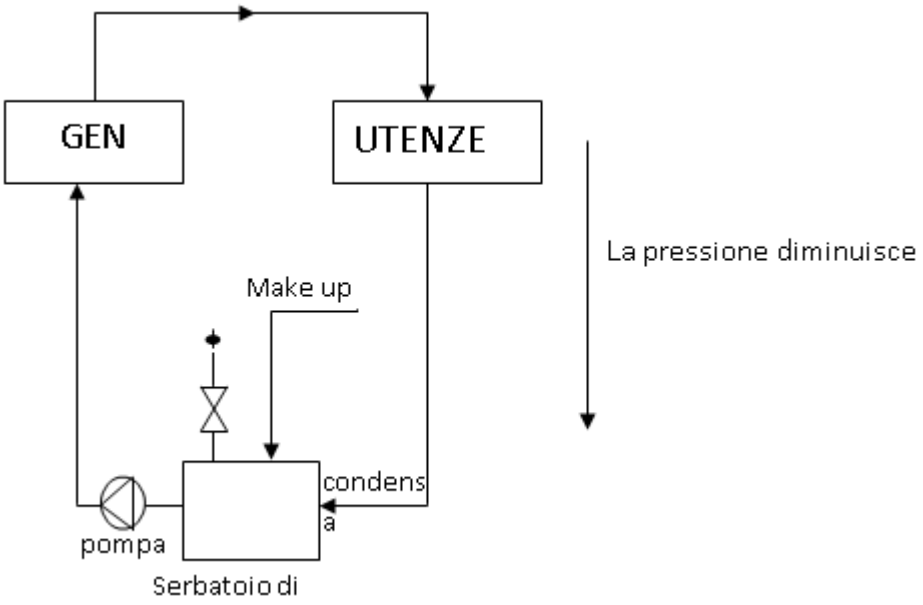
© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 41 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 43 di 153

MAKE-UP

L'acqua di condensa si recupera tramite il make up, usando un radiatore (scambiatore di calore che funziona ad aria).

Ad esempio, il radiatore dell'automobile sfrutta il convogliamento dell'aria quanto l'auto è in movimento, una ventola quando è ferma.



Nel serbatoio di condensa la pressione può arrivare al valore di quella atmosferica (c'è una valvola di laminazione).

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.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 43 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 45 di 153

Centrale ad olio diatermico

Schema dell'impianto fatto con riscaldatore a fiamma. L'olio potrebbe dare dei problemi ad alte temperature per via delle morchie che si vengono a formare. Se le morchie rimanessero come sostanze insolubili, nell'olio ci sarebbe un intasamento che potrebbe causare la perdita di certe proprietà dell'olio, ad esempio la capacità di riscaldamento. Non ci deve essere rame sulle superfici dell'impianto, perché è un ottimo conduttore termico.

Barilotto di espansione: tiene in pressione la rete. È messo in alto, anche qualche metro rispetto al livello maggiore della rete di distribuzione. Tiene in pressione tramite il battente di liquido. Nel vaso di espansione si hanno temperature non troppo elevate, 50 – 55°.

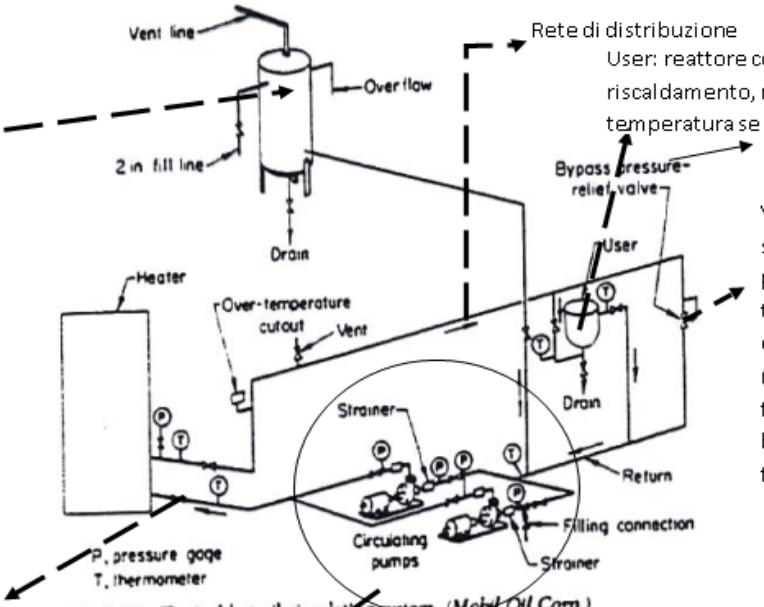


FIG. 9-87 Typical hot-oil circulating system. (Mobil Oil Corp.)

Rete di distribuzione

User: reattore con camicia di riscaldamento, mantiene l'olio in temperatura se non è richiesto

Valvola di bypass: se l'utenza richiede poca energia termica, la portata è data dalle pompe (quindi la portata è fissa), la valvola di bypass regola il flusso.

Ramo ad alta pressione

C'è una pompa che fornisce la circolazione dell'olio diatermico. Nello schema ce ne sono due perché non si può correre il rischio di avere il blocco della pompa e quindi la fermata del flusso di olio diatermico, soprattutto nei serpentini di riscaldamento, perché la temperatura potrebbe salire e , essendo l'olio infiammabile, potrebbe essere pericoloso. Quindi si mettono due pompe, una di riserva all'altra, di modo che se si rompesse una, l'altra possa entrare in funzione. Inoltre le pompe "spingono" nel serpentino, sono in mandata e non in aspirazione. Così anche se nel caso si fermassero tutte e due le pompe, la sicurezza del sistema blocca anche il flusso di combustibile al bruciatore della caldaia, ma essendo le pompe in mandata c'è ancora un po' di pressione da far fluire ancora un po' il fluido in maniera tale da non lasciarlo fermo nelle superfici calde del serpentino della caldaia.

Questo particolare olio minerale ha un'elevata solubilità verso due prodotti che si possono creare nell'olio:

1) le morchie che si possono creare per degradazione termica;
2) l'olio può reagire con l'ossigeno (a T più elevata aumenta la cinetica di questa reazione) e dare un prodotto ossidato che è allo stato solido.

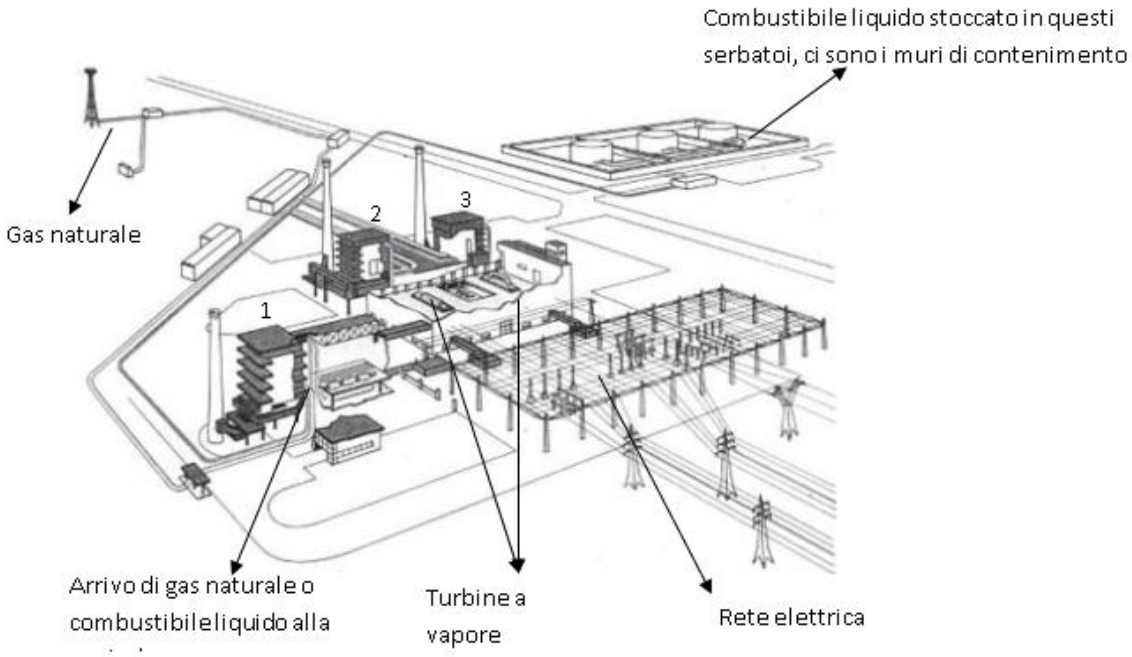
Entrambi questi solidi (prodotto di decomposizione termica, prodotto di ossidazione) sono solubili nell'olio, il che è un bene perché se rimanessero solidi potrebbero dare dei tappi nelle tubazioni. In particolare l'ossidazione dell'olio da parte dell'ossigeno è catalizzata dal rame. Il rame è molto usato nelle superfici di scambio termico, per la sua elevata conducibilità termica, ma nel caso di un circuito a olio diatermico il rame non si può e non si deve usare. L'ossidazione avviene nel vaso di

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 45 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 47 di 153

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.

Schema di una centrale industriale di cogenerazione



Ci sono tre centrali termoelettriche (numerate con 1,2,3 nel disegno). C'è la possibilità di doppia alimentazione:

1) tramite combustibile liquido;
2) mediante gas naturale.

Sia la parte liquida (linee nere) che il gas naturale (linee chiare) arrivano alle centrali.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 47 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 49 di 153

Infatti il valore f_C dell'energia elettrica è 4 volte quello dell'energia termica. Se consideriamo i sistemi total energy, calcoliamo le efficienze economiche per i due tipo di generazione (separata e cogenerazione) come
$\bar{\eta} = (f_C*P_E+Q_H)/P_{comb}$

Per i sistemi Total Energy: $\bar{\eta}$= (4*30+50)/100=1,70
Per la generazione separata: $\bar{\eta}$=(4*30+50)/(100+61)=1,06
È chiamata efficienza, ma ha valori maggiori di 1. Non ha a che vedere con il concetto classico di efficienza, anche se è chiamata così.

I sistemi total energy hanno un'efficienza maggiore, ma ci sono degli svantaggi:

1- Hanno un elevato costo come impianto primario, quindi necessitano di elevati finanziamenti;
2- Gli impianti sono molto complessi, quindi sono sostenibili dal punto di vista della realizzazione soltanto quando si hanno potenzialità consistenti.;
3- Il personale deve essere molto qualificato per manutenzione e gestione essendo impianti complessi;
4- C'è una difficoltà a regolare gli impianti a carichi inferiori rispetto al carico di targa (valori per cui sono progettati). C'è una variabilità nella richiesta di energia, quindi bisogna progettare un valore di carico di targa ottimale.

Come possiamo classificare gli impianti di cogenerazione total energy system di energia elettrica e termica? La classificazione tiene conto dell'ordine con cui le due forme d'energia vengono prodotte e ovviamente quella più pregiata è quella elettrica. Quindi è in base a quando viene prodotta questa che si dà il nome alla modalità di produzione. Se viene prodotta prima l'energia elettrica abbiamo dei **cicli di testa (topping cycles)**. Viceversa se produco prima l'energia termica e poi quella elettrica (il che succede raramente) i cicli cogenerativi sono detti **cicli di coda (bottoming cycles)**. Questo succede solo in certe industrie (siderurgica, petrolifera, del cemento ecc) dove è necessario per l'ente di processo fornire energia termica ad alta temperatura, 500-600°C. Ciò che rimane è usato per produrre energia elettrica. Non si ha una produzione di vapore, in genere si ha riscaldamento diretto tra i fumi prodotti dalla combustione del combustibile primario e le superfici di scambio termico del sistema di processo. Quindi questi fumi lasciano lo scambiatore di calore che sono ancora caldi e vanno a produrre vapore che poi viene fatto espandere in turbina. Nel caso dei cicli di testa tradizionali si produce invece un vapore tecnologico, che al massimo può arrivare a 180°C.
Per caratterizzare questi sistemi si usano dei parametri:

1) <u>Efficienza del generatore di vapore</u>: rapporto tra l'energia termica disponibile dalla combustione e l'energia chimica prodotta dalla combustione del combustibile primario. Deve valere almeno 85% per aver un buon generatore. $\eta_G=P_{disp}/P_{comb}$. Si parte con dei valori già molto alti. Il generatore di vapore è nient'altro che una grossa caldaia, al pari di quelle usate nei condomini. Addirittura oggi si usano delle caldaie a condensazione in cui i fumi escono ad una temperatura di qualche decina di gradi superiore alla temperatura ambiente (dai 40 ai 70°C) per sfruttare il calore latente di condensazione dell'acqua prodotta dalla combustione. Questo non avviene nei grandi generatori industriali, perché altrimenti non si

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 49 di 153

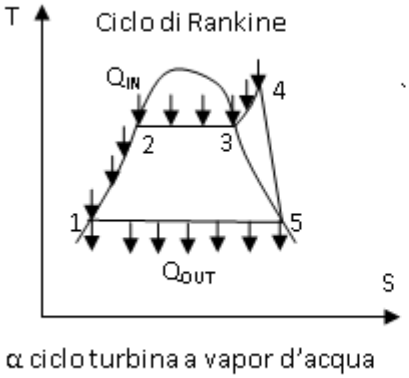
© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 51 di 153

Cicli termodinamici di base per la cogenerazione

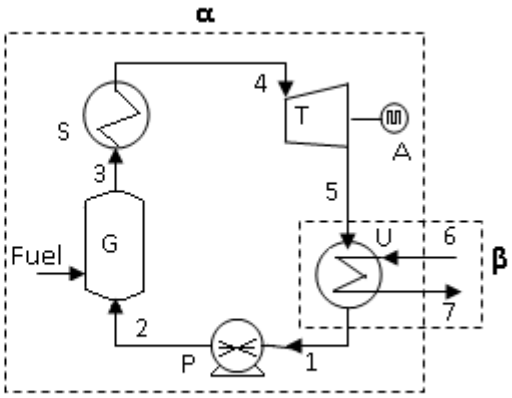
Sistemi di cogenerazione che si possono usare:

Ciclo con turbina a vapor d'acqua, ciclo Rankine

Diagramma termodinamico



Schema di flusso dell'impianto

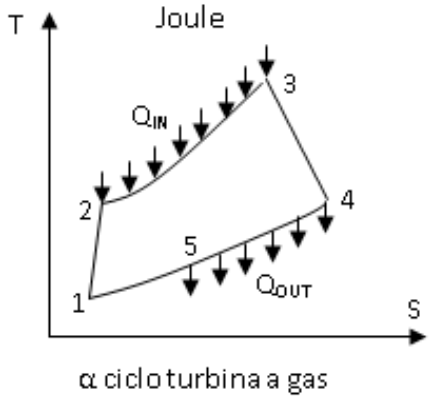


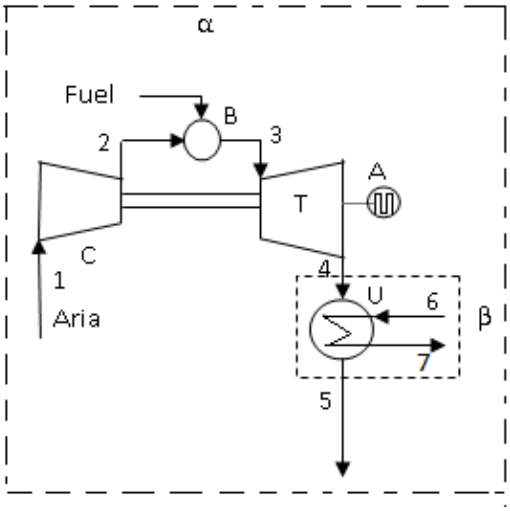
α = ciclo relativo alla produzione di energia elettrica.
T = turbina elettrica in cui il vapore si espande
A = alternatore asincrono
U = utenze
β = ciclo di produzione dell'Heat
P = pompa che rialimenta
S = surriscaldatore, fa parte del generatore
Si parte dal punto 1, dove ci sono le condense (il vapore viene utilizzato a ciclo chiuso). Costa preparare l'acqua per portarla alle condizioni necessarie per essere alimentata al generatore di vapore. Il generatore di vapore produce vapore ad una quarantina di bar, quindi le caratteristiche chimico-fisiche dell'acqua di alimentazione al generatore devono essere piuttosto spinte. La preparazione dell'acqua ha un certo costo poiché questa non deve dare problemi di corrosione, incrostazione eccetera. Per cui il vapor d'acqua è utilizzato a ciclo chiuso di modo da non dover ripetere il trattamento dell'acqua in continuazione. La condensa del vapore aveva già subito il trattamento prima di essere alimentata per la prima volta al generatore. L'unica alimentazione dall'esterno è quella che deve sopperire alle inevitabili perdite dell'impianto (i cicli chiusi hanno sempre delle perdite purtroppo). Al punto 1 dello schema di flusso troviamo le condense che ritornano dal ciclo chiuso, con eventuale reintegro. C'è una pompa che mette il sistema alla pressione del corpo cilindrico. Le condense vanno al generatore di vapore G, dove arriva il combustibile primario fuel, che viene bruciato mette a disposizione l'energia chimica dell'ossidazione per combustione. Poi si va al surriscaldatore (S), il vapore viene fatto espandere in una turbina (T). Dalla turbina il vapore esce ad una pressione tale da potere essere utilizzato come vapore tecnologico, tra i 7 e i 9 bar, e va negli scambiatore di calore delle utenze, indicati nello

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 51 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 53 di 153

Ciclo con turbina a gas, ciclo Joule





C = compressore
B = bruciatore, aumenta la temperatura, produce fumi
A = alternatore sincrono.

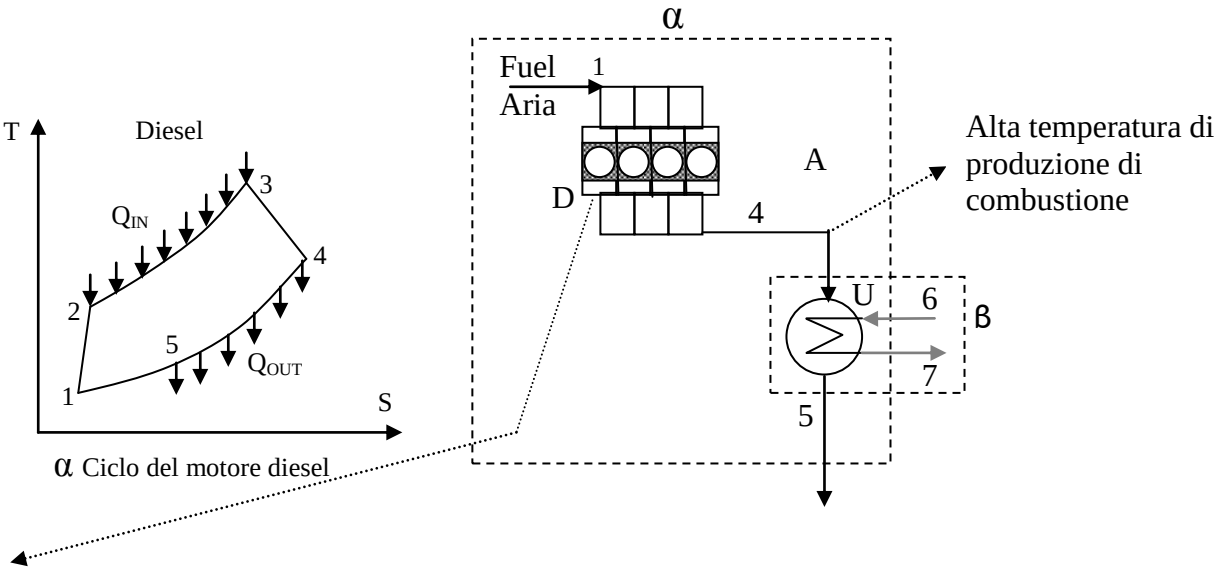
Si usa la turbina perché è una macchina in grado di produrre energia meccanica mettendo in rotazione una albero. Se a quest'albero si accoppia una macchina (che si chiama alternatore sincrono) in grado di convertire l'energia meccanica in elettrica, dai morsetti dell'alternatore si ottiene energia elettrica. L'energia meccanica rotante è ottenibile anche con una turbina a gas. A differenza della turbina a vapore faccio espandere un gas. Se ho un gas e non più un vapore sarò lontano dalle curve di saturazione. Quindi si parla di ciclo Joule e non più Rankine. In genere si cerca di usare il gas meno costoso e più disponibile che esista, cioè l'aria. Quindi si parte dall'aria alla pressione e temperatura ambiente. Questa viene compressa nel compressore C (da punto 1 a punto 2, si passa da un'isobara ad un'altra posizionata più in alto nel diagramma termodinamico).
Come notiamo dal primo grafico, man mano che la temperatura aumenta le isobare si fanno più divergenti. Si arriva all'isobara di rilascio del compressore. Qui però l'aria, pur essendo in pressione, non ha un contenuto entalpico adeguato, perché è a bassa temperatura, perciò la si riscalda, utilizzando una parte di combustibile e la stessa aria come comburente. La si porta così, a pressione costante, ad una temperatura che sia la più elevata possibile. Oggi si producono turbine che accettano come aria in ingresso, quindi prima dell'espansione, ad una temperatura di 1000, 1100 °C (si capisce quanti problemi di resistenza meccanica dei materiali, soprattutto dovuto al fatto che le pale della turbina non sono statiche, ma in rotazione). Lo si fa perché, a parità di pressione, più aumenta la temperatura, più le isobare divergono e quindi conseguentemente aumenta l'entalpia disponibile per lo sfruttamento della turbina. L'aria compressa e riscaldata viene mandata in turbina, qui si espande (dal punto 3 al punto 4) e produce l'energia meccanica (A è l'alternatore).
I prodotti della combustione hanno composizione praticamente uguale a quella dell'aria, perché la combustione avviene in condizioni lean, cioè in eccesso di comburente rispetto al combustibile. L'aria rilasciata dalla turbina è ancora calda, quindi è in condizioni tali da poter essere utilizzata per sfruttare il suo calore sensibile come energia termica. La differenza nel ciclo β tra una turbina a

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 53 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 55 di 153

Ciclo con motore a combustione interna tipo diesel

È le terza soluzione impiantistica.



C'è una serie di motori diesel in parallelo (danno più flessibilità)

C'è un motore a combustione interna (o di più a seconda di quanta energia meccanica è necessario produrre), alimentato da diversi tipi di combustibile. Si cerca di usare combustibili a minor costo, si esce dal motore diesel (punto 4), i fumi di combustione sono caldi e vanno in un generatore di vapore dove si produce il vapore tecnologico. Il motore diesel comprime l'aria, al suo interno viene iniettato il combustibile che fa avvenire la combustione e l'aumento di temperatura. La pressione prodotta all'interno è usata per far muovere il pistone, tramite un sistema biella manovella (che in questi sistemi è detto "sistema a collo d'oca), si traduce l'energia in un moto rotativo che poi fornisce energia meccanica all'alternatore. All'interno del motore si verifica tutto il passaggio dal punto 1 al 4. Anche qui vediamo che il riscaldamento è dovuto ad uno scambio di calore sensibile (il diagramma delle temperature è del tutto analogo a quello visto nel ciclo Joule).
I motori diesel lavorano al 14 – 15 %, per minimizzare la produzione di ossidi di azoto. Non arrivano mai a grosse portate.

Differenze tra i vari impianti

Turbine a vapore d'acqua: danno grandi e medie potenze. Sono utilizzate per applicazioni di base.
Turbine a gas: hanno potenze leggermente inferiori, vengono usate per applicazioni di punta.
In realtà c'è poca differenza tra questi due tipi di turbina.
Cicli con motori diesel sono impiegati per potenze medio - basse. Sono quindi utilizzabili per qualsiasi tipo di carico, anche quando nello stabilimento sono richiesti dei picchi di energia elettrica piuttosto consistenti. I motori diesel sono utilizzati come gruppi di riserva, per situazioni di black out. Però non sono cogenerativi, nei casi di black out sono usati solo per produrre energia elettrica.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 55 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 57 di 153

Tipi di impianti di cogenerazione

Le **turbine a vapore** possono essere di due tipi:

1- a contropressione o non condensing: sono quelle in cui la portata di vapore alimentata è la stessa (come massa) che esce allo scarico della turbina. Per produrre vapore tecnologico deve uscire ad una pressione adeguata. Possono essere utilizzate sia per cicli di testa che di coda.

P_E = 20 - 200 MW →potenza prodotta

R = 0,05 - 0,2 costante. Quando si progetta questo gruppo si decide la R in fase di progetto. Il valore non può essere più cambiato, per questo R è costante.

2- a estrazione -condensazione (extraction-condensing turbine):serve per rendere più flessibile la macchina. È Usata solo per cicli di testa. La portata di vapore in uscita è inferiore rispetto a quella in ingresso, perché una parte della portata di vapore viene spillata dalla turbina in una posizione a cui corrisponde una pressione del ciclo di espansione adatta per immettere il vapore nella rete tecnologica dello stabilimento. Queste turbine ad estrazione sono molto più flessibili perché, a seconda delle esigenze di riscaldamento richieste dalle utenze, si può estrarre più o meno vapore. Conseguentemente R diventa variabile. Producono potenze maggiori e R, oltre ad essere variabile, ha anche un valore maggiore.

P_E = 30 - 300 MW

R = 0,2 - 0,7 variabile

Turbine a gas: sono impiegate sempre per cicli di testa. Possono essere turbine a ciclo aperto semplice a ciclo aperto combinato.

A ciclo aperto l'aria viene utilizzata nel ciclo e poi viene scartata.

A ciclo chiuso: invece che l'aria si usano particolari gas. Se li gettassi via inquinerei e avrei un costo nel non recuperare il gas.

Per i cicli aperti:

P_E = 10 - 85 MW sono potenze più basse

R = 0,3 - 0,35 , anche questo più basso

Per i cicli chiusi

P_E = 5 - 350 MW,

R = 0,4 – 1 valori di R e P_E più elevati. R è variabile anche qui.

Per i **cicli combinati** dipende con quale tipo di turbina a vapore accoppio il ciclo (a contropressione o ad estrazione). Questo mi vincola nella flessibilità che il Power to Heat Ratio può avere. Se è a contropressione R è costante, con turbina ad estrazione rendo più variabile tutto R dell'impianto.

Motori a combustione interna (Diesel): usati sempre per cicli di testa

P_E = vari MW

R = 0,6 - 0,85 abbastanza variabile, l'energia elettrica è favorita rispetto alla termica (R più elevato).

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 57 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 59 di 153

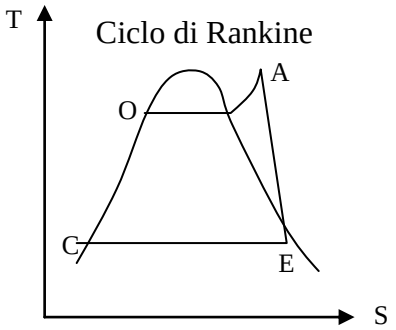
Ci sono inoltre note tutte le portate e i parametri termodinamici del ciclo.

Grado di recupero β

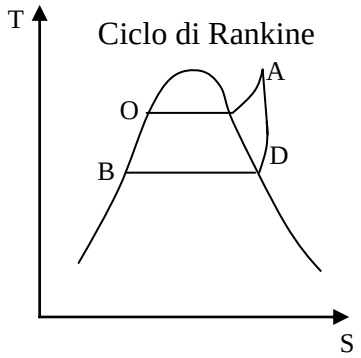
È definito come il contributo che viene fornito alla produzione di energia elettrica dalla portata di vapore che è utilizzata per impieghi tecnologici (G_H). questa portata prima di andare alle utenze termiche si espande in turbina da 40 bar (pressione di produzione del generatore) a 7 bar. Questo contributo alla produzione di energia elettrica, riferita all'energia elettrica totale che il ciclo fornisce, è chiamato grado di recupero. A seconda del grado di recupero una turbina ad estrazione condensazione diventa una turbina a contropressione.

Definizione numerica del grado di recupero: $\beta = G_H * \Delta H_{AD} * \eta_A / P_E$, la portata di vapore per il salto entalpico che compie in turbina per l'efficienza dell'alternatore diviso la potenza elettrica totale del ciclo produttivo.

β=0 vuol dire che non ho contributo, ho un'espansione di tutta la portata di vapore fino al valore di pressione più bassa in uscita dalla turbina.



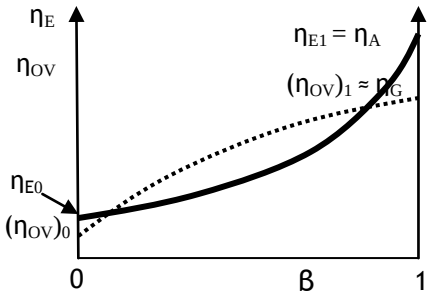
β=1 vuol dire che io tolgo dal ciclo termodinamico la parte più bassa, tutto il vapore che entra in turbina va alle utenze.



© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 59 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 61 di 153

È interessante vedere come questi parametri si comportano al variare di β, ma soprattutto nei due casi estremi.
β=0→ vuol dire che non ci sono utenze termiche, tutta la portata di vapore alimentata esce alla Pressione di scarico più bassa. Nel ciclo termodinamico (vedi pagina precedente) sparisce la parte intermedia.
β=1→il recupero è unitario. Tutta la portata di vapore che entra esce alla pressione di spillamento, cioè tutto il vapore è spillato. Questa diventa la vera turbina a contropressione, cioè la turbina classica che io voglio utilizzare quando produco sia energia elettrica che termica. Una turbina a contropressione è una turbina che non ha spilla menti. Quindi in teoria in tutti e due i casi, β=0 e β=1, io ho una turbina a contropressione. Cambia però che in un caso, β=0, il vapore esce ad una pressione bassissima, la turbina è usata solo per produrre energia elettrica, quindi non è più un ciclo cogenerativo. Sarebbe il caso in cui produco l'energia termica separatamente da quella elettrica con turbina a vapore, e la turbina a vapore sarebbe a contropressione. Nel secondo caso, β=1, è cambiato che si usa sempre una turbina a contropressione che però scarica ad una pressione (circa 7bar) sufficiente perché il vapore abbia un contenuto entalpico per essere immesso in una rete di stabilimento, cosa che prima non accadeva. Qui sto facendo cogenerazione.
Per convenzione quando una turbina a vapore è usata per cogenerazione e il vapore si fa tutto il salto della turbina senza spilla menti, questa turbina è definita a contropressione. Ma in effetti lo sarebbe anche l'altra.



In questo diagramma, al variare di β, sono riportate l'efficienza η_E e l'efficienza over all η_{OV}. Entrambe aumentano col grado di recupero. Quindi una turbina a vapore per lavorare con delle efficienze alte deve avere anche un β elevato. Questo vuol dire privilegiare l'energia termica rispetto a quella elettrica e lavorare a Power to Heat Ratio piuttosto bassi.

La ASME-IEEE (due associazioni americane) ha dato le condizioni di lavoro di una turbina a vapore per cicli cogenerativi per avere delle efficienze over all dell'ordine del 78-80%. Si devono avere delle precise condizioni di alimentazione e di scarico al condensatore freddo.
Alimentazione:

2760 kP = 27,2 bar,a (400 psia); 399°C = 750°F;
4140 kP = 40,8 bar,a (600 psia); 441°C = 825°F;→la più usata
5860 kP = 57,8 bar,a (850 psia); 482°C = 900°F;
8620 kP = 85,1 bar,a (1250 psia); 510°C = 950°F;
8620 kP = 85,1 bar,a (1250 psia); 538°C = 1000°F;
per 1250 psia si consigliano due temperature: a 510°C o a 538°C.

Scarico vapore esausto:

1,5 inHg = 38,1 mmHg = 4,8 kP = 0,049 bar,a; 32,5°C = 90°F; grado umidità = 9% b.w.
con questa temperatura ormai non si può più fare niente.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 61 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 63 di 153

I dati precedenti mettono in evidenza per una turbina a vapore :

- la convenienza di lavorare a elevati valori del grado di recupero β, al limite in elevate efficienze sia dell'energia elettrica che dell'over all;
- hanno bassi consumi specifici di vapore per produrre l'elettricità q_P ;
- però si hanno bassi valori di R lavorando con β alti.

Vantaggi

- elevati rendimenti di conversione del calore in energia meccanica;
- possibilità di impiego di combustibili non pregiati, anche diversi e contemporaneamente massima economicità nell'energia primaria; usando dei bruciatori flessibili come tipo di combustibile che accettano, la politica è quella di utilizzare il combustibile meno costoso.
- elevata disponibilità, lavorano per un elevato numero di ore di utilizzo annuo;
- elevata affidabilità di esercizio;
- facilità di gestione e moderati oneri di manutenzione;
- possibilità di aumentare il rendimento complessivo con surriscaldamento intermedio del vapore (due turbine in serie). Vuol dire che si può fare uno spillamento, mandare il vapore in uno scambiatore di calore che ne aumenta la temperatura, e quindi il livello entalpico, e poi lo si rimanda in turbina, oppure in un'altra turbina messa in serie alla prima.

Svantaggi:

- elevati costi di investimento;
- sensibile riduzione del rendimento ai carichi parziali, non sono impianti flessibili. Sono impianti che danno dei rendimenti clou quando lavorano a condizioni di targa (di progetto)
- scarsa flessibilità a seguire le variazioni di carico con gradienti marcati;
- basso valore di R, se rapportato a quello di altri cicli cogenerativi;
- rigidità del valore di R al livello termico, tanto maggiore per elevati valori del grado di recupero β (vicino alla contro- pressione pura);
- riduzione dell'energia elettrica è maggiore di quella termica, cioè di riduce proporzionalmente di più della riduzione del calore utilizzato alle utenze.

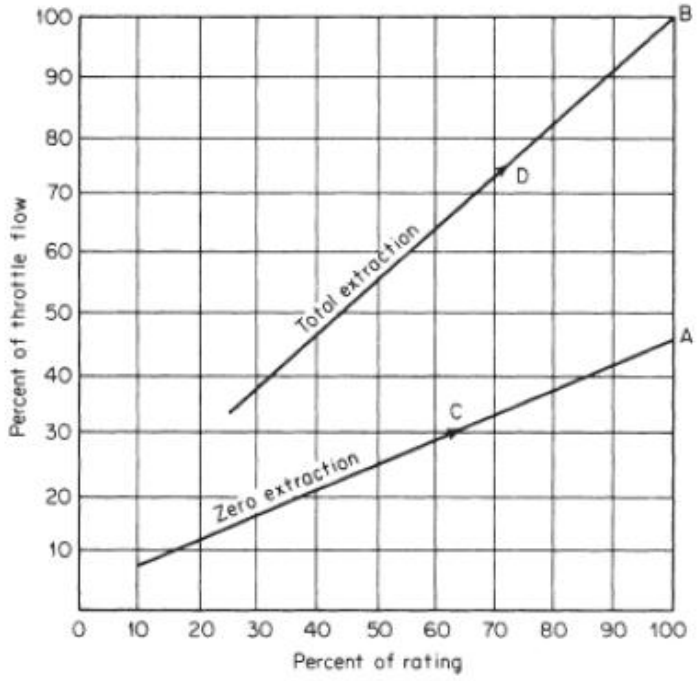
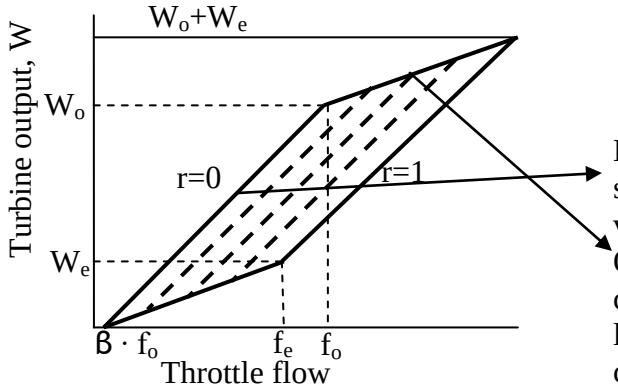


FIG. 29-24 Characteristic of extraction-condensing steam turbines.

La figura a lato fa vedere le variazioni di portata al variare della richiesta di carico elettrico: B è il punto di progetto per pura. Questo diagramma in ascisse riporta il percent of rating, cioè la quantità di energia che viene data dalla macchina. Percent of throttle flow in ordinate. Throttle valve è una valvola di regolazione, nello schema è sulla portata di alimentazione del vapore alla turbina. Le due curve fanno riferimento alle due condizioni estreme del valore di β. Zero extraction rappresenta la sola produzione di energia elettrica. Total extraction significa che sto usando una

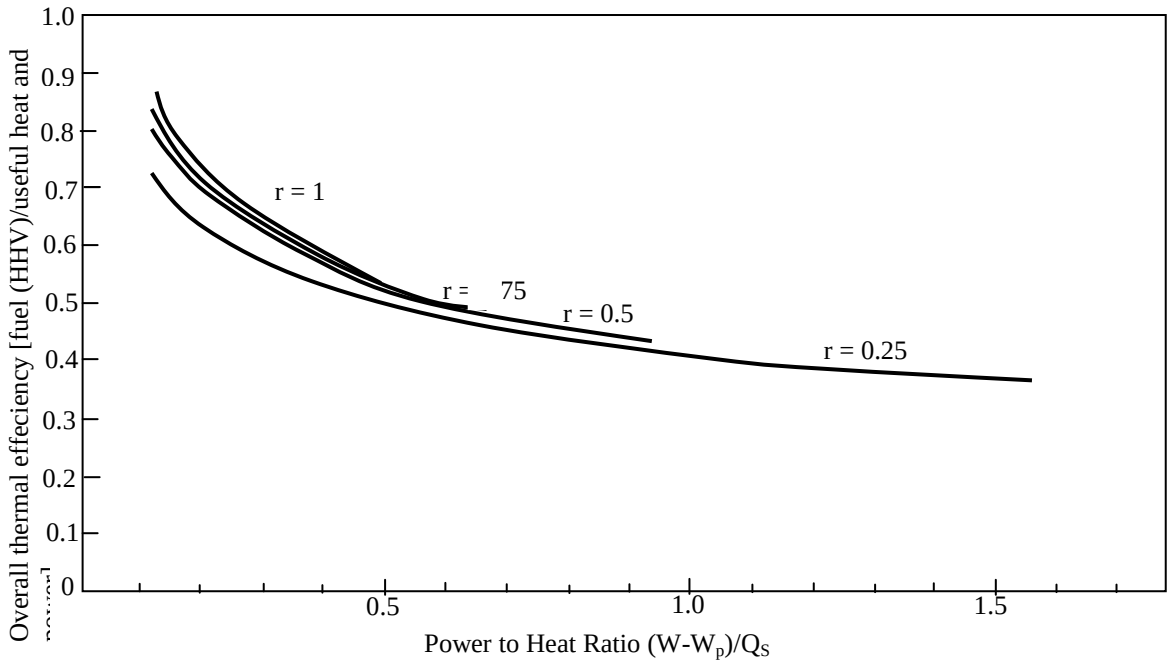
© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 63 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 65 di 153



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 vai valori di r (r = 0.25, 0.5,0.75)

Il diagramma che segue dà η_{OV} in funzione di R.



Dalla potenza elettrica prodotta vengono sottratti gli consumi del ciclo, per lo meno quelli più grossi come quelli delle due pompe. Le due potenze delle pompe sono indicate nello schema dell'impianto come W_P. Quindi il Power to Heat Ratio è valutato come $(W-W_P)/Q_S$. Quindi la potenza elettrica è diminuita della potenza elettrica consumata dalle pompe.

Le curve indicano l'efficienza over all al variare di r (i 4 valori visti anche nel diagramma delle potenze), da r =1 fino a r =0. Se si prende come valore accettabile η_{OV}=0,6 (che non è tanto), si può lavorare al massimo con R=0,3, perché se vado a R più grandi ho η_{OV} troppo basse. Non posso pensare d copro durre con η_{OV}=0,4. Quindi questo tipo di sistema può funzionare solo con R bassi a cui si hanno η_{OV} elevati.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 65 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 67 di 153

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.

Rendimenti η_T delle turbine a vapore monostadio

Una turbina a vapore per basse potenze è una turbina monostadio. Sul diagramma è riportata la potenza che si ha all'albero.

In ascissa è riportata la potenza all'albero della turbina espressa in cavalli. È un valore piccolo. Le efficienze che dà sono le curve, raggruppate a seconda delle condizioni di lavoro. Al massimo arrivano ad un'efficienza del 43% (la linea tratteggiata rappresenta gli ingranaggi). Non è facile ottenere delle efficienze buone. Le celle a combustibile sono dispositivi che trasformano l'energia chimica in energia elettrica con delle efficienze di macchina che possono arrivare al 60-63%. La sua efficienza è molto più alta rispetto a qualsiasi altro dispositivo di trasformazione o di produzione di energia elettrica. Queste possono essere impiegate per la produzione di potenze da pochi watt a molto MW. Per certi tipi di celle a combustibile varrebbe anche la pena di avere delle turbine, perché si possono sfruttare dei salti di pressione che ci sono all'interno del ciclo. Ciò che è difficile è riuscire a trovare delle turbine per la produzione di potenze non molto elevate, sull'ordine del MW, che dovrebbero rendere dai 200 ai 300 kW. Sul mercato non si trova niente, perché nessuno ha prodotto turbine per esigenze come queste. Conseguentemente ci sono delle carenze sul mercato delle celle a combustibile.

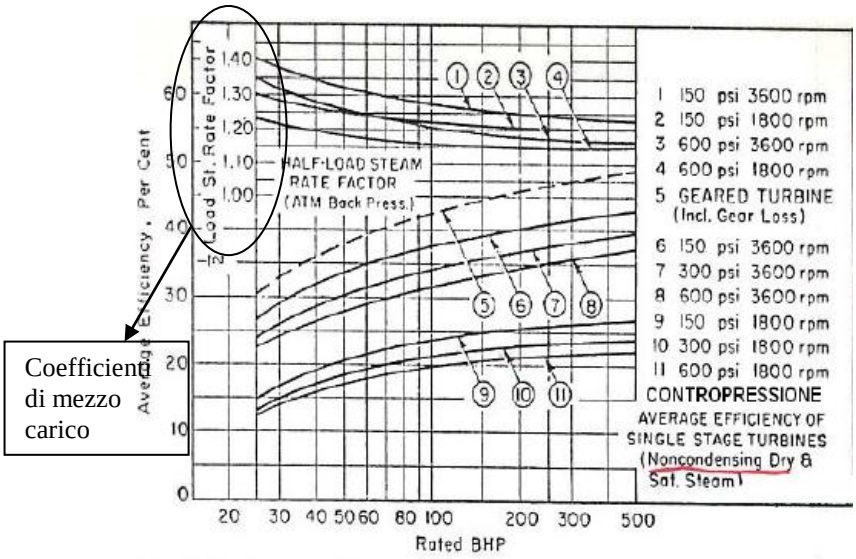


Fig. 16-12 Average efficiency of single-stage turbines. [Adapted from *DeLaval Engineering Handbook* (1947), DeLaval Steam Turbine Company, by permission.]

Le curve dipendono dalla pressione di alimentazione e dalla velocità di rotazione. La potenza ottenibile è chiaramente legata alla portata di vapore che io mando alla turbina, ma quello che manca è una correlazione, che sia di tipo lineare, che dica direttamente al variare della portata alimentata qual è la potenza che posso ottenere. È complicato vedere ciò dal diagramma sopra rappresentato.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 67 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 69 di 153

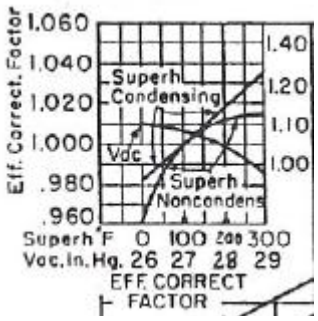
η_T turbine a vapore multistadio

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 le curve delle turbine a contropressione l'efficienza si legge sulle ordinate di destra, per quelle ad estrazione condensazione si legge a sinistra. Le due scale sono sfalsate. Quelle a condensazione partono dal 45 % e arrivano verso l'80%.
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.

Si vede infatti un piccolo grafico situato in alto a sinistra nel grafico precedente



Grado di surriscaldamento in ascisse. La curva ad utilizzare è quella indicata con superh (super heat), una per la turbina a contropressione (non condensing) una per quella ad estrazione condensazione (condensing).
Il grado di vuoto è espresso come pollici di mercurio. Si passa da 25 a 29 inHg. Il grado di vuoto è il complemento alla pressione atmosferica della pressione presente in un ambiente sottovuoto. Esempio: se dico che il grado di vuoto è 0,7 bar vuol dire che sono in un ambiente dove ci sono 0,3 bar (0,3+0,7=1bar→pressione atmosferica). Maggiore è il grado di vuoto, più bassa è la pressione assoluta del sistema. Il grado di vuoto va aumentando lungo l'asse delle ascisse. Anche lo scarico ad un grado di vuoto molto alto, quindi ad una pressione assoluta molto bassa, dà un fattore correttivo, che si legge nelle ordinate di sinistra del grafico piccolo.

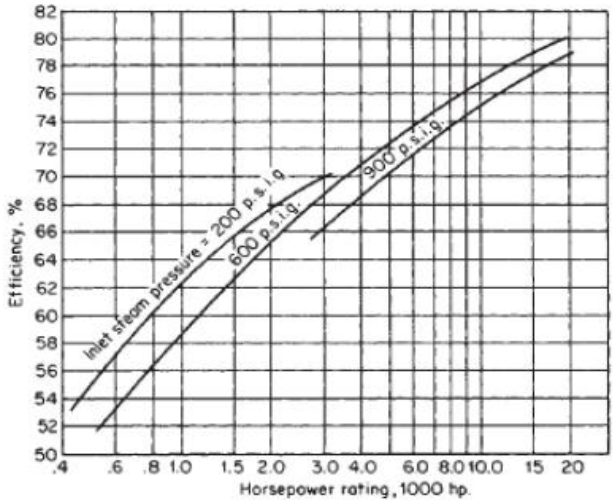


FIG. 29-17 Approximate efficiency for multistage turbines. To convert horsepower to kilowatts, multiply by 0.7457.

Da quest'altro 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.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 69 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 71 di 153

bisogna essere sicuri di aver chiuso l'alimentazione e di vapore, perché se rimane aperta la 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 on 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**:

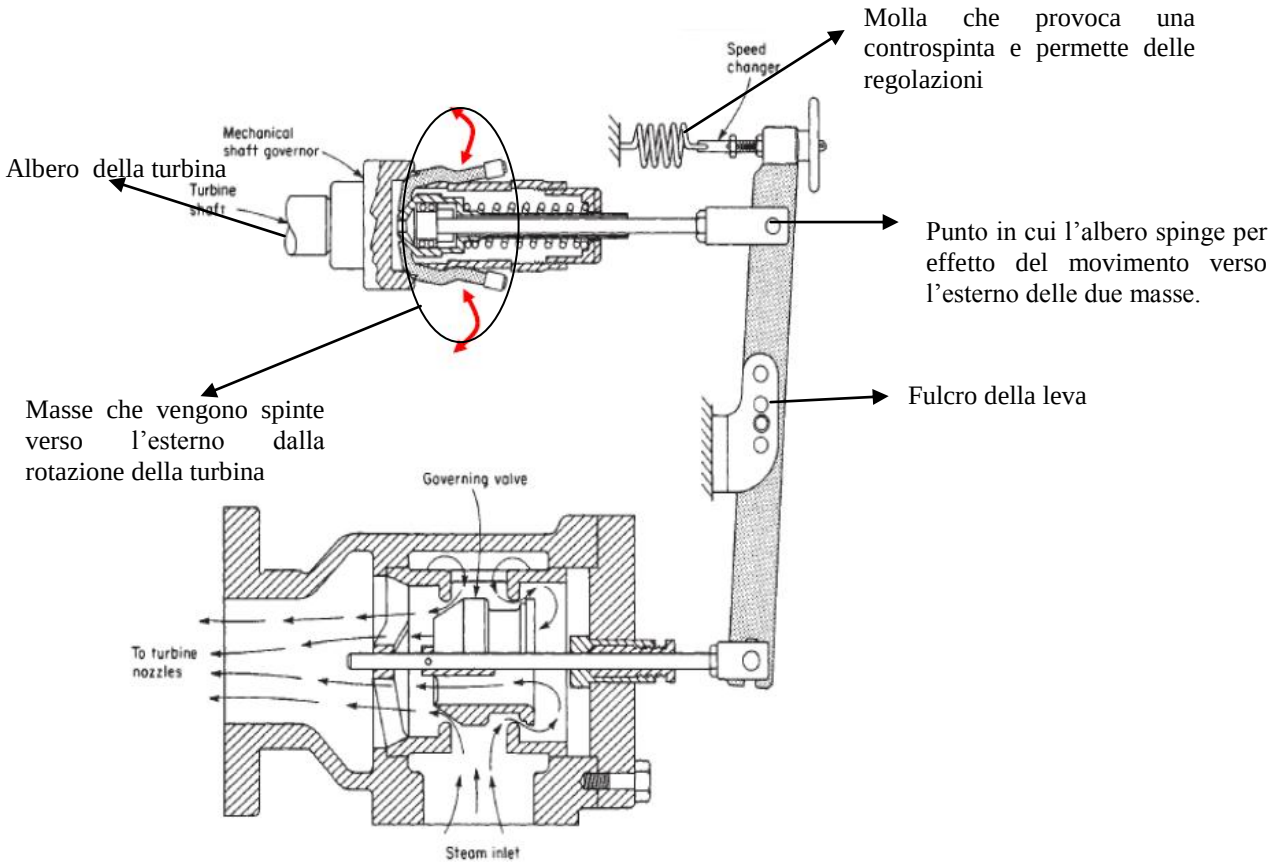


FIG. 29-18 Direct-acting flyball governor

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 71 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 73 di 153

Sistemi Total Energy con turbina a gas in cicli di testa

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

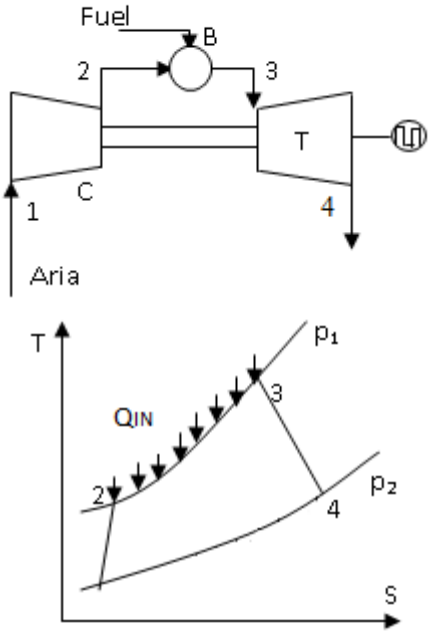
Vantaggi

- C'è una grossa indipendenza tra i due tipi di produzione e questo aiuta ad avere uan grande flessibilità sul Power ti 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.

<u>Gruppo di generazione dell'energia elettrica di tipo semplice (no cogenerazione)</u>



Anche qui, con questo tipo di turbina, si hanno efficienze basse se si vuole produrre solo energia elettrica. 600 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

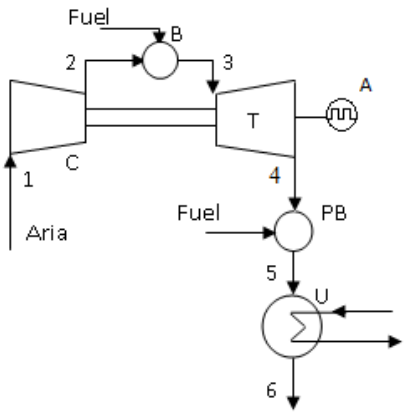
© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 73 di 153

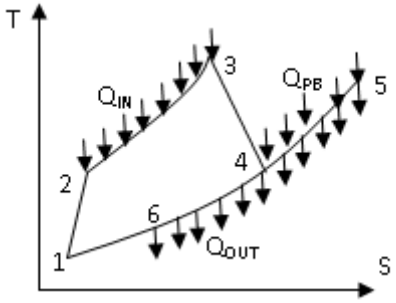
© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 75 di 153

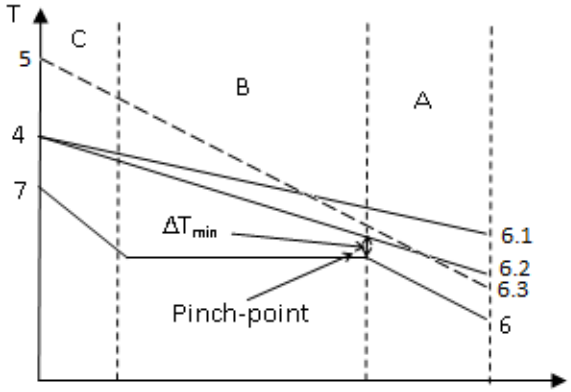
7. Se ciò accadesse il generatore di vapore non funzionerebbe perché non ci sarebbe più forza spingente disponibile per il trasferimento del calore sensibile dei fumi alla condensa per andare a produrre il vapore. Si deve restare con un ΔT minimo di sicurezza come forza spingente.

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 della 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.

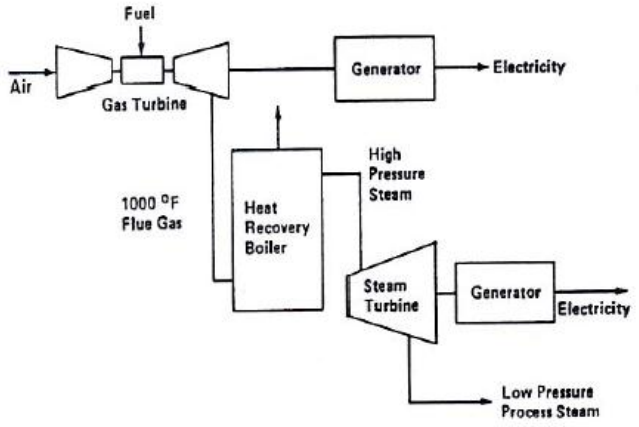
Il ciclo semplice si adatta molto bene a fare una tricogenerazione, cioè a produrre energia termica, energia elettrica e freddo. Mentre prima avevamo come sistemi di produzione α per l'energia elettrica, β per l'energia termica, ora abbiamo anche δ per l'energia fredda.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 75 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 77 di 153

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.

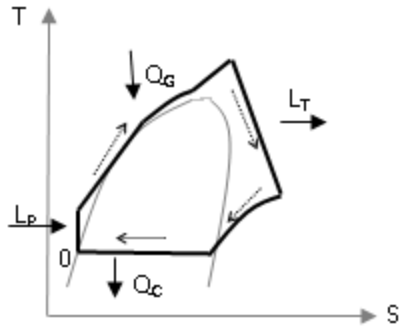
Gruppo con turbina a gas a ciclo combinato o binario



Combined Cycle Topping.

Ciclo combinato che vede la combinazione di una turbina a gas on 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 supercritica. 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.



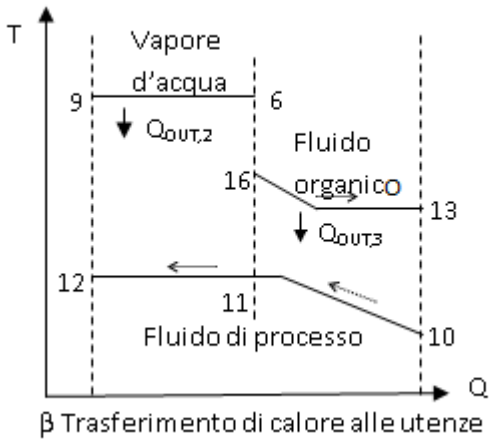
© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 77 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 79 di 153

A differenza dell'impianto precedente, questo è molto più flessibile perché, giocando sulla presenza dello scambiatore di calore (S), si può, in funzione delle necessità dello stabilimento, aumentare la produzione dell'energia elettrica e ridurre la produzione di energia termica.
Dopo aver fatto il preriscaldamento, si arriva al generatore di vapore (1). Il serpentino 2 è il surriscaldatore che riscalda il vapore saturo prima che venga immesso nella prima turbina a vapore di alta pressione, dove lo scarico è poi sfruttato per preriscaldare. Prima di entrare nella seconda turbina, quella di bassa pressione, c'è ancora la possibilità di fare un ulteriore surriscaldamento. Non è specificato come può essere fatto, probabilmente con l'inserimento di un altro bruciatore. La turbina a vapore di bassa pressione ha ben cinque spillamenti. Spillare vapore da una turbina è abbastanza facile, è sufficiente che nel mantello ci sia un tubo con una valvola che possa regola re la portata di vapore che esce. Lo spillamento a pressione più alta va al preriscaldatore di alta temperatura. Man mano che ci si sposta da sinistra verso destra, siccome spilliamo a pressione sempre più bassa, avremo una temperatura più bassa. Quindi sono spillamenti di vapore che ha un livello termico che man mano diminuisce. Il secondo spillamento, partendo da sinistra, va nella torretta del degasatore (che è un degasatore termico) per strippare per via termica l'ossigeno presente nelle condense. Le altre tre vanno a tre scambiatore di calore (9) che servono al preriscaldamento della condensa. La condensa è ottenuta allo scarico finale della turbina, dove siamo a meno di 40°C perché la pressione è bassissima. Alla posizione 7 troviamo il condensatore barometrico di tipo indiretto. Le condense molto fredde vengono man mano riscaldate nel treno di preriscaldatori di bassa temperatura (temperatura più bassa degli altri). Il vapore spillato diventa condensa mentre passa negli scambiatori di calore, finché la pompa 10 non la prende e la immette nel flusso delle condense. Queste condense per arrivare alla pressione di funzionamento del degasatore, che funziona ad una pressione di poco inferiore a quella atmosferica (al massimo a 2 bar assoluti), sono messe in pressione dalla pompa 8. Invece la pompa di alimento al generatore di vapore, che impone la pressione alla quale vogliamo produrre il vapore, è indicata con il numero 12.
Lo schema è molto più complicato rispetto al precedente. Soprattutto notiamo che nel precedente l'heat era il vapore che era scaricato dalla turbina a vapore a pressione di 7-8 bar, mentre qui lo scarico della turbina è a bassissima pressione assoluta e l'heat viene prodotto dal calore sensibile posseduto dai fumi di scarico della turbina a gas. Questi cicli combinati si combinano in maniera molto variabile.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 79 di 153

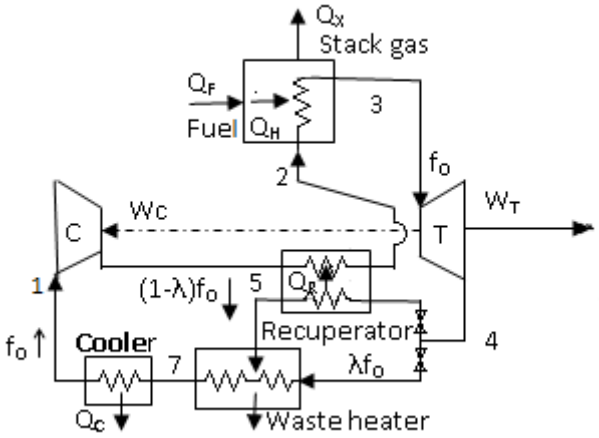
© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 81 di 153



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 so 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.



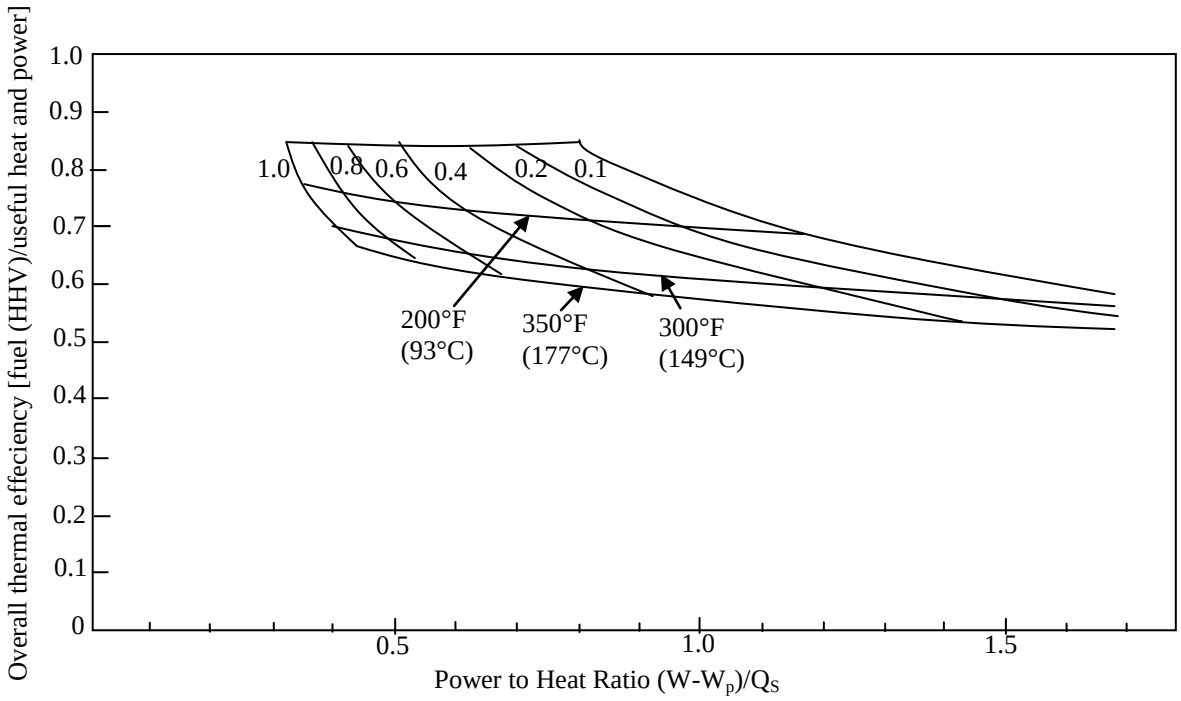
Qui sotto è rappresentato un ciclo chiuso rigenerativo. Il concetto di ciclo chiuso si riferisce al fatto che, partendo da un punto, quando ci ritorno il fluido deve avere le stesse caratteristiche. Inoltre la combustione non può usare come combustibile il fluido dell'impianto a gas. Molto spesso i cicli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

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 81 di 153

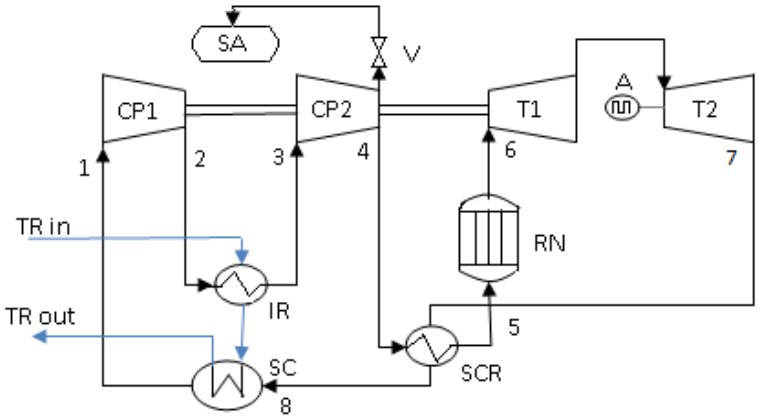
© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 83 di 153

Si è considerato 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 ΔTmin o il ΔT di pinch deve essere di circa una ventina di gradi.
Commento del grafico: le linee hanno la 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.



Una temperatura molto bassa (27°C, curva orizzontale più alta) vuol dire 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. 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 elevato. Il loro campo di funzionamento è più alto.

Questo ciclo è effettivamente chiuso perché utilizza come fluido dell'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 raffreddato ad elio. Partiamo dall'ingresso nel primo compressore. Si va molto su di pressione, quindi si usano due



© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 83 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 85 di 153

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, solo una volta che si è arrivati a regime, cioè al sincronismo tra la velocità di rotazione, che automaticamente l'alternatore viene a collegarsi con l'albero di rotazione della turbina. Per lanciarle 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

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 85 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 87 di 153

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 lancio il gruppo non ho 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 mono albero, una macchina di lancio con una potenza di targa inferiore.

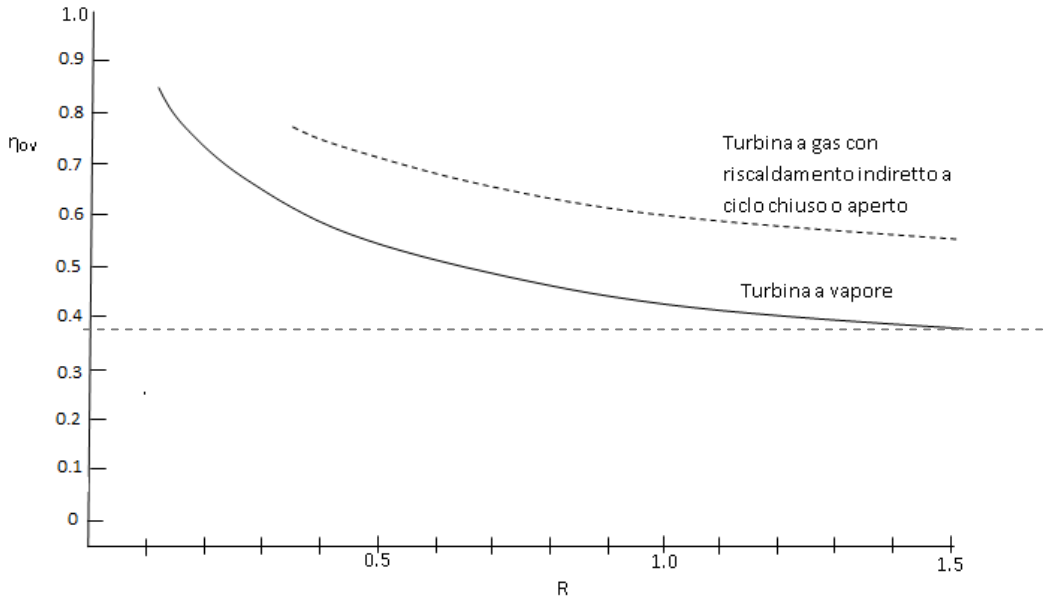
Cogenerazione con motori a combustione interna: Diesel

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 attraverso la camicia, 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, perché il sistema che tiene sotto controllo l'acqua di raffreddamento e l'olio di lubrificazione è intorno ai 100°C, è in grado di produrre eventualmente dell'acqua calda. Mentre la temperatura dei fumi 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 di 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.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 87 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 89 di 153

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:

<u>Turbina a vapore:</u>

- 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%.

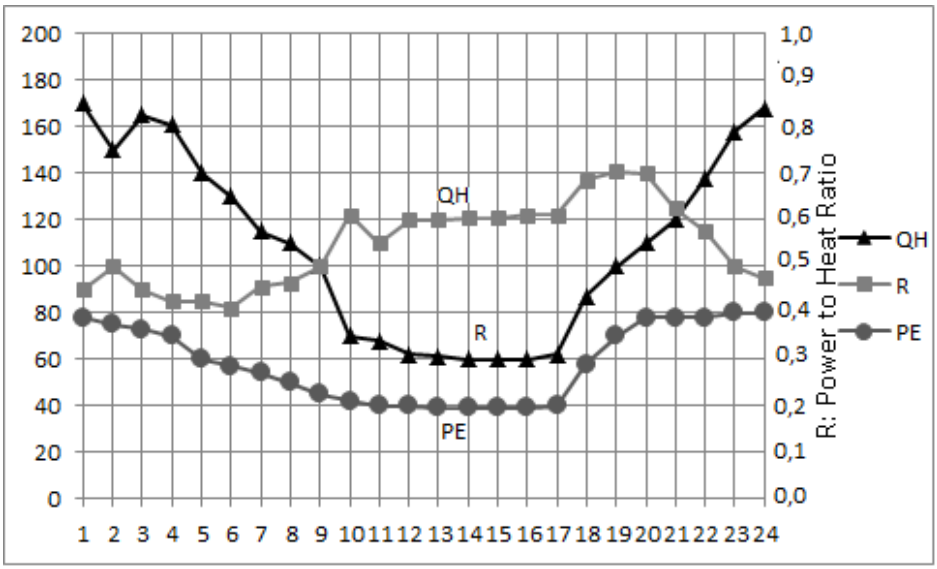
<u>Turbina a gas</u>

- 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;

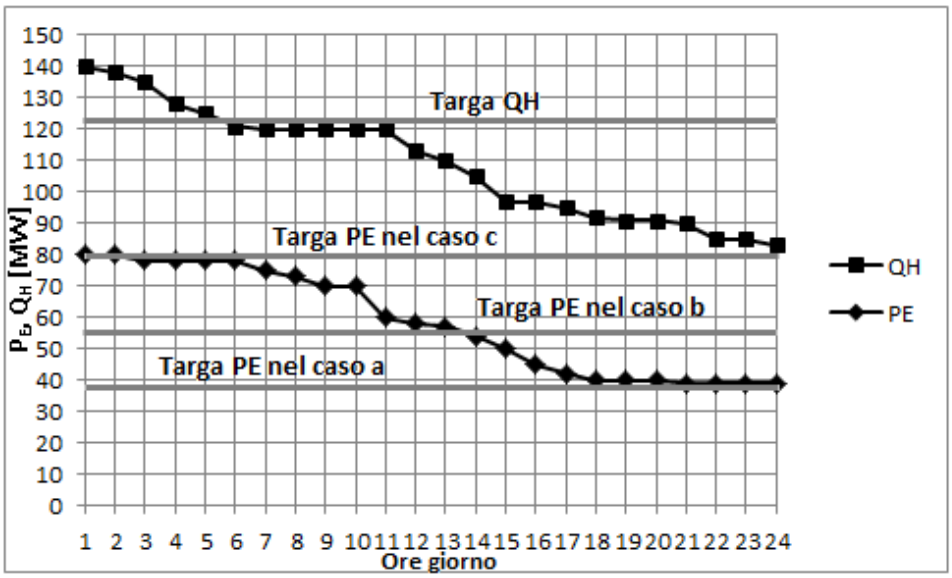
© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 89 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 91 di 153

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.



© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 91 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 93 di 153

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:

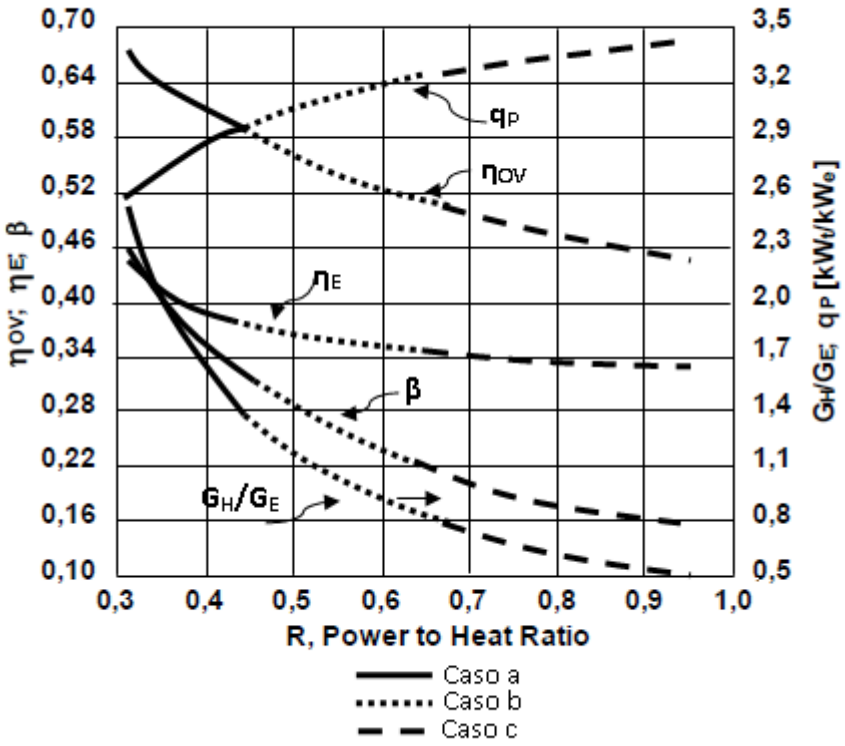
- Il costo del combustibile primario;
- il costo di acquisto dell'energia elettrica;
- il prezzo di vendita dell'energia elettrica.

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

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 93 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 95 di 153

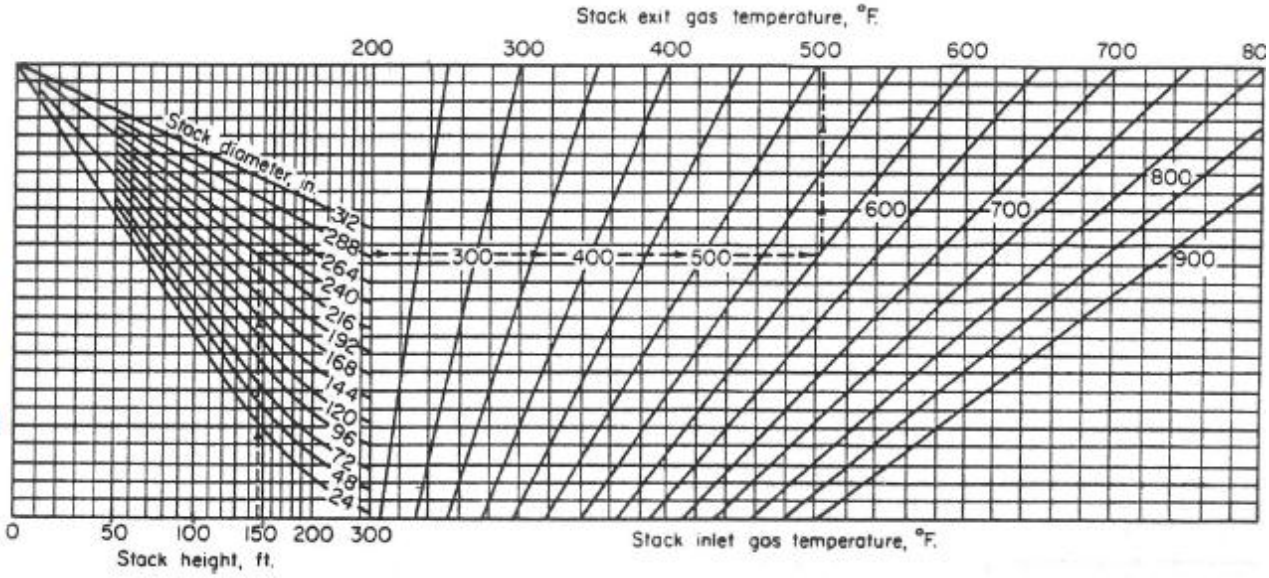
pagano solo i consumi, ma anche la potenza installata, che è un costo fisso. Anche se non si consuma nulla si paga il costo della potenza installata che è la massima potenza a cui l'allacciamento alla rete mi permette di utilizzare energia elettrica.
Avendo quindi una richiesta di potenza di 1396 MWh/d, 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 bar,a; T_A=441°C; H_A=3313 kJ/kg;$(T_O)_{sat}$=251°C $(H_0)_{vap\ sat}$=2801kJ/kg; $(h_0)_{liq,sat}$=1091 kJ/kg
D= estrazione vapore→energia termica di processo
p_D=7,01bar,a; T_D=260°C; H_D=2980 kJ/kg; $(T_B)_{sat}$=168°C; $(H_B)_{vap\ sat}$=2760kJ/kg; $(h_B)_{liq,sat}$=710 kJ/kg
E= scarico del vapore esausto e sua condensazione
p_E= 0,05bar,a; $(T_C)_{sat}$=32,5°C $(H_C)_{vap\ sat}$=2560kJ/kg; $(h_C)_{liq,sat}$=136 kJ/kg
umidità 0.09 b.w.
Fuel= metano LHV_f = 49,8 MJ/kg



Ogni curva è individuata da tra 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.

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 95 di 153

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 97 di 153



L'altezza è in piedi (ft) ed è riportata nelle ascisse a sinistra. Nella parte sinistra del grafico sono riportate delle curve riguardanti il diametro della ciminiera. Il calcolo riportato nel grafico è stato effettuato per un'altezza di 150 ft ed un diametro di 216 pollici. Determinato questo punto si entra con un orizzontale nella parte di destra. Quest'ultima ha un fascio di rette caratterizzate dal valore della temperatura dei fumi alla base del camino. Nell'esempio questa è pari a 600°F. intersecando la nostra orizzontale con la retta che rappresenta la temperatura dei fumi alla base, si ricava un punto, dal quale si parte con una verticale che va ad intersecare l'asse delle ascisse superiore, dov'è riportata la corrispondente temperatura dei fumi all'uscita del camino (nell'esempio pari a 500°F)..
Avendo sia la temperatura in ingresso che quella in uscita si può calcolare la loro media aritmetica ed applicare la formula sopracitata per arrivare alla valutazione della forza spingente.
Questa va confrontata con la forza resistente, quindi con le perdite di carico lungo il camino.

Si tiene conto della velocità di percorrenze dei fumi lungo in camino se questo è cilindrico, altrimenti , nel caso fosse troncoconico e quindi presenti variazioni di diametro e di velocità, si prende in considerazione una velocità media dei fumi (velocità corrispondente alla temperatura media).

$$\Delta p_r = \frac{v_{fm}^2}{2g} \cdot \left(1 + f \cdot \frac{H_C}{D_C}\right) \cdot \frac{\rho_{fm}}{\rho_W} \cdot 10^3$$

$v_{fm}^2/2g$ = energia cinetica media dei fumi
f= fattore di attrito
H_C= altezza camino
D_C = diametro camini

© Proprietà riservata dell'autore - Digitalizzazione e distribuzione a cura del CENTRO APPUNTI - Corso Luigi Einaudi, 55 - Torino / Pagina 97 di 153