

**Analisi tecnica comparata del quadro di riferimento progettuale degli
studi di impatto ambientale di
centrali termoelettriche a ciclo combinato**

**Comparative technical analysis of the project section of the
environmental impact studies on
combined cycle power plants**

Tesi di tirocinio e progetto formativo in convenzione tra:

A.P.A.T.
e
Università IUAV di Venezia

Tirocinante Andrea Bugliosi
Tutor dott. Angelo Colombini

a cura di
Andrea Bugliosi, Walter Perconti, Angelo Colombini
Servizio analisi e valutazioni ambientali

Roma giugno 2004

Abstract

Su proposta dell'Università IUAV di Venezia, l'APAT ha attivato, presso le sue strutture, un tirocinio di formazione ed orientamento che vede coinvolto il tirocinante Andrea Bugliosi ed il Dipartimento Stato dell'Ambiente e metrologia ambientale - Servizio Analisi e Valutazioni Ambientali.

La presente convenzione (APAT prot.3494 del 30 gen. 2004) rientra nelle attività di promozione volte ad agevolare le scelte professionali attraverso l'interazione diretta tra la realtà dello studio e il mondo del lavoro.

Per questo tirocinio di formazione vengono designati un tutor didattico, in veste di responsabile didattico-organizzativo, nella persona del Prof. Virginio Bettini, ed un tutor agenziale, nella persona del dott. Angelo Colombini (AMB-VIA).

L'oggetto dell'attività di tirocinio è l'analisi comparata degli studi di impatto ambientale, ovvero l'analisi tecnica comparata del quadro di riferimento progettuale degli studi di impatto ambientale riferiti a centrali termoelettriche a ciclo combinato. L'obiettivo è quello di realizzare - per particolari categorie di opere quali le centrali termiche per la produzione di energia elettrica mediante la tecnologia del ciclo combinato di cui sono pervenuti in APAT i relativi studi di impatto ambientale - una comparazione diretta tra parametri fisici e tecnologici propri dell'aspetto progettuale dell'opera. L'analisi di comparazione intende fornire una classificazione tra le

centrali in base a fattori simili o diversi e, contemporaneamente, a dimensionare i parametri coinvolti.

L'attività di tirocinio riveste dunque una particolare importanza per entrambe le parti della convenzione, in quanto costituisce un prezioso strumento che permette di integrare l'attività professionale con l'attività formativa e la ricerca scientifica.

Abstract

On suggestion of IUAV University of Venice, APAT has activated, in its structures, an apprenticeship of formation and careers guidance, that involves the apprentice Andrea Bugliosi and the "Dipartimento Stato dell'Ambiente e metrologia ambientale - Servizio Analisi e Valutazioni Ambientali".

Within this convention, two tutors are designated: an educational tutor, Prof. Virginio Bettini, as didactic-organizational responsible, and a company tutor, Dr. Angelo Colombini.

This convention is included among the activities of promotion intended to facilitate the professional choices through the direct interaction between study and work realities.

The subject of the activity of apprenticeship is the comparative analysis of the studies of environmental impact, or rather the comparative technical analysis of the project section of the environmental impact studies on combined cycle power plants.

The target to reach it is to realize, for those particular categories of projects as thermal power plants used for the production of electric energy through the combined cycle technology, whose studies of environmental impact we have received at APAT, a direct comparison among those physical and technological parameters peculiar to the project aspect. Comparison analysis aims at a classification among the plants, based on similar and

different factors, and in the meantime it aims for giving a value to the involved parameters.

The apprenticeship activity has therefore a particular importance, as it represents a chance for both the parts involved in the convention to create an intermediate product between pure professional activity and a formative activity of research.

INDICE

1	LA VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	8
1.1	Definizione di V.I.A.	8
1.2	La nascita della VIA Errore. Il segnalibro non è definito.	8
1.3	Le prime applicazioni in Italia	13
1.4	Recenti dispositivi legislativi in materia di VIA per centrali di produzione di energia elettrica	16
2	CENTRALI TERMOELETTRICHE A CICLO COMBINATO	20
2.1	Quadro di riferimento progettuale	20
2.2	Processi produttivi principali	27
2.2.1	Alimentazione aria	27
2.2.2	Sistema di combustione	27
2.2.3	Turbina a gas	27
2.2.4	Sistema a vapore	28
2.2.5	Condensatore	29
2.2.6	Sistema estrazione condensatore – acqua di alimento	29
2.2.7	Sistema di raffreddamento	30
2.2.8	Sistema elettrico	32
2.2.9	Sistema di controllo	32
2.3	Processi produttivi ausiliari	33
2.3.1	Sistemi di limitazione, trattamento, abbattimento degli inquinanti	33
2.3.2	Dispersione fumi nell'atmosfera	33
2.3.3	Trattamento effluenti liquidi	34
2.3.4	Smaltimento residui solidi	36
2.3.5	Emissioni sonore	36
2.3.6	Sistemi acqua demineralizzata	38
2.3.7	Sistema vapore ausiliario	38
2.3.8	Sistema antincendio	39
3	ANALISI SI COMPARAZIONE TECNICA	38
3.1	Le check list	38
3.2	Metodologia di analisi	39
3.3	Presentazione del campione	47
3.4	Classificazione delle centrali	44
3.4.1	Potenza elettrica lorda generata	47
3.4.2	Combustibile utilizzato	48
3.4.3	Sistema raffreddamento ciclo termico	50
3.4.4	Insiemi derivanti dalla classificazione	52
3.5	Centrali termoelettriche da 400 MW, alimentate a gas naturale, ciclo termico con tecnologia a secco	52
3.5.1	Emissioni in atmosfera	53
3.5.2	Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi	55
3.5.3	Utilizzo di risorse naturali e materie prime	57
3.5.4	Sistemi interni all'impianto	57
3.5.5	Superfici, altezze e volumi dell'impianto	58
3.5.6	Opere funzionalmente connesse	61

3.6 Centrali termoelettriche da 400 MW, alimentate a gas naturale, ciclo termico con tecnologia a umido.....	63
3.6.1 Emissioni in atmosfera	63
3.6.2 Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi	65
3.6.3 Utilizzo di risorse naturali e materie prime	67
3.6.4 Sistemi interni all'impianto	69
3.6.5 Superfici, altezze e volumi dell'impianto.....	70
3.7 Centrali termoelettriche da 800 MW, alimentate a gas naturale, ciclo termico con tecnologia a secco	72
3.7.1 Emissioni in atmosfera	72
3.7.2 Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi	75
3.7.3 Utilizzo di risorse naturali e materie prime	77
3.7.4 Sistemi interni all'impianto	80
3.7.5 Superfici, altezze e volumi dell'impianto.....	81
3.7.6 Opere connesse.....	83
3.8 .Centrali termoelettriche da 800 MW, alimentate a gas naturale, ciclo termico con tecnologia ad umido	85
3.8.1 Emissioni in atmosfera	85
3.8.2 Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi	88
3.8.3 Utilizzo di risorse naturali e materie prime	89
3.8.4 Sistemi interni all'impianto	90
3.8.5 Superfici, altezze e volumi dell'impianto.....	91
3.8.6 Opere connesse.....	93
3.9..... Centrali termoelettriche da 1.600 MW, alimentate a gas naturale, ciclo termico con tecnologia ad umido	94
3.9.1 Emissioni in atmosfera	95
3.9.2 Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi	97
3.9.3 Utilizzo di risorse naturali e materie prime	98
3.9.4 Sistemi interni all'impianto	100
3.9.5 Superfici, altezze e volumi dell'impianto.....	101
3.9.6 Opere connesse.....	102
3.10 Analisi	104

1 LA VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

1.1 Definizione di V.I.A.

La
Valutazione
di Impatto
Ambientale
(VIA) si
identifica
con la
procedura
amministrati
va,
attraverso la
quale un
Ente
competente
valuta gli
effetti che
opere in
progetto,
presentate
attraverso
uno studio
di impatto
ambientale,
possono
esercitare
sull'ambient
e

circostante,
al fine di
prevenire gli
impatti
indesiderati
e definire
eventuali
misure di
mitigazione,
piuttosto che
dover
successivam
ente riparare
i danni
provocati.

In tal
senso, le
valutazioni
non devono
essere
riferite
unicamente
agli effetti
indotti,
siano essi
diretti o
indiretti
sulle risorse
naturali, ma

anche ad
altri fattori
altrettanto
importanti
che
interagiscono
o con la
qualità della
vita e della
salute
dell'uomo.

Elemento
fondamentale
e delle
procedure di
VIA è la
partecipazio
ne al
processo
decisionale
delle varie
componenti
sociali
interessate:
decisori,
strutture
amministrati
ve, soggetti

tecnici,
pubblico
potenzialme
nte coinvolti
dagli effetti
dell'opera.

1.2 La nascita della VIA

La VIA è espressione di una società che non intende rinunciare ad espandersi economicamente e socialmente, ma che in funzione del raggiungimento di questi obiettivi non è disposta a sacrificare il proprio ambiente. La VIA rientra così in quella "cultura della previsione" che ha caratterizzato il secondo dopoguerra, in risposta all'espandersi della capacità umana di modificare sensibilmente il pianeta.

I primi studi di impatto ambientale nascono in U.S.A., il paese leader nella corsa verso lo sviluppo tecnologico, e risentono pertanto di una tradizione culturale in cui confluiscono elementi profondamente contraddittori:

- la scoperta della dinamica accelerata della società moderna, con tutti i nuovi problemi che ne conseguono;
- il rifiuto di una parte della stessa società di queste dinamiche cercando rifugio nella natura incontaminata;
- la grande tradizione dei parchi nazionali, risalente addirittura alla seconda metà del secolo scorso;

- la consapevolezza del ruolo innovativo del grande Paese, ma anche la coscienza della fine inevitabile del mito dei grandi spazi e delle risorse infinite.

Nel secondo dopoguerra questa tradizione culturale si scontra con una realtà di incredibile espansione produttiva caratterizzata dall'affermarsi dell'economia postindustriale fondata sulle attività terziarie e l'hi-tech; non è un caso dunque che la data di nascita di questa società e quella degli studi di impatto come atto amministrativo si seguano a distanza di pochi anni.

A fronte di queste necessità gli U.S.A. sono stati i primi a elaborare uno strumento amministrativo che risponde al nome di National Environment Policy Act (NEPA).

Di fronte al fallimento di politiche precedenti, talvolta troppo permissive talvolta troppo restrittive, alla fine degli anni 60, per evitare uno sviluppo assolutamente incontrollato e selvaggio di agglomerati urbani ed industriali, si è diffuso un indirizzo basato sul semplice buon senso. Ovvero, uno sforzo sistematico per evitare, con metodo e pazienza, almeno gli errori ambientali prevedibili.

Viene così sancito l'obbligo per le amministrazioni federali di verificare preventivamente le conseguenze ambientali dei propri progetti con un approccio interdisciplinare e sistematico, valutando contemporaneamente le possibili alternative. L'obbligo comporta la preparazione, da parte dell'amministrazione interessata, di una valutazione preliminare da trasmettere

ai vari uffici interessati e da mettere a disposizione della popolazione.

La metodologia si afferma molto rapidamente e nel 1976 le valutazioni eseguite sono già 6.000 mentre questo strumento ben presto verrà adottato da tutti gli Stati dell'Unione e anche da molti paesi esteri.

Volendo indagare sullo scenario europeo, all'inizio degli anni 70 lo strumento pianificatorio viene adottato assai rapidamente in Danimarca, Francia, Germania Federale, Svezia, mentre viene introdotto in forma più o meno semplificata nel Regno Unito, Olanda, Spagna, Belgio e Austria.

Proprio partendo da queste basi, la futura Commissione europea, con non poca fatica elaborerà la direttiva 337/85/CEE, documento fondamentale per l'applicazione della valutazione di impatto anche nel nostro paese.

1.3 Le prime applicazioni in Italia

La cronistoria degli studi di impatto nel territorio italiano può essere suddivisa in tre periodi distinti.¹

I° PERIODO

Durante la seconda metà degli anni 70, nascono in Italia i primi dibattiti, che sono individuati come uno strumento di partecipazione da un lato, dall'altro sollevano delle perplessità.

Le correnti di pensiero sono due:

¹ P.Schmidt di Friedberg e S. Malcevski "Guida pratica agli studi di impatto ambientale"

- da un lato, si schierano coloro che cercano di mascherare la difesa di posizione di potere e l'assoluto rifiuto di un rinnovato rapporto tra cittadino attraverso il modellamento dell'innovativo strumento "pianificatorio" a favore della pubblica amministrazione;
- dall'altro, si schierano coloro che vedono in questo innovativo strumento un'occasione per risolvere, contemporaneamente, tre spinosi problemi: la modesta qualità ambientale della progettazione, l'urgente necessità di una riforma della pubblica amministrazione e il riequilibrio dei rapporti tra il cittadino e amministrazione.

Nella prima metà degli anni 80, partendo da queste posizioni, molto si discute e molto si cerca di operare, stimolati dalla prospettiva di una imminente direttiva comunitaria. Mentre su di un fronte si elencano e si escogitano nuovi sistemi su come inserire il nuovo strumento nella complessa realtà delle leggi esistenti, sull'altro, si studiano e si sperimentano nuovi comportamenti operativi per meglio rispondere alle crescenti necessità del paese.

E' l'epoca in cui molte regioni mettono in cantiere progetti ai fini di legiferare autonomamente sugli studi di impatto.

II° PERIODO

La V.I.A. di fatto viene introdotta nel nostro ordinamento attraverso l'art. 6 della legge 349, del 8 luglio 1986, istitutiva del Ministero dell'ambiente, in

recepimento della direttiva 85/337/CEE, successivamente modifica dalla 97/11/CE, la quale:

- Introduce la V.I.A. transitoria in Italia in attesa di una disciplina quadro di attuazione della Direttiva Comunitaria in materia di impatto ambientale;
- Disciplina una sintesi della procedura di VIA;
- Afferma la competenza statale (Ministero dell'Ambiente) nella gestione della procedura e nella emanazione del giudizio di compatibilità ambientale.

Tra chi tenta in tutti i modi di offuscare questo nuovo ed innovativo strumento e chi crede nella VIA come un'occasione concreta per migliorare la qualità della progettazione delle opere, prevale un compromesso tra le parti, che accetta con qualche piccola esitazione il nuovo strumento. Di fatto l'applicazione della procedura viene limitata alle opere comprese nell'allegato I della direttiva, così che in poco meno di dieci anni sono stati valutati qualche centinaia di progetti.

III° PERIODO

Nell'anno 1996, attraverso il D.P.R. 12 aprile 1996 ha inizio il cosiddetto "Atto di indirizzo e coordinamento" relativo alle condizioni, criteri e norme tecniche per l'applicazione della procedura di impatto ambientale ai progetti inclusi nell'allegato II della direttiva 85/337/CEE concernente la VIA.

Il D.P.R. nasce da un fruttuoso e ritrovato dialogo tra amministrazioni centrali e periferiche.

Concorrono a sbloccare la situazioni alcuni fattori chiave:

- La pressione della Commissione europea che, dopo aver elencato l'Italia tra gli stati membri meno aderenti allo spirito e alla disposizioni della direttiva dell'anno 1985, aveva aperto nel febbraio del 1992 una procedura di infrazione contro il nostro paese;
- Le riforme strutturali in corso relativamente alle autonomie locali e relative all'ammodernamento della pubblica amministrazione, che implica un maggior riconoscimento dei diritti del cittadino nei rapporti con il sistema politico;
- Sulla base di un rinnovato rapporto tra progetto, territorio e abitanti, la VIA garantisce una maggiore trasparenza della fase procedurale, la realizzazione di misure di mitigazione e la possibilità di dialogo delle forze locali con gli organi istituzionali superiori;
- Il formarsi di una nuova cultura nazionale degli studi di impatto per il crescente numero di indagini eseguite, in accordo alle norme statali e regionali.

1.4 Recenti dispositivi legislativi in materia di VIA per centrali di produzione di energia elettrica

Con la legge 9 aprile 2002, n. 55, che rappresenta la conversione in legge, con modificazioni, del D.L. 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il decreto nasce dall'esigenza di sopperire al deficit energetico di cui soffre il nostro paese, mediante lo snellimento delle procedure per la costruzione di nuove centrali per la produzione di energia elettrica. In

particolare, oggetto del regolamento sono "la costruzione e l'esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, alimentati da fonti convenzionali nonché la modifica e il ripotenziamento di impianti di produzione di energia elettrica esistenti alimentati da fonti convenzionali ed aventi, anteriormente o successivamente alla modifica o al ripotenziamento, una potenza superiore ai 300 MW termici". Per queste tipologie di impianto, per le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all'esercizio, il decreto predispone un unico procedimento di autorizzazione, al quale partecipano le amministrazioni statali e locali interessate. L'esito positivo della VIA costituisce parte integrante e condizione necessaria del procedimento di autorizzazione.

Il Decreto si inserisce inoltre in un contesto legislativo più ampio che, a partire dalla fine degli anni novanta, ha mirato alla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas; la liberalizzazione di questi mercati rappresenta un potente strumento per conseguire maggiore efficienza, promuovere gli investimenti attraverso la concorrenza tra più operatori e tentare di offrire ai consumatori un servizio migliore con prezzi e tariffe più bassi.

Particolare importanza rivestono:

- la Legge 27 Ottobre 2003, n. 27, che rappresenta la conversione in legge, con modificazione, del DL 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di

energia elettrica. La legge stabilisce che "può essere autorizzato l'esercizio temporaneo di singole centrali termoelettriche di potenza termica superiore a 300 MW, inserite nei piani di esercizio dello stesso Gestore, anche in deroga ai limiti di emissioni in atmosfera e di qualità dell'aria fissati nei provvedimenti di autorizzazione..", con l'unico obiettivo di "garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, assicurando la produzione in misura necessaria alla copertura del fabbisogno nazionale"

- La Legge 17 Aprile 2003, n.83, che rappresenta la conversione in legge, con modificazione, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, recante disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico. La legge, "ai fini dell'effettuazione della VIA sui progetti di nuova installazione, ovvero di modifica o ripotenziamento di impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore di 300 MW termici" stabilisce "prioritari i progetti di ambientalizzazione delle centrali esistenti che garantiscono la riduzione delle emissioni inquinanti complessive, nonché i progetti che comportano il riutilizzo di siti già dotati di adeguate infrastrutture di collegamento alla rete elettrica nazionale..".
- La Conferenza unificata Accordo 5 Settembre 2002, che "sancisce l'accordo tra Governo, regioni, province, comuni e comunità montane relativamente ai criteri generali di valutazione dei progetti di costruzione ed esercizio di impianti di produzione di energia elettrica

nonché ai compiti ed alle funzioni amministrative nel settore della produzione della produzione della energia elettrica."

In definitiva, quindi, vengono predisposti strumenti di incentivazione diretta alla produzione di energia elettrica. Infatti, successivamente all'entrata in vigore delle leggi, si è assistito su tutto il territorio nazionale alla presentazione di un elevato numero di proposte per la localizzazione e la costruzione di nuove centrali elettriche, introducendo però al tempo stesso il rischio di creare più o meno contemporaneamente un surplus energetico a livello nazionale e soprattutto a livello locale, all'interno di quelle piccole realtà dove è più facile creare un alto grado di congestione, sia in termini di energia elettrica immessa sia, conseguentemente, in termini di impatto socio-economico ed ambientale.

2 CENTRALI TERMOELETTRICHE A CICLO COMBINATO

2.1 Quadro di riferimento progettuale

In seguito ai provvedimenti legislativi mirati a liberalizzare il mercato dell'energia elettrica, sono state avanzate proposte per costruire un notevole numero di centrali termoelettriche in tutta Italia.

Nella quasi totalità dei casi si tratta di impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale, comunemente denominati con la sigla Ngcc (Natural Gas Combined Cycle power plants).

Le centrali Ngcc sono costituite da uno o più moduli a ciclo combinato. Generalmente il modulo è costituito da

una o due turbine (turbogas) alimentate a gas naturale e da una o due turbine a vapore alimentate dal vapore prodotto in generatori di vapore a recupero (in genere uno per ogni turbogas), che utilizzano il potenziale termico contenuto nei gas di scarico dei turbogas.

Con l'espressione "ciclo combinato" si definisce l'unione di due cicli tecnologici, uno compiuto da aria e gas naturale (ciclo a gas) e l'altro compiuto da acqua e vapore (ciclo a vapore), entrambi finalizzati sinergicamente a produrre energia elettrica con elevato rendimento.

Il processo di produzione dell'impianto a ciclo combinato si basa sulla trasformazione del calore prodotto dalla combustione della miscela di alimentazione, prima in energia meccanica e quindi in energia elettrica. Queste trasformazioni avvengono sfruttando l'accoppiamento in sequenza di due cicli termodinamici, per cui il calore scaricato dal primo ciclo, costituisce il calore di ingresso del secondo ciclo. Il primo ciclo (di Brayton) sfrutta l'utilizzo di gas naturale per la combustione e i gas prodotti si espandono nei turbogas, permettendo la trasformazione di energia termica in energia meccanica.

Il secondo ciclo termodinamico a vapore (di Rankine) utilizza i gas di scarico dei turbogas per generare vapore, permettendo ancora una volta la trasformazione del calore contenuto nei gas in energia meccanica.

Il rapporto tra la potenza elettrica prodotta e la potenza introdotta in fase di combustione esprime il rendimento netto di una centrale, che, con alimentazione a gas naturale e con l'utilizzo delle più moderne tecnologie, risulta raggiungere la soglia del 54-56%.

Il primo ciclo (Brayton) viene realizzato mediante uno o più moduli costituiti rispettivamente da un filtro presa aria, un compressore aria, una camera di combustione, una turbina a gas; il gas naturale, utilizzato come combustibile, viene introdotto nella camera di combustione attraverso un sistema di iniezione a ugelli idonei per bruciare sia gas sia combustibili liquidi (in caso di emergenza).

Prima che il combustibile venga introdotto all'interno del bruciatore viene fatto passare attraverso una stazione di riduzione: in questo modo il gas naturale viene ridotto di pressione rispetto alla sorgente di alimentazione e riscaldato. L'aria necessaria per il ciclo viene aspirata a mezzo di un filtro silenziatore e accumulata nella camera di ingresso del compressore per poi essere successivamente immessa nella camera di combustione.

La miscela che si forma viene incendiata e i gas prodotti ad alta pressione e temperatura (circa 1150 °C) si espandono nella turbina a gas che, ruotando, trascina un alternatore che genera energia elettrica.

I gas generati da questo processo risultano ancora molto caldi e, se rilasciati direttamente in atmosfera, costituirebbero uno spreco energetico che l'impianto

pagherebbe in termini di rendimento, senza pensare ai danni irreparabili provocati al microclima locale. Per evitare questo spreco ed incrementare il rendimento della centrale, i gas scaricati del turbogas vengono inviati ad un Generatore di Vapore a Recupero (G.V.R.), un grosso scambiatore di calore dove i gas cedono calore all'acqua, vaporizzandola; a questo punto i gas della combustione possono essere inviati al camino, avendo ormai una temperatura molto bassa.

Il secondo ciclo (Rankine) è costituito infatti da un ciclo a vapore, in circuito chiuso, che si basa sulla trasformazione dell'acqua che passa dallo stato liquido allo stato aeriforme per effetto del calore ceduto dai gas di scarico del turbogas. Questo processo avviene all'interno di specifiche tubazioni costituenti i banchi di scambio termico, e il vapore prodotto viene fatto confluire all'interno di collettori distinti, uno ad alta pressione, uno a media pressione ed uno a bassa pressione (AP, MP, BP) per ciascun G.V.R. e successivamente inviato alle turbine a vapore.

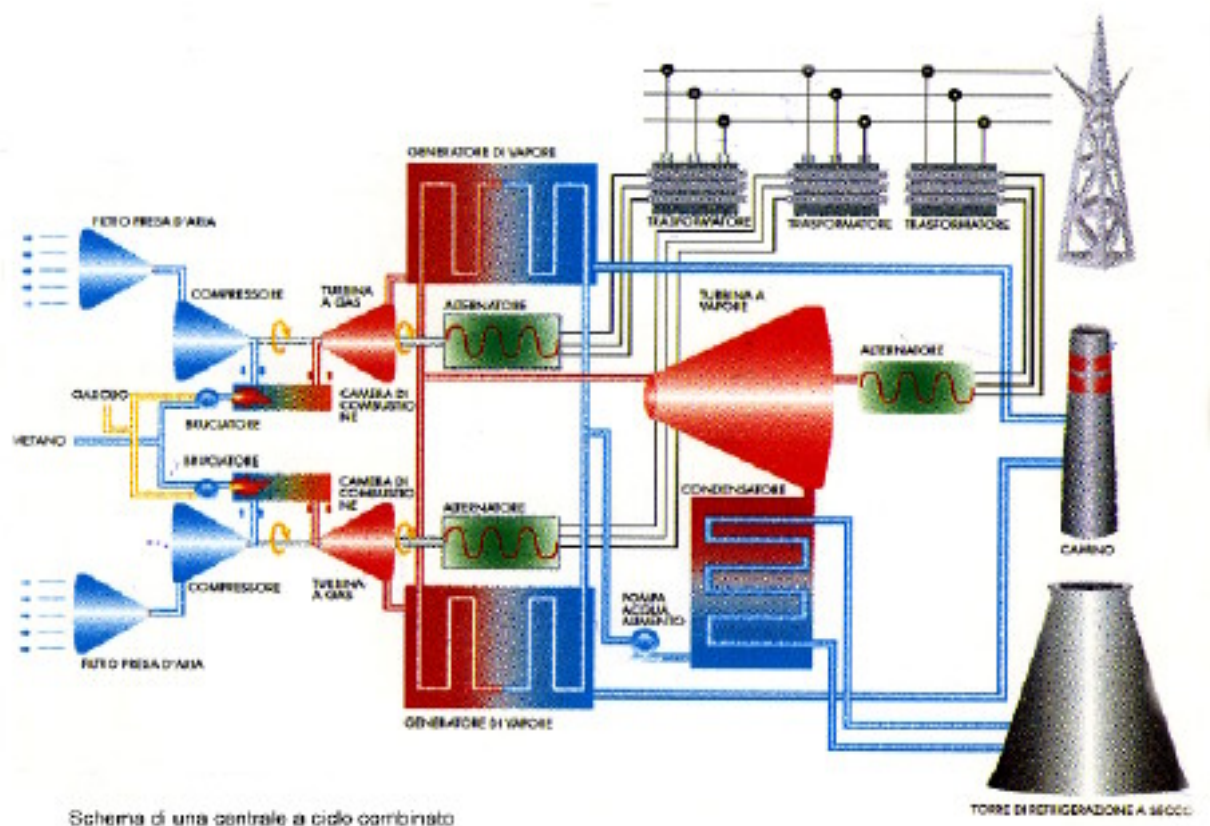


figura 1: Schema generico di una centrale a ciclo combinato

Per il funzionamento del ciclo a vapore è quindi necessario disporre di una sorgente fredda che permetta la condensazione del vapore; nella maggior parte dei casi ciò avviene attraverso un circuito chiuso che trasferisce il calore in uno scambiatore ad aria o a liquido allestito all'interno di una torre di raffreddamento (torri ad umido / torri a secco).

L'energia meccanica prodotta dalle turbine a gas e a vapore viene trasformata per mezzo di alternatori, disposti sul medesimo asse delle rispettive turbine, in energia elettrica. Per convogliare l'energia elettrica sulla rete di trasporto ad alta tensione, ciascun alternatore è collegato ad un trasformatore, che eleva la tensione

dell'energia prodotta dalla centrale ai valori richiesti del più vicino elettrodotto (circa 380 kV) a cui la centrale è collegata tramite sottostazione elettrica di rete.

Il processo di produzione è integrato da impianti ed apparecchiature ausiliarie che assicurano e concorrono al corretto funzionamento del processo stesso. La figura 1 mostra lo schema di una centrale a ciclo combinato.

I processi produttivi principali sono:

- . Alimentazione aria
- . Sistema di combustione
- . Turbine a gas
- . Sistema a vapore
- . Sistema estrazione condensato-acqua di alimento
- . Sistema di raffreddamento
- . Sistema elettrico
- . Sistema di controllo

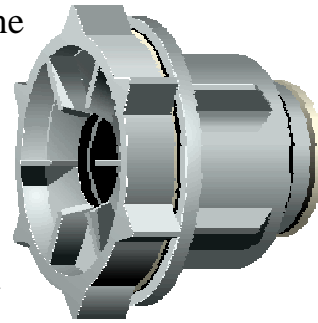
I processi produttivi ausiliari sono:

- . Sistema di condizionamento degli inquinanti
- . Dispersione fumi nell'atmosfera
- . Trattamento effluenti liquidi
- . Smaltimento residui solidi
- . Limitazione emissioni sonore
- . Sistemi acqua demineralizzata
- . Sistema vapore ausiliario
- . Sistema antincendio

2.2 Processi produttivi principali

2.2.1 Alimentazione aria

L'aria comburente viene prelevata dall'ambiente tramite un sistema di aspirazione composto da filtri e silenziatori disposti in serie, l'aria prelevata viene convogliata nella camera di ingresso del compressore assiale. Il compressore è composto da 15 o 19 stadi, in funzione della tipologia di turbina a gas.



2.2.2 Sistema di combustione

Le camere di combustione sono disposte anularmente rispetto all'albero di trasmissione della turbina; il sistema è dotato inoltre di candele ad alta energia per l'accensione. Le camere sono collegate tra di loro in modo tale da permettere la propagazione della fiamma in fase di avviamento dell'impianto e per permettere il bilanciamento delle pressioni a carico.

2.2.3 Turbina a gas

Le turbine a gas hanno più stadi di espansione ed i loro rotori, montati sul medesimo asse, sono formati da una molteplicità di dischi calettati. I calettamenti del turbogas sono molto sollecitati a causa dell'elevata

velocità di rotazione (*circa 3000 giri/minuto*) dalle alte temperature in gioco; per assicurare una lunga durata nelle diverse condizioni di esercizio, i turbogas sono dotati di efficacissimi sistemi di



raffreddamento per le parti statoriche e rotoriche più sollecitate.

Per quanto riguarda la fase di scarico vengono applicati opportuni silenziatori ai fini di rispettare i termini di legge prescritti in materia di contenimento di rumori e vibrazioni.

Per il raffreddamento dell'olio di lubrificazione dell'albero di trasmissione viene utilizzato l'idrogeno che proveniente dal sistema di raffreddamento degli avvolgimenti degli alternatori.

2.2.4 Sistema a vapore

2.2.4.1 G.V.R.

Le apparecchiature principali che compongono il sistema sono i generatori di vapore a recupero (G.V.R.), la turbina a vapore, le tubazioni di collegamento, il by-pass al condensatore ed il condensatore.

I G.V.R. sono di tipo orizzontale a circolazione naturale a due o tre livelli di pressione (AP 60bar - MP - BP 6bar), e possiedono le superfici di scambio realizzate mediante tubi alettati di piccolo diametro. Per ridurre la dispersione termica della caldaia vengono utilizzati appositi materiali isolanti.

2.2.4.2 Turbina a vapore

La turbina a vapore è generalmente di tipo "tandem compound", può assumere una configurazione monoalbero con turbina a gas e alternatore ed è costituita da sezioni di pressioni differenti.

Le caratteristiche costruttive di questi tipi di turbina devono essere tali da consentire rapide variazioni di temperatura e/o di carico, e sono progettate per arrivare a sostenere un carico totale pari alla somma delle portate totali delle singole caldaie a recupero.

2.2.5 Condensatore

Il condensatore è paragonabile ad un enorme frigorifero in cui il vapore scaricato dalla turbina viene raffreddato fino alla condensazione per poter essere reimpresso nel ciclo. Il raffreddamento è assicurato da fasci di tubi percorsi dall'acqua in ciclo chiuso raffreddata negli scambiatori di calore ubicati all'interno delle torri di raffreddamento.

2.2.6 Sistema estrazione condensatore – acqua di alimento

Il condensato viene accumulato nel “pozzo caldo” prima di essere riportato nel G.V.R. viene trattato attraverso l’ausilio di filtri demineralizzatori a rivestimento, aventi la funzione di



purificare l'acqua del ciclo onde evitare depositi o fenomeni corrosivi del G.V.R.

Il reintegro di perdite d'acqua o vapore è realizzato con acqua demineralizzata.

2.2.7 Sistema di raffreddamento

2.2.7.1 Torri di raffreddamento evaporative a ventilazione naturale

Questa soluzione prevede l'utilizzo di un condensatore a superficie, un sistema ad acqua di circolazione, e un sistema di una o più torri in cui una frazione dell'acqua che viene fatta circolare all'interno, attraverso l'utilizzo di tubi in acciaio alettati, viene evaporata e scaricata in atmosfera. L'entità dell'evaporazione varia in funzione della temperatura e dell'umidità dell'aria, decrescendo con la temperatura stessa.



Con il raffreddamento ad aria sia esso a tiraggio naturale o forzato, si riduce drasticamente il fabbisogno d'acqua della centrale, anche se questo vantaggio si paga con un lieve peggioramento del rendimento del ciclo combinato.

Al fine di evitare una eccessiva concentrazione di sali nell'acqua circolante, le torri richiedono un reintegro di acqua superiore all'evaporazione stessa; in linea di tendenza il reintegro si aggira attorno al 50% in più dell'evaporazione.

2.2.7.2 Torri ibride umido-secco

Si tratta di torri evaporative dotate anche di sezioni a secco; usualmente tali sezioni vengono utilizzate in condizioni di bassa temperatura e elevata umidità al fine di evitare la formazione di pennacchi di vapore condensante.

2.2.7.3 Condensatori ad aria

In questo caso la condensazione del vapore avviene direttamente per trasmissione del calore dal vapore condensante all'aria tramite una superficie di scambio alettata. Tale sistema è costituito da un condotto di trasporto del vapore e da un condensatore costituito da numerose celle di superficie alettata, ciascuna delle quali è dotata di un ventilatore. Anche in questo caso è possibile sfruttare un effetto evaporativo tramite spruzzamento di acqua della superficie di scambio, ottenendo così, soprattutto nelle stagioni più calde, un miglioramento delle prestazioni.

2.2.7.4 Torri di raffreddamento a secco a ventilazione forzata

Questa soluzione prevede l'utilizzo di un condensatore ad aria, un sistema di acqua di circolazione e un sistema di una o più torri in cui il calore viene trasferito all'aria tramite una superficie di scambio alettata.

2.2.7.5 Torri a secco assistite ad umido

Si tratta di torri di raffreddamento costituite da una grande sezione a secco, assistite da una sezione ad umido. Tipicamente questi sistemi vengono utilizzati quando esista la necessità di operare in condizione di forte risparmio d'acqua.

2.2.8 Sistema elettrico

Ogni alternatore è collegato a un trasformatore elevatore principale. La sottostazione elettrica, interna alla centrale, è organizzata su due livelli distinti di tensione; a livello 380kV fanno riferimento i gruppi generazione e le linee per il collegamento alla rete nazionale, a livello 150kV fanno capo le linee per la distribuzione primaria.



Tutte le apparecchiature ad alta tensione sono installate all'aperto, mentre sono installati in appositi edifici i quadri elettrici e tutte le apparecchiature destinate ai servizi ausiliari della stazione e i quadri elettrici per la gestione della stessa.

2.2.9 Sistema di controllo

La sala di controllo è il cuore operativo della centrale in cui vengono gestite, utilizzando le più

moderne tecniche informatiche, tutte le informazioni relative all'impianto.

Al centro della sala sono situate fino a venti postazioni di lavoro informatizzate, attraverso le quali vengono tenuti sotto controllo sia i singoli moduli che l'impianto nel suo complesso.

2.3 Processi produttivi ausiliari

2.3.1 Sistemi di limitazione, trattamento, abbattimento degli inquinanti

Ai fini di un sensibile contenimento dell'impatto ambientale si ipotizza di minimizzare la formazione di NO_x attraverso specifici combustori (DLN); essi infatti attraverso una migliorata configurazione del profilo di fiamma, sono in grado di abbassare il livello dei picchi delle temperature, essendo questi ultimi i principali responsabili della produzione di NO_x .

Per quanto riguarda la formazione di SO_2 , questa è limitata ai soli impianti che utilizzino combustibili liquidi in alternativa ai gas con funzione di riserva.

2.3.2 Dispersione fumi nell'atmosfera

La quantità di fumi rilasciati nell'ambiente da una sorgente puntiforme (caso specifico centrale termoelettrica) è variabile in funzione della capacità di dispersione nell'ambiente di tali scarti; in questo senso si vede la possibilità e l'opportunità di far raggiungere a

questi ultimi altezze da terra il più elevate possibili in modo da non intaccare gli strati inferiori dell'atmosfera.

A tale proposito si ricorda che la quota di emissione effettiva è data dall'altezza effettiva del camino al quale viene sommato l'innalzamento del pennacchio al di sopra del camino stesso, dovuto alla spinta ascensionale dei gas.

Nel caso di emissione di fumi molto caldi la spinta ascensionale viene ulteriormente influenzata dalla massa termica dell'effluente; a tale scopo le più moderne centrali sono strutturate con sistemi a molteplici canne fumarie, riunite in un'unica ciminiera che garantisce un unico pennacchio dotato di enorme spinta ascensionale.

2.3.3 Trattamento effluenti liquidi

Gli effluenti liquidi della centrale sono costituiti da acque meteoriche, da "acque reflue", ovvero acque meteoriche potenzialmente inquinate da oli lubrificanti e/o combustibili, da scarichi acidi o alcalini e da scarichi sanitari.

Le acque trattate vengono convogliate in vasche appositamente allestite e da queste, previo controllo della loro conformità ai requisiti della normativa vigente, vengono inviate al sistema fognario.

Gli oli di lubrificazione degli impianti meccanici e trasformatori, spurghi e lavaggi di aree coperte inquinabili da oli, acque piovane provenienti dai bacini di contenimento dei serbatoi per oli combustibili e da aree scoperte interessate dal movimento combustibili (qualora esista) vengono trattati in un apposito impianto e

l'effluente, previo controllo del contenuto in olio del pH, può essere:

- ricircolato alla vasca di accumulo iniziale;
- inviato all'impianto di trattamento chimico per pH fuori intervallo;
- inviato alla vasca finale trattamento primario dalla quale viene fatto passare, a mezzo pompa, attraverso i filtri a sabbia e carbone attivo;
- inviato alla vasca finale per lo scarico.

Gli scarichi oleosi vengono accumulati in una vasca di raccolta a pretrattamento dove avviene la prima separazione degli oli.

Il funzionamento dei separatori si basa sul principio fisico di separazione di due liquidi.

Le acque acide o alcaline sono costituite da reflui degli impianti di trattamento e di filtrazione del condensato; si tratta di acque contenenti resine polverizzate, spurghi vari provenienti dalle unità di produzione vapore, lavaggi chimici dei generatori a vapore (ossidi di ferro), reflui di lavaggio e rigenerazione resine dell'impianto di demineralizzazione, contenenti acido e soda diluiti risultanti dal ripristino dei gruppi funzionali delle resine scambiatrici di ioni.

Le acque meteoriche non potenzialmente inquinate da oli vengono raccolte in una rete fognaria separata e scaricate direttamente nei fossi.

Le acque sanitarie provenienti dai servizi igienici, da docce e dalla mensa vengono raccolte in un sistema fognario dedicato e inviate in una apposita vasca di

aerazione, dove avviene l'immissione del quantitativo d'aria necessario per ottenere una reazione aerobica di depurazione biologica; il processo prosegue in un bacino di raccolta successivo dove avviene la sedimentazione dei fanghi formati durante il processo (flocculazione). Tali fanghi vengono periodicamente scaricati dal bacino per evitarne un eccessivo accumulo.

2.3.4 Smaltimento residui solidi

I residui solidi della centrale sono quelli derivati dall'impianto di trattamento delle acque reflue. Tali residui sono classificati come speciali non tossici, e nocivi. In ogni caso esiste la possibilità che la centrale sia dotata di una vasca dedicata ad uno stoccaggio provvisorio dei rifiuti per un periodo di circa 2 anni.

2.3.5 Emissioni sonore

Col fine di contenere il livello di rumore sia all'interno dell'impianto, sia all'esterno, in tutte le specifiche di acquisizione del macchinario e di tutti i componenti che possono generare rumore è imposto che il livello medio di pressione acustica per bande di ottava, secondo raccomandazioni ISO R 1680 ([Test](#) code for the measurement of the airborne noise emitted by rotating electrical machinery) non deve superare i valori indicati nella riga 1) ed inoltre il livello di pressione acustica non deve in alcun caso superare i livelli limite indicati nella riga 2).

Hz	31.5	63.0	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
riga.1) dB	109.9	98.7	91.6	86.4	82.7	80	77.7	75.9	74.4	
riga 2) dB	113.3	102.6	95.9	91.0	87.6	85	82.8	81	79.5	

In alcuni casi la misura per bande di ottave può essere sostituita dalla misura di livello medio globale; tale parametro non dovrà mai essere superiore a 85 dB.

I vari soggetti costruttori al fine di rispettare i limiti sopraindicati dotano le loro macchine di silenziatori e cappottature fonoassorbenti.

Questi sistemi in linea di massima vengono applicati ai Turbogas ed al Turbogruppo a vapore; nel caso specifico delle turbine a gas vengono applicati silenziatori sia in aspirazione sia in scarico e la struttura dei primi consiste in pannelli fonoassorbenti realizzati con lana di vetro avvolta in un tessuto in fibra di vetro e chiusi in una struttura d'acciaio forata. Per quanto riguarda i silenziatori allo scarico essi sono collocati nel tratto orizzontale del condotto, a monte del GVR, e sono composti da più pannelli posizionati parallelamente l'un l'altro; la costruzione di tali pannelli è assolutamente simile a quelli posizionati in aspirazione a valle del GVR.

Inoltre vengono applicati sistemi fonoassorbenti anche in prossimità delle valvole di sicurezza istallate sui generatori a vapore, sugli scarichi di avviamento delle caldaie ausiliarie.

2.3.6 Sistemi acqua demineralizzata

L'acqua proveniente dal bacino di raccolta acqua grezza e antincendio, opportunamente filtrata, alimenta l'impianto di demineralizzazione. Generalmente l'impianto è articolato in tre linee, ed ogni linea è composta rispettivamente da uno scambiatore cationico, uno scambiatore anionico e uno scambiatore a letto misto. La torre di degasazione atmosferica sarà unica per tutte e tre le linee.

L'acqua demineralizzata prodotta dall'impianto viene raccolta in un serbatoio dal quale viene successivamente utilizzata per le integrazioni del "pozzo caldo", per le acque servizi in ciclo chiuso, per il riempimento del ciclo termico e dei generatori a vapore e anche per l'alimentazione delle caldaie ausiliarie.

2.3.7 Sistema vapore ausiliario

Questo è un sistema di distribuzione ausiliario alimentato dai collettori a bassa pressione (BP) dei G.V.R. e da eventuali caldaie ausiliarie genera e distribuisce vapore per usi differenti rispetto a quelli del ciclo di produzione primario. In linea di tendenza questi gruppi ausiliari vengono utilizzati per le operazioni di avviamento del gruppo a vapore e per la produzione di acqua calda centralizzata ad impianto non operativo.

2.3.8 Sistema antincendio

La totalità dell'impianto ha l'obbligo di essere dotato di sistema antincendio, il quale può assumere differenti configurazioni funzionali alle scelte della società che commissiona l'opera, inoltre le diverse possibili sezioni saranno dotate di sistema di azionamento automatico e/o manuale.

- Sistema ad acqua

L'acqua utilizzata per questa tipologia di impianto viene direttamente pompata da un serbatoio di raccolta di acqua grezza appositamente dedicato a questo sistema.

A loro volta, dal serbatoio, le pompe antincendio distribuiscono l'acqua alle utenze, quali spruzzatori, idranti.

- Sistema a schiuma

Questo sistema è composto da un serbatoio di stoccaggio dedicato, un impianto di distribuzione e un quadro strumentazione.

Nella maggior parte dei casi questi sistemi vengono utilizzati esclusivamente per la protezione dei generatori diesel, qualora sia prevista la loro installazione nell'impianto.

- Sistema a CO₂

E' composto da bombole, impianto distribuzione e quadro strumentazione. Anche questo sistema nella maggior parte dei casi viene impiegato principalmente per la protezione delle apparecchiature elettroniche e per il turbogas.

- Sistema rilevamento e allarme

Il sistema di rilevamento è composto da rilevatori di fumo, rilevatori di fiamma e rilevatori di temperatura che vengono installati nella totalità dell'impianto.

Per quanto concerne il sistema di allarme, esso viene utilizzato sia come strumento di allerta per il personale che occupa la centrale sia per attivare i relativi sistemi antincendio.

3 ANALISI DI COMPARAZIONE TECNICA

3.1 Le check list

Durante la procedura VIA in APAT, i contenuti informativi presenti nello studio di impatto ambientale relativo ad una centrale termoelettrica vengono opportunamente inseriti in forma sintetica in una particolare tabella detta griglia; questa tabella è uno degli strumenti che APAT ha messo a punto al fine di verificare la completezza delle informazioni di carattere tecnico presentate dal proponente di un'opera nello studio di impatto ambientale.

La griglia contiene una colonna in cui sono presenti i descrittori, ovvero i parametri di carattere tecnico o qualitativo, fortemente ispirati al DPCM 27/12/88, utilizzati per rappresentare in modo schematico e completo tutte le informazioni presenti nel SIA; nelle altre colonne della griglia si inseriscono le informazioni complete reperibili nello studio di impatto relative ai vari descrittori. La griglia si rende indispensabile al fine di rendere più agevole l'analisi e la valutazione della completezza delle informazioni di cui si è in possesso. La griglia è suddivisa in diversi quadri, e per le finalità del presente lavoro si è considerato il quadro di riferimento progettuale, dove sono presenti informazioni di carattere progettuale e tecnico. Nel quadro di riferimento progettuale sono presenti ottantasei descrittori suddivisi in otto aree tematiche.

Sulla base della griglia vengono successivamente redatte le relazioni tecniche APAT.

In allegato vengono forniti lo strumento database, il manuale d'uso del database e le griglie speciali.

Lo strumento database costituisce il dispositivo informatico strutturato mediante una modellizzazione relazionale, atto ad accogliere, modificare e recuperare tutte le informazioni possibili in possesso per le centrali oggetto del presente studio; questo strumento è stato realizzato in ambiente ACCESS per poter raggiungere in maniera semplice, ma al tempo stesso potente e completa, le finalità del presente lavoro.

Il manuale d'uso presenta attraverso una descrizione concisa e puntuale mediante espliciti riferimenti ai menù del programma, tutte le principali operazioni che è possibile effettuare all'interno dello strumento database, compreso il recupero delle informazioni mediante la costruzione dei filtri.

Le griglie speciali, infine, sono delle particolari griglie, nel senso che ogni riga è relativa ad un descrittore, ed ogni colonna è relativa ad una centrale termoelettrica, e nelle celle sono presenti i valori dei descrittori corrispondenti.

3.2 Metodologia di analisi

L'analisi di comparazione tecnica intende mettere a confronto fra di loro dati progettuali analoghi relativi a diverse centrali termoelettriche che producono energia elettrica mediante il ciclo termico combinato.

La comparazione mira al raggiungimento principalmente di due obiettivi: il primo è quello di avere a disposizione delle stime circa i valori tipici dei dati progettuali di varie centrali termoelettriche a ciclo combinato; il secondo è quello di poter verificare, proprio in base a queste stime, l'attendibilità o meno di uno o più dati relativi ad una centrale non utilizzata per effettuare quest'analisi. In particolare, quindi, l'analisi mira a fornire precise e preziose indicazioni, circa l'attendibilità di valori forniti all'interno del quadro di riferimento progettuale dei SIA di centrali sottoposte a VIA successivamente alla realizzazione di questa analisi di comparazione.

Successivamente viene presentato il campione a disposizione, vengono mostrate le classi in cui il campione è stato suddiviso, e vengono esposti i risultati dell'analisi per tutte le combinazioni possibili in base a questa classificazione.

3.3 Presentazione del campione

In questa prima fase è stato preso un campione di diciassette centrali termoelettriche a ciclo combinato; pur risultando il campione modesto, è possibile ottenere dall'analisi risultati ed indicazioni dotate di un certo livello di rappresentatività ed attendibilità per altre centrali tipologicamente simili.

E' stato effettuato un lavoro preventivo, che è consistito nel recuperare tutte le informazioni contenute nelle singole griglie delle varie centrali termoelettriche redatte in APAT, renderle omogenee, effettuando, la dove

possibile, una verifica delle informazioni presenti nelle varie griglie, attraverso la consultazione dei relativi studi di impatto ambientale; il risultato di questo lavoro preventivo ha portato alla realizzazione delle griglie speciali riportate in allegato.

Per l'analisi di comparazione, però, non tutti gli ottantasei descrittori delle griglie speciali realizzate hanno caratteristiche tali da poter essere comparati mediante base tecnico/numerica o da poter essere ritenuti significativi per l'analisi stessa.

Conseguentemente sono stati selezionati solo 35 degli ottantasei indicatori iniziali (vedi tabella 2). Il passo successivo verso l'avvio dell'analisi vera e propria è stato quello di suddividere in classi le diverse centrali in base alle caratteristiche tipologiche principali ritenute discriminanti per la comparazione.

Le caratteristiche principali individuate (o parametri) sono la taglia, ovvero la potenza elettrica lorda generata, il combustibile utilizzato, ovvero il combustibile scelto per generare la sorgente calda del ciclo termodinamico, il sistema usato per il raffreddamento del ciclo termico, ovvero il tipo di sorgente fredda del ciclo termodinamico.

Di seguito si riportano due tabelle che presentano, rispettivamente, il campione a disposizione, con la specifica delle caratteristiche principali, e i descrittori scelti da cui sono derivati i dati veri e propri utili ai fini della comparazione tecnica.

Tabella 1: Le 17 centrali prese in considerazione e caratteristiche principali

CENTRALE	POTENZA LORDA GENERATA (MW)	COMBUSTIBILE UTILIZZATO	SISTEMA USATO PER IL RAFFREDDAMENTO DEL CICLO TERMICO
C-01	400	Gas naturale	Condensatore ad aria
C-02	400	Gas naturale	Condensatore ad aria
C-03	400	Gas naturale	Torri evaporative ad umido (acqua di mare)
C-04	400	Gas naturale	Condensatore ad aria
C-05	390	Gas naturale	Condensatore ad aria
C-06	400	Gas naturale	Condensatore ad aria
C-07	400	Gas naturale	Condensatore ad aria
C-08	800	Gas naturale	Condensatore ad acqua su torre ad umido
C-10	760	Gas naturale	Torri evaporative ad umido
C-11	792	Gas naturale	Condensatore ad aria
C-12	760	Gas naturale	Condensatore ad aria
C-13	800	Gas naturale	Condensatore ad aria
C-14	800	Gas naturale	Condensatore ad aria
C-15	760	Gas naturale	Torre a secco
C-16	800	Gas naturale	Torre a secco
C-17	750	Gas naturale	Condensatore ad aria
C-18	1518	Gas naturale	Condensatore ad aria e torre d raffreddamento ibrida

Tabella 2: I 35 descrittori utilizzati e breve descrizione

DESCRITTORE	DESCRIZIONE
Rendimento	Rapporto tra potenza elettrica netta (ovvero quella prodotta al netto degli autoconsumi e delle perdite) e potenza termica introdotta (mediante combustione aria – combustibile), espresso in percentuale
Indice di utilizzo	Ore di funzionamento, espresse in ore/anno
Aree occupate	Aree interessate dall'opera nel suo complesso, espresse in m ²
Superficie di occupazione diretta	Aree interessate da occupazione diretta, espresse in m ²
Superfici impermeabilizzate	Superfici interessate da impermeabilizzazione (coperte + asfaltate), espresse in m ²
Volumetria totale	Volumetria totale edifici, espressi in m ³
Numero e altezza camini	Numero ed altezza di tutti i camini presenti in centrale, espressi in m
Altezza edifici caldaie e turbine	Altezza degli edifici contenenti caldaie e turbine, espressi in m
Altezza moduli raffreddamento	Altezza dei moduli di raffreddamento del ciclo termico, espressi in m
Aree per opere di mitigazione	Aree predisposte per opere di mitigazione, espresse in m ²

DESCRITTORE	DESCRIZIONE
Portata di uscita dei fluidi di raffreddamento	Portata di uscita definitiva dei fluidi utilizzati quali sorgente fredda del ciclo termico, espressi o in t/h (portata massiva) o in m ³ /h (portata volumica)
Temperatura di uscita dei fluidi di raffreddamento	Temperatura di uscita definitiva dei fluidi utilizzati per il raffreddamento del ciclo termico, espressi in °C
Consumo di risorse idriche	Consumo totale di acqua, specificato eventualmente se di acque superficiali o di acque di falda, espresso in m ³ /h
Consumo di combustibile	Consumo di combustibile necessario alla creazione della sorgente calda del ciclo termico, espresso o in t/anno o in Nm ³ /anno
Altri combustibili utilizzati	Combustibili eventualmente utilizzati al posto del gas naturale
Consumo di composti chimici	Consumo di acido cloridrico, soda caustica, deossigenante, antincrostante, ed altri prodotti simili; espressi in t/anno
Consumo oli lubrificanti e dielettrici	Consumo di Olii lubrificanti per gli organi in movimento, e di olii dielettrici per i trasformatori, espressi in m ³ /anno o in t (in tal caso indicano le quantità presenti in centrale)
Portata fumi	Portata di uscita definitiva ai camini di scarico fumi di sorgente calda del ciclo termico, espressi o in Kg/s o in Nm ³ /h
Temperatura fumi	Temperatura di uscita definitiva ai camini di scarico fumi di sorgente calda del ciclo termico, espressi in °C
Concentrazione di SO₂ nei fumi	Concentrazione di SO ₂ nei fumi di scarico, espressi in mg/Nm ³
Concentrazione di NO_x nei fumi	Concentrazione di NO _x (espressi come NO ₂) nei fumi di scarico, espressi in mg/Nm ³
Concentrazione di CO nei fumi	Concentrazione di CO nei fumi di scarico, espressi in mg/Nm ³
Concentrazione di Particolato (PM₁₀) nei fumi	Concentrazione di PM ₁₀ nei fumi di scarico, espressi in mg/Nm ³
Emissioni annue di SO₂	Emissioni di SO ₂ , espressi in t/anno
Emissioni annue di NO_x	Emissioni di NO _x (espressi come NO ₂), espressi in t/anno
Emissioni annue di CO	Emissioni di CO, espressi in t/anno
Emissioni annue di CO₂	Emissioni di CO ₂ , espressi in t/anno
Emissioni di H₂O	Emissioni di H ₂ O, espressi in t/h
Emissioni annue di Particolato	Emissioni di PM ₁₀ , espressi in t/anno
Quantità e caratteristiche dei rifiuti urbani e assimilati, speciali (pericolosi e non)	Resine esauste, Fanghi trattamento biologico, Fanghi sistema disoleazione, Filtri turbina, Emulsioni e altri rifiuti oleosi, Imballaggi, materiale assorbente, filtrante e indumenti, ecc.; espressi in t/anno o kg/anno
Quantità e caratteristiche degli scarichi idrici	Quantità delle acque piovane che è possibile smaltire con continuità, acque civili, acque di spurgo dei componenti del ciclo combinato, acque con presenza di olii, scarichi chimici, acque di lavaggio compressore e turbine; espressi in m ³ /h
Portate ricavate di NO_x	Descrittore derivato dalla combinazione, in moltiplicazione, della portata fumi con la concentrazione, in modo da fornire valori di portate di NO _x (espressi come NO ₂), espressi in Kg/h

DESCRITTORE	DESCRIZIONE
Portate ricavate di CO	Descrittore derivato dalla combinazione, in moltiplicazione, della portata fumi con la concentrazione, in modo da fornire valori di portate di CO, espressi in Kg/h
Opera funzionalmente connessa (elettrodotto)	Caratteristiche principali (modalità allacciamento, tensione di esercizio) dell'opera connessa elettrodotto, per l'immissione della potenza elettrica nel sistema nazionale
Opera funzionalmente connessa (gasdotto)	Caratteristiche principali (modalità allacciamento, pressioni di esercizio) dell'opera connessa gasdotto, per il prelievo del gas naturale

La comparazione ha interessato altresì i principali sistemi d'impianto atti a garantire la corretta esecuzione in sicurezza delle funzioni espletate all'interno della centrale

3.4 Classificazione delle centrali

3.4.1 Potenza elettrica lorda generata

Premesso che questo parametro risulta di fondamentale importanza poiché, considerando come già specificato che tutte le centrali adottano la medesima tecnologia per la generazione e l'erogazione di energia e considerando che tutte le centrali dichiarano i valori in presenza di sistemi di abbattimento e/o contenimento delle emissioni in aria, è dunque in funzione della "taglia" che si possono valutare la quantità delle emissioni in atmosfera e la quantità delle risorse utilizzate.

E' possibile raggruppare le 17 centrali prese in considerazione in questo studio in tre grandi gruppi ognuno dei quali esprime l'entità della potenza elettrica che sono in grado di generare

Numero centrali prese in esame: 17

Numero centrali con potenza elettrica da 300 a 400 MW :

7 tipologia " A "

Numero centrali con potenza elettrica da 401 a 800 MW :

9 tipologia " B "

Numero centrali con potenza elettrica da 801 a 1.600

MW: 1 tipologia " C "

Nella tabella 3 viene riportata la classificazione delle centrali in base al parametro Potenza Elettrica lorda generata.

Tabella 3: Classificazione in base alla potenza elettrica lorda generata

CENTRALE	POTENZA LORDA (MW)	TIPOLOGIA
C-01	400	A
C-02	400	A
C-03	400	A
C-04	400	A
C-05	390	A
C-06	400	A
C-07	400	A
C-08	800	B
C-10	760	B
C-11	792	B
C-12	760	B
C-13	800	B
C-14	800	B
C-15	760	B
C-16	800	B
C-17	750	B
C-18	1518	C

3.4.2 Combustibile utilizzato

Le emissioni di composti solforati, polveri, idrocarburi aromatici e composti metallici nocivi prodotti dalla combustione del gas naturale sono trascurabili. Anche le emissioni di ossidi di azoto sono generalmente inferiori rispetto a quelle prodotte dalla combustione del

carbone e di combustibili liquidi. A parità di energia utilizzata, l'anidride carbonica prodotta dalla combustione del gas naturale è il 25-30% in meno rispetto ai prodotti petroliferi e il 40-50% in meno rispetto al carbone.

E' possibile raggruppare le 17 centrali prese in considerazione in questo studio in 2 gruppi ognuno dei quali esprime il tipo di combustibile utilizzato

Numero centrali prese in esame: 17

Numero centrali alimentate a gas naturale: 17

Si osserva con facilità dai dati sopra riportati che il combustibile utilizzato per alimentare le centrali prese in analisi è esclusivamente gas naturale.

Il gas naturale, infatti, per la sua possibilità di trasporto in reti sotterranee, per le sue caratteristiche chimico-fisiche e per la sua possibilità di impiego in tecnologie ad alta efficienza e basse emissioni, può dare

Trasporto di combustibili (energia trasportata $6,6 \cdot 10^6$ GJ al giorno)		
Combustibile	Quantità	Mezzi di trasporto
Gas naturale	$190 \cdot 10^6$ m ³ /giorno	1 Rete sotterranea 
Prodotti Petroliferi	190.500 t/giorno	4.340 autocisterne al giorno 
Carbone	251.600 t/giorno	4.930 vagoni ferroviari al giorno 

un contributo importante al miglioramento della qualità dell'ambiente rispetto all'utilizzo di altri combustibili fossili; ad esempio per fornire la stessa quantità di energia di 190 milioni di metri cubi di gas al giorno, che è stata mediamente trasportata dalla rete sotterranea di gasdotti

di Snam Rete Gas nel 2001, sarebbe necessario l'impiego di un numero elevato di autocisterne per i prodotti petroliferi e di vagoni ferroviari per il carbone, come riportato nell'illustrazione sintetica riportata sotto, con i conseguenti problemi per la mancanza di infrastrutture di trasporto adeguate, per il notevole impatto sul traffico, e per gli elevati impatti ambientali connessi.

3.4.3 Sistema raffreddamento ciclo termico

Relativamente al sistema di raffreddamento utilizzato, è possibile raggruppare le centrali prese in esame in questo studio in 3 gruppi

Numero centrali prese in esame: 17

Numero centrali raffreddate con tecnologia a secco: 14

Tecnologia “ 1 “

Numero centrali raffreddate con tecnologia ad umido : 2

Tecnologia “ 2 “

Numero centrali raffreddate con tecnologie ibride : 1

Tecnologia “ 3 “

Per le centrali in analisi è possibile individuare tre diverse tecnologie di raffreddamento del ciclo termico.

Tecnologia “ 1 “

Tecnologia a secco che utilizza principalmente condensatori ad aria o torri evaporative a tiraggio naturale, che esclude l'utilizzo di risorse idriche.

Tecnologia “ 2 “

Tecnologia a umido che utilizza risorse principalmente idriche.

Tecnologia “ 3 “

Tecnologia che utilizza alternativamente o contemporaneamente sia la tecnologia a secco che quella a umido.

Tabella 4: Classificazione in base alla tecnologia di raffreddamento

CENTRALE	SISTEMA RAFFREDDAMENTO CICLO TERMICO	TECNOLOGIA
C-01	Condensatore ad aria	1
C-02	Condensatore ad aria	1
C-03	Torre a umido	2
C-04	Condensatore ad aria	1
C-05	Condensatore ad aria	1
C-06	Condensatore ad aria	1
C-07	Condensatore ad aria	1
C-08	Torre a umido	2
C-10	Condensatore ad aria	1
C-11	Condensatore ad aria	1
C-12	Condensatore ad aria	1
C-13	Condensatore ad aria	1
C-14	Condensatore ad aria	1
C-15	Condensatore ad aria	1
C-16	Condensatore ad aria	1
C-17	Condensatore ad aria	1
C-18	Sistema ibrido	3

Voci “ – “ : L’informazione non risulta reperibile.

E’ importante constatare che con i sistemi di raffreddamento ad umido il rendimento termico risulta migliore rispetto alla tecnologia a secco, tuttavia talvolta comporta un’eccessiva richiesta di risorse idriche.

In caso di adozione di sistemi di raffreddamento ad aria i consumi di risorse idriche vengono ridotti ma tuttavia esistono maggiori difficoltà per la dissipazione del calore.

3.4.4 Insiemi derivanti dalla classificazione

La classificazione di cui sopra applicata al campione in possesso per l'analisi di comparazione, conduce alla formazione di diversi insiemi di centrali, e precisamente:

- Centrali termoelettriche da 400 MW, alimentate a gas naturale, con ciclo termico a tecnologia a secco
- Centrali termoelettriche da 400 MW, alimentate a gas naturale, con ciclo termico a tecnologia a umido
- Centrali termoelettriche da 800 MW, alimentate a gas naturale, con ciclo termico a tecnologia a secco
- Centrali termoelettriche da 800 MW, alimentate a gas naturale, con ciclo termico a tecnologia a umido

- Centrali termoelettriche da 1.600 MW, alimentate a gas naturale, con ciclo termico a tecnologia ibrida.

Successivamente vengono riportati, per ogni insieme, i valori medi ed eventualmente le variazioni intorno a tali valori per i diversi descrittori.

3.5 Centrali termoelettriche da 400 MW, alimentate a gas naturale, ciclo termico con tecnologia a secco

Per quanto concerne le centrali termoelettriche a ciclo combinato con potenza lorda di 400 MW, alimentate a gas naturale e con sistema di raffreddamento del ciclo termico a secco si considera quanto segue:

3.5.1 Emissioni in atmosfera

Tabella 5 : Emissioni in atmosfera

Descrittore	C-01	C-02	C-04	C-05	C-06	C-07
Indice utilizzo (ore/anno)	7.800	7.800	7.500-8.000	8.000	8.000	8.200
Portata fumi	650 kg/s	650 kg/s	600-688 kg/s	666 Kg/s (mediante conversione di 1.900.000 Nm ³ /h)	643,3 kg/s	655,7 kg/s
Temp. Fumi (°C)	106 °	105,57 °	104 °	104 °	94 °	100
Concentrazione SO₂ nei fumi	Trascurabile	Trascurabile	-	Trascurabile	-	-
Concentrazione NO_x nei fumi (mg/Nm³)	50	51	50	50	-	50
Concentrazione CO nei fumi (mg/Nm³)	12,5	12,5	12,5	12,5	-	40
Concentrazione di particolato (PM 10)	Trascurabile	Trascurabile	-	Trascurabile	-	Trascurabile
Emissioni annue SO₂	Trascurabile	Trascurabile	-	Trascurabile	-	Trascurabile
Emissioni annue NO_x (t/anno)	803,4	803,4	-	980	416,9	875
Emissioni annue CO (t/anno)	-	-	-	240	231,6	710
Emisioni annue particolato	Trascurabile	Trascurabile	-	Trascurabile	-	Trascurabile
Portata in uscita aria/acqua di raffreddamento	40.747,75 t/h	41.560 t/h	-	-	685.6 m ³ /s	-
Temp. in uscita aria/acqua di raffreddamento (°C)	34.11	33.96	-	-	-	-

Voci

“ - “ : L'informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

Dai dati sopra riportati si evince che il funzionamento medio annuo degli impianti non si discosta molto dalle 8.000 ore, successivamente si noti che la portata media dei fumi relativa ai sei casi in questione presenta valori pressoché identici che vanno da un valore minimo di 600 Kg/s ad un valore massimo. di

688 Kg/s; diversamente nel caso della Centrale C-05 il valore della portata in uscita viene espresso con unità di misura differente (Nm³/h; da indicazioni di equivalenza, 1.900.000 Nm³/h sono pari a circa 666 Kg/s in linea con le altre centrali).

La temperatura media in uscita dai camini è di circa 98,63 °C, registrando un valore minimo in uscita dai camini pari a 94 °C e un massimo di 105 °C. Le emissioni di SO_x (ossidi di zolfo) sono da considerarsi trascurabili.

Diversamente per le concentrazioni di NO_x (ossia ossidi di azoto) i valori registrati sembrano indicare la concentrazione massima ammessa dalla normativa e attestata su circa 50 mg/Nm³ (emissione annua pari a circa 860 t/anno); da osservare il valore anomalo della centrale C-06.

Per quanto riguarda i valori di CO (monossido di carbonio) può essere fatto lo stesso discorso del parametro precedente, i dati infatti sono uguali e coincidono con i valori massimi di concentrazione ammessi dalla normativa e attestati su circa 12,5 mg/Nm³ (emissione annua pari a circa 240 t/anno); in questo caso però esiste un valore anomalo, sia in concentrazione sia in emissione, relativo alla centrale C-07, che si discosta completamente dagli altri parametri registrati.

Nel caso del CO₂, biossido di carbonio, il valore non è ritrovabile all'interno della tabella riportata perché non è stato rintracciabile, tuttavia dati di letteratura stimano emissioni annuali di circa 1.000.000 di t.

Nonostante sia presa in analisi una tipologia di centrale con alimentazione a gas metano va considerata, anche se in maniera trascurabile, la presenza di polveri fini ossia le PM10 (particulate material), ossia polveri con diametri fino a 10 µm.

Per quanto riguarda la portata di vapore d'acqua in uscita dalle torri di raffreddamento, esiste un valore medio di circa 41.000 t/h, e una temperatura media di 34 °C.

E' importante ricordare che tutti i valori relativi alle emissioni tengono conto dell'utilizzo di sistemi tecnologici per l'abbattimento e/o contenimento delle emissioni in aria.

Prendendo in considerazione le 6 centrali appartenenti alla specifica situazione, con l'utilizzo delle specifiche tecnologie si ottiene un rendimento netto che oscilla dal 54% al 55,9%.

Tabella 6: Emissioni in atmosfera per una centrale Ngcc da 400 MW

EMISSIONI IN ATMOSFERA	EMISSIONI ANNUALI	CONCENTRAZIONI
SO ₂	trascurabili	Trascurabili
NO _x	~ 860 kg/anno	~ 50 mg/Nm ³
CO	~ 710 t/anno	12,5 - 40 mg/Nm ³
CO ₂	~ 1.000.000 t/anno	-
H ₂ O	~ 41.000 t/ora	-

Voci

“ – “ : L’informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

3.5.2 Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi

Tabella 7 : Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi

Descrittore	C-01	C-02	C-04	C-05	C-06	C-07
Quantità e caratteristiche degli scarichi idrici	- Acque piovane max 300 m ³ /h - Acque civili 4 m ³ /h - Acque di	- Acque piovane max 300 m ³ /h - Acque civili 4 m ³ /h - Acque di	- Acque piovane max 600 m ³ /h - Acque industriali 14 m ³ /h	- Acque piovane max 300 m ³ /h -Totale scarichi 36.400 m ³ /anno	-	-

Descrittore	C-01	C-02	C-04	C-05	C-06	C-07
	spurgo 3 m ³ /h - Acque oleose 5 m ³ /h - Scarichi chimici 1m ³ /h - Acqua lavaggio compressore e turbine 1m ³ /h ogni 2 mesi	spurgo 3 m ³ /h - Acque oleose 5 m ³ /h - Scarichi chimici 1m ³ /h - Acqua lavaggio compressore e turbine 1m ³ /h ogni 2 mesi	- Acque civili 4 m ³ /h - Acque oleose 5 m ³ /h			
Quantità e caratteristiche dei rifiuti urbani e assimilati, speciali (pericolosi e non)	-Resine esauste - Fanghi trattamento biologico 10 t/anno - Fanghi sistema disoleazione	-Resine esauste - Fanghi trattamento biologico 10 t/anno - Fanghi sistema disoleazione	-	- Fanghi sistema disoleazione	- Filtro turbina 6000 Kg - Emulsioni oleose 10000 Kg - Altri rifiuti oleosi 1000 Kg - Imballaggi 6000 Kg - materiale assorbente, filtrante e indumenti 3000 Kg	- Totale 60 t/anno

Voci

“ – “ : L’informazione non risulta reperibile.

Gli scarichi idrici per una centrale della taglia considerata sono stimabili in circa 13 m³/h, generalmente comprendenti le acque civili, le acque di spurgo, le acque oleose e gli scarichi chimici, dopo previa depurazione in appositi impianti installati all'interno della struttura stessa; i dati relativi alle singole voci sono citati là dove esistono nella tabella sopra riportata.

Per quanto riguarda l'indice specifico degli scarichi civili non sembra possibile analizzarlo o compararlo con gli altri valori perché il dato viene dichiarato in soli due casi, inoltre non avendo la possibilità di conoscere con esattezza il numero di addetti all'interno dell'impianto non sembra possibile fare nessun tipo di considerazione.

Per quanto riguarda gli scarichi delle acque piovane in linea di tendenza ammontano ad un massimo di 300

m³/h, nel solo caso della Centrale C-04 si arriva ad un massimo di 600 m³/h.

Per quanto riguarda invece i rifiuti urbani poter fornire una stima quantitativa risulta difficile, tuttavia è possibile avere un'idea dei vari tipi di rifiuti che una centrale di questa tipologia produce durante la sua attività come ad esempio le resine esauste, utilizzate all'interno dell'impianto per la produzione di acqua demineralizzata; fanghi, prodotti dal sistema di trattamento biologico, residui di trattamento di specifiche sostanze chimiche e residui dell'impianto di disoleazione; rifiuti solidi prodotti dalla normale attività dell'impianto come carta, cartoni, materiali sostituiti e contenitori vari di uso quotidiano.

Tabella 8: Scarichi in ambiente idrico per una centrale Ngcc da 400 MW

SCARICHI IDRICI e RIFIUTI SOLIDI	QUANTITA'
Acque civili, acque di spurgo, acque oleose, scarichi chimici	~ 13 m ³ /h
Acque piovane	Max 600 m ³ /h
Rifiuti solidi (fanghi, resine, carta, cartoni, imballaggi)	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

5.3.5 Utilizzo di risorse naturali e materie prime

Tabella 9: Utilizzo risorse naturali e materie prime

Descrittore	C-01	C-02	C-04	C-05	C-06	C-07
Combustibile principale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale
Atri combustibili	-	-	-	-	-	-
Consumo risorse idriche superficiali	- Acqua demineralizzata 12,5 m ³ /h - Acqua servizi 8 m ³ /h - Acqua potabile 4 m ³ /h	- Acqua demineralizzata 12,5 m ³ /h - Acqua servizi 8 m ³ /h - Acqua	- Acqua industriale max 21 m ³ /h - Acqua potabile 4 m ³ /h	-	34 m ³ /h	0,55 m ³ /h

Descrittore	C-01	C-02	C-04	C-05	C-06	C-07
		potabile 4 m ³ /h				
Consumo risorse idriche di falda	Trascurabile	Trascurabile	Trascurabile	-	34 m ³ /h	2 m ³ /h
Consumo combustibile	58 t/h 452.400 t/anno	58 t/h 452.400 t/anno	58 t/h 464.400 t/anno	58 t/h 464.400 t/anno	391.500 t/anno	55 t/anno 70.800 Nm ³ /h
Consumo di composti chimici	-Acido cloridrico 150 t/anno - Soda caustica 100 t/anno	-Acido cloridrico 150 t/anno - Soda caustica 100 t/anno	-	-Acido cloridrico 150 t/anno - Soda caustica 100 t/anno	-Acido solforico 96 Kg/anno Deossigenante 11 t/anno - Anti incrostante 2 t/anno	-
Consumo oli lubrificanti e dielettrici	- Olio lubrificante 25 m ³ - Olio dielettrico 130 t	- Olio lubrificante 25 m ³ - Olio dielettrico 130 t	-	-	-	-

Voci

“ – “ : L’informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

Di norma questa tipologia di centrali utilizzano risorse idriche prelevate da superficie o da falda in funzione delle risorse disponibili e vengono utilizzate prevalentemente per usi potabili, per la produzione di acqua demineralizzata e per l'acqua di servizio all'impianto in genere.

Anche in questo caso i valori specifici relativi all'utilizzo di acqua potabile e di acqua per i servizi in genere non sembra possibile analizzarli poiché non si ha la possibilità di conoscere il numero degli addetti che operano all'interno della centrale.

Ciò nonostante si può registrare un prelievo di risorse idriche da superficie o da falda che oscilla tra 24,5 m³/h e 34 m³/h al giorno, per un totale di circa 150.000 m³/anno.

Il consumo di gas naturale utilizzato come combustibile della centrale può essere stimato in circa 58 t/h, infatti quattro casi su sei presentano il medesimo valore, per una totale circa di 450.000 t/anno.

Per la centrale C-07 il consumo di combustibile viene indicato con un'unità di misura differente rispetto agli altri, ma è comunque possibile ricavarlo in t/anno considerando che 1 Nm³ di gas naturale nelle condizioni di utilizzo equivale a circa 0,780 kg; pertanto si ricava che il consumo della centrale C-07 è pari a 55,3 t/h, in linea con le altre centrali.

Il consumo di composti chimici, utilizzati per il funzionamento e il mantenimento delle macchine, può essere stimato con molta approssimazione in circa 200 t/anno.

I composti chimici generalmente utilizzati sono acido cloridrico, soda caustica, anticorrosivi e antiossidanti.

Considerando i valori inseriti nella tabella sopra riportata si registra che i valori riferiti all'utilizzo di composti chimici per la Centrale C-06 sembrano essere anomali rispetto alle altre realtà.

A questa stima di massima può essere aggiunto l'utilizzo di oli lubrificanti per i rabbocchi, sostituzione e pulizia filtri e oli dielettrici per le utenze varie della centrale, anche se le quantità sono da ritenersi trascurabili.

Tabella 10: Utilizzo di risorse naturali e materie prime per una centrale Ngcc da 400 MW

RISORSE NATURALI E MATERIE PRIME UTILIZZATE	QUANTITA'
Prelievi idrici	24,5 - 27 m ³ /h (~ 150.000 m ³ /anno)
Gas Naturale	~ 58 t/h (391.500 - 464.400 t/anno)

RISORSE NATURALI E MATERIE PRIME UTILIZZATE	QUANTITA'
Combustibili alternativi – Non previsti	-
Composti chimici (acido cloridrico, soda caustica, anticorrosivi, antiossidanti)	~ 200 t/anno
Oli lubrificanti e oli dielettrici	~ 155 t/anno

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

3.5.4 Sistemi interni all'impianto

All'interno di questa sezione viene fornita una panoramica di quelle che sono le tecnologie utilizzate di norma per questa tipologia di centrali al fine di ridurre il più possibile l'impatto sull'ambiente circostante e garantire livelli di sicurezza il più elevati possibile ai fini della corretta attività dell'impianto.

Tabella 11: Sistemi interni ad una centrale Ngcc da 400 MW

SISTEMA	DESCRIZIONE
Alimentazione combustibili	Questo sistema viene utilizzato da tutte le centrali che utilizzano come combustibile il gas naturale e viene comunemente chiamato “stazione di riduzione”; al suo interno avviene la decompressione, la filtrazione ed il preriscaldamento del gas. Per questa specifica tipologia di impianto in linea generale si può affermare che il diametro delle tubazioni è calcolato affinché la velocità in ingresso del gas sia di circa 25 m/s
Riduzione vibrazioni e rumori	Si tratta di tutti quei sistemi adottati al fine di ridurre il rumore entro i termini di legge. A questo scopo in linea di massima si realizzano dei sistemi cabinati, pennellature fonoassorbenti e silenziatori all'interno della sala macchine, per le turbine, per le condotte adduzione aria, per la stazione decompressione gas; inoltre vengono applicate schermature e silenziatori attorno alle pareti delle caldaie a recupero e per i camini. Infine considerando la particolare tecnologia di raffreddamento del ciclo termico per questa tipologia di centrale che utilizzano prevalentemente condensatori ad aria, vengono applicate ulteriori schermature fonoassorbenti in corrispondenza dei ventilatori degli aerocondensatori.
Depurazione effluenti liquidi	Per tutti gli scarichi si tratta di acque piovane, acque civili, acque oleose, acque di spurgo caldaie o scarichi chimici esistono specifiche vasche di contenimento dedicate ad

SISTEMA	DESCRIZIONE
	ogni effluente ai fini di un primo trattamento depurativo; le tecniche e le capacità dei serbatoi o vasche di contenimento sono variabili. Gli unici dati che possono essere ipotizzati sono per le vasche di contenimento spurghi caldaie che di norma hanno capacità di circa 50-60 m ³ , e per le vasche di disoleazione che di norma hanno capacità di circa 200 m ³ .
Sistema antincendio	Le attrezzature antincendio comprendono sistemi di rilevamento, controllo e allarme; nel caso specifico delle turbine in caso di emergenza il sistema antincendio ha inserimento automatico. Per quanto riguarda l'approvvigionamento dell'acqua per questo sistema in linea di tendenza è garantita una portata media di 430 m ³ /h per una massimo di 2 ore.
Abbattimento emissioni in aria	Si tratta di bruciatori di ultima generazione che utilizzano un migliore profilo di fiamma in grado di ridurre la produzione di NO _x . Tale tecnologia prende il nome di DLN (Dry Low NO _x)
Sistemi monitoraggio emissioni gassose	In linea di tendenza tali tecnologie comprendono degli analizzatori del tenore di O ₂ , CO, NO _x installati nei condotti di scarico camini. Questi sistemi interagiscono con sistemi informatici in grado di raccogliere i dati rilevati, analizzarli e inviare segnali di allarme qualora vi siano valori fuori limite.

3.5.5 Superfici, altezze e volumi dell'impianto

Valutando la tipologia specifica dell'impianto a cui si fa riferimento in questa scheda di analisi e considerando i dati riportati si registra che l'impianto occupa una superficie totale che va da 65.000 m² a 100.000 m²; partendo dal presupposto che le tecnologie utilizzate risultano essere uguali per tutte le centrali, la differenza in termini di superficie totale così elevata può essere imputabile al fatto che gli indici più alti comprendono al loro intero anche le aree dedicate a mitigazione. Volendo effettuare una controprova, sommando gli unici due valori riferiti alle superfici dedicate a opere di mitigazione con i relativi valori riferiti alle aree occupate si può constatare

che il risultato si avvicina agli altri parametri che presentano gli indici più elevati.

Diversamente, per i dati relativi alla superficie di occupazione diretta si può

Tabella 12: Superfici, altezze e volumi dell'impianto

Descrittore	C-01	C-02	C-04	C-05	C-06	C-07
Aree occupate (m ²)	65.000	65.000	96.000	100.000	69.000	-
Sup. occupazione diretta (m ²)	36.700	36.700	40.000	41.630	-	-
Sup. impermeabilizzate (m ²)	20.160	19.306	26.000	44.560	-	-
Volumetria totale (m ³)	203.771	203.770	-	217.000	-	-
Numero e altezza camini (m)	1 – 55 1 – 20	1 – 55 1 – 20	1 – 50	1 – 50	60	1 – 50
Altezza edifici caldaie e turbine (m)	- 35 - 25	- 35 - 25	- 35 - 24	24	24	-
Altezza moduli raffreddamento (m)	30	30	30	30	26,80	-
Aree per opere di mitigazione (m ²)	23.300	23.300	-	-	-	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

facilmente verificare che gli indici si ripetono in modo abbastanza costante.

Ancora, per quanto concerne i dati relativi alle superfici impermeabilizzate si noti che i valori vanno da un minimo di 19.300 m² a un massimo di 44.500 m², giustificare questa differenza dimensionale non sembra però possibile.

Infine i valori delle aree dedicate ad opere di mitigazione sono indicati in soli due casi su sei, non è dunque possibile parlare di valori medi o avanzare alcun

commento; unica constatazione possibile è probabilmente per il caso specifico della Centrale C-05 che include questo valore all'interno del descrittore "aree occupate".

Per i dati relativi alle altezze delle varie strutture si possono rilevare in media i seguenti valori: altezza camini da un minimo di 20 m per le caldaie ausiliarie a un massimo di 50 m per i camini di scarico fumi, altezza edifici caldaie e turbine circa 29 m e altezza dei moduli di raffreddamento del gruppo termico circa 30 m.

E' importante constatare che in tutti i casi l'altezza dei camini di scarico fumi viene calcolata anche in funzione dell'inserimento paesaggistico della centrale, dunque laddove non esistano particolari limiti è opportuno elevare il più possibile l'altezza dei camini in modo da evitare una ricaduta a breve distanza del materiale inquinante; diversamente per le torri relative ai moduli di raffreddamento è opportuno constatare che le altezze possono variare in funzione della tecnologia utilizzata. In questo caso specifico dove vengono impiegati condensatori ad aria esiste la necessità di elevare il più possibile le torri al fine di emettere in atmosfera dei vapori d'acqua che non vadano ad influire sensibilmente sul microclima locale.

Per quanto concerne infine il parametro relativo alla volumetria complessiva degli edifici si può dichiarare che in media è di circa 210.000 m³.

Tabella 13: Superfici, altezze e volumi per una centrale Ngcc da 400 MW

SUPERFICI	DIMENSIONI
Aree occupate	65.000 - 100.000 m ²
Superfici di occupazione diretta	36.700 - 41.630 m ²
Superfici impermeabilizzate	19.306 - 44.560 m ²

SUPERFICI	DIMENSIONI
Aree dedicate ad opere di mitigazione	~ 23.300 m ²
ALTEZZE	DIMENSIONI
Camini	Caldaie ausiliarie ~ 35 m Camini ~ 50 m
Edifici caldaie e turbine	~ 29 m
Moduli di raffreddamento	~ 30 m
VOLUMI	DIMENSIONI
Volumetria complessiva edifici	~ 210.400 m ³

3.5.6 Opere funzionalmente connesse

Le opere funzionalmente connesse, fondamentali per l'esistenza stessa dell'impianto, sono rispettivamente un elettrodotto che permetta la distribuzione dell'energia elettrica prodotta dalla centrale al nodo più vicino di distribuzione elettrica nazionale, ed un gasdotto collegato direttamente alla rete nazionale di distribuzione gas per l'alimentazione dei turbogas.

Per quanto riguarda l'elettrodotto esso è collegato all'interno dell'impianto tramite una sottostazione elettrica in grado di lavorare su due distinti livelli di tensione; a 380 kV per il collegamento alla rete nazionale, a 150 kV per la linea di distribuzione primaria sia per le utenze interne che per le strutture esterne più vicine.

Le modalità di allacciamento dell'elettrodotto possono essere due; o per via aerea in campata unica o tramite tralicci, in funzione delle distanza dal nodo nazionale, oppure tramite collegamento interrato.

Il collegamento via terra generalmente si adotta nel caso in cui il nodo di collegamento alla rete nazionale sia particolarmente vicino e non intersechi infrastrutture, insiemi paesaggistici o monumentali di particolare rilevanza.

Diversamente viene utilizzato il collegamento per via aerea che nel caso in cui risulti particolarmente vicino al nodo della rete elettrica nazionale può avvenire in campata unica, in alternativa si utilizzano tralicci con geometria standard a tronco di piramide e con l'allestimento dei conduttori che possono essere ancorati con diverse modalità.

Concludendo non si può individuare un collegamento elettrico specifico che sia strettamente funzionale ad una specifica tipologia di una centrale Ngcc, l'unico parametro che lega l'opera accessoria all'impianto può essere la dimensione della sottostazione elettrica.

Tabella 14: Opere connesse per una centrale Ngcc da 400 MW

OPERA CONNESSA	MODALITA' ALLACCIAMENTO	TENSIONE ESERCIZIO
Elettrodotto	- Aerea (tramite tralicci o in campata unica)	380 kV
	- Interrata	150 kV

Per quanto riguarda la linea adduzione gas dalla rete nazionale può avere una lunghezza variabile funzionale al nodo di alimentazione più vicino, in tutti i casi si tratta di una linea interrata il cui diametro in linea di tendenza può essere stimato in media di 400 mm con una pressione di esercizio media di 35 bar e in grado di sostenere una pressione massima di 75 bar.

Tabella 15: Opere connesse per una centrale Ngcc da 400 MW

OPERA CONNESSA	MODALITA' ALLACCIAMENTO	PRESSIONE ESERCIZIO	PRESSIONE MASSIMA
Gasdotto	Interrato	35 bar	75 bar

3.6 Centrali termoelettriche da 400 MW, alimentate a gas naturale, ciclo termico con tecnologia a umido

Per quanto concerne le centrali termoelettriche a ciclo combinato con potenza lorda di 400 MW, alimentate a gas naturale e con sistema di raffreddamento del ciclo termico a umido si considera quanto segue:

3.6.1 Emissioni in atmosfera

Tabella 16: Emissioni in atmosfera

Descrittore	C-03
Indice utilizzo(ore/anno)	-
Portata fumi	650 kg/s
Temp. Fumi (°C)	95
Concentrazione SO ₂ nei fumi	Trascurabile
Concentrazione NO _x nei fumi (mg/Nm ³)	50
Concentrazione CO nei fumi (mg/Nm ³)	12,5
Concentrazione di particolato (PM 10)	Trascurabile
Emissioni annue SO ₂	-
Emissioni annue NO _x (t/anno)	-
Emissioni annue CO (t/anno)	-
Emissioni annue particolato	-
Portata in uscita aria/acqua di raffreddamento	1.300 m ³ /h
Temp. in uscita aria/acqua di raffreddamento (°C)	21,63 °

Voci

“ - “ : L'informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

Per questa tipologia specifica di centrale alimentata a gas e con sistema di raffreddamento a umido, invece che a secco come nei casi precedenti, i valori rintracciabili nelle griglie di analisi si riferiscono ad un'unica centrale; i dati registrati verranno comunque riportati di seguito pur non avendo l'opportunità di eseguire alcuna indagine o supposizione ulteriore.

Dai dati sopra riportati si può partire dal presupposto che il funzionamento medio annuo degli impianti di questo tipo non si discosta molto dalle 8.000 ore, nonostante in questo caso specifico non sia indicato alcun valore, successivamente si noti che la portata dei fumi è di 650 Kg/s.

La temperatura registrata in uscita dai camini è di circa 95 °C.

Le emissioni sono costituite da SO_x (ossidi di zolfo), i quali valori sono da considerarsi trascurabili.

Diversamente per le concentrazioni di NO_x (ossia ossidi di azoto) i valori registrati sembrano indicare la concentrazione massima ammessa dalla normativa e attestata in circa 50 mg/Nm³ (emissione annua pari a circa 860 t/anno).

Per quanto riguarda i valori di CO (monossido di carbonio) può essere fatto lo stesso discorso del parametro precedente, il dato infatti coincide con i valori massimi di concentrazione ammessi dalla normativa attestati in circa 12,5 mg/Nm³ (emissione annua pari a circa 240 t/anno).

Nel caso del CO₂, biossido di carbonio, il valore non è ritrovabile all'interno della tabella riportata perché non è stato rintracciabile, tuttavia dati di letteratura stimano emissioni annuali di circa 1.000.000 di t.

Nonostante sia presa in analisi una tipologia di centrale con alimentazione a gas metano va considerata, anche se in maniera trascurabile, la presenza di polveri fini ossia le PM10 (particulate material), ossia polveri con diametri fino a 10 µm.

Per quanto riguarda la portata di vapore d'acqua in uscita dalle torri di raffreddamento il valore registrato è di 1.300 m³/h ad una temperatura di 21,63 °C.

E' importante ricordare che tutti i valori relativi alle emissioni tengono conto dell'utilizzo di sistemi tecnologici per l'abbattimento e/o contenimento delle emissioni in aria.

Per quanto riguarda invece il valore relativo al rendimento netto, considerando la specifica tecnologia, si attesta al 56,4 %; il dato relativo a questo parametro risulta essere fino a questo momento il più elevato, una possibile spiegazione è da ricercarsi nel fatto che l'utilizzo della tecnologia di raffreddamento ad "umido" pur richiedendo un apporto idrico maggiore, non sempre disponibile, ottiene a parità delle altre tecnologie un'efficienza migliore.

Tabella 17: Emissioni in atmosfera per una centrale Ngcc da 400 MW

EMISSIONI IN ATMOSFERA	EMISSIONI ANNUALI	CONCENTRAZIONI
SO ₂	-	Trascurabili
NO _x	-	~ 50 mg/Nm ³
CO	-	~ 12,5 mg/Nm ³
CO ₂	~ 1.000.000 t/anno	-
H ₂ O	~ 10.400.000 m ³ /anno	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

3.6.2 Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi

Tabella 18 : Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi

Descrittore	C-03
Quantità e caratteristiche degli scarichi idrici	<ul style="list-style-type: none"> - Acque piovane max 200 m³/h - Acque civili 1 m³/h - Acque di spurgo 12 m³/h - Acque oleose 5 m³/h - Scarichi chimici 10m³/h - Blow-down torri raffreddamento

Descrittore	C-03
	acqua di mare 1300 m ³ /h
Quantità e caratteristiche dei rifiuti urbani e assimilati, speciali (pericolosi e non)	-

Voci

“ – “ : L’informazione non risulta reperibile.

Gli scarichi idrici per una centrale della taglia considerata sono stimabili in circa 28 m³/h, generalmente comprendenti le acque civili, le acque di spurgo, le acque oleose e gli scarichi chimici, dopo previa depurazione in appositi impianti installati all'interno della struttura stessa; i dati relativi alle singole voci sono citati là dove esistano nella tabella sopra riportata.

Per questa tipologia di centrali con impianto di raffreddamento del ciclo termico ad umido deve essere anche considerato il ricambio o il reintegro di acqua prelevata da mare o da fiumi e utilizzata per il raffreddamento dell'impianto (max 1300 m³/h).

Per quanto riguarda l'indice specifico degli scarichi civili non avendo la possibilità di conoscere il numero esatto di addetti all'interno dell'impianto non sembra possibile fare nessun tipo di considerazione.

Per quanto riguarda gli scarichi delle acque piovane il valore registrato in griglia è di massimo di 200 m³/h.

Per quanto riguarda invece i rifiuti urbani non esiste alcun dato in merito.

Tabella 19: Scarichi in ambiente idrico per una centrale Ngcc da 400 MW

SCARICHI IDRICI e RIFIUTI SOLIDI	QUANTITA'
Acque civili, acque di spurgo, acque oleose, scarichi chimici	~ 28 m ³ /h

Acque piovane	Max 200 m ³ /h
Rifiuti solidi (fanghi, resine, carta, cartoni, imballaggi)	-

Voci

“ – “ : L’informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

3.6.3 Utilizzo di risorse naturali e materie prime

Tabella 20: Utilizzo risorse naturali e materie prime

Descrittore	C-03
Combustibile principale	Gas naturale
Atri combustibili	-
Consumo risorse idriche superficiali	- Acqua demineralizzata 3 m ³ /h - Acqua servizi 2 m ³ /h - Acqua potabile 7 m ³ /h - Acqua raffreddamento 1600 m ³ /h
Consumo risorse idriche di falda	Da pozzi
Consumo combustibile	590.000.000 m ³ /anno
Consumo di composti chimici	-
Consumo oli lubrificanti e dielettrici	-

Di norma questa tipologia di centrali utilizza risorse idriche prelevate da superficie o da falda in funzione delle risorse disponibili e vengono utilizzate prevalentemente per usi potabili, per la produzione di acqua demineralizzata e per l'acqua di servizio all'impianto in genere.

Anche in questo caso il valore specifico relativi all'utilizzo di acqua potabile e di acqua per i servizi in genere non sembra possibile analizzarli poiché non si ha la possibilità di conoscere il numero esatto degli addetti che operano all'interno della centrale.

Ciò nonostante si può registrare per questo singolo caso un prelievo di risorse idriche da superficie pari a 12 m³/h.

Va inoltre registrato che il parametro più sensibile in questo caso è il prelievo di risorse idriche superficiali o da pozzi per l'utilizzo del sistema di raffreddamento del gruppo termico ed il suo valore si attesta a circa 1.600m³/h. Si può ipotizzare che questo consumo di risorse idriche sia soggetto a variazioni dipendenti dalla disponibilità delle stesse nell'arco dell'anno in tutto il periodo del suo funzionamento.

Il consumo di gas naturale utilizzato come combustibile della centrale può essere stimato in circa 590.000.000 m³/anno, un dato che se confrontato con quelli precedenti presenta un valore maggiore non trascurabile, di cui però non sembra opportuno avanzare alcuna ipotesi in merito.

Considerando gli impianti per la produzione elettrica appartenenti a questa specifica categoria tipologica in analisi emerge che in linea di tendenza non sono previsti combustibili alternativi per l'alimentazione della centrale.

Per quanto concerne il consumo di composti chimici, utilizzati per il funzionamento ed il mantenimento delle macchine, non viene registrato alcun valore nella documentazione consultata; lo stesso discorso può essere fatto per l'utilizzo di oli lubrificanti.

Tabella 21: Utilizzo di risorse naturali e materie prime per una centrale Ngcc da 400 MW

RISORSE NATURALI E MATERIE PRIME UTILIZZATE	QUANTITA'
Prelievi idrici	~ 12 m ³ /h + ~ 1600 m ³ /h

Gas Naturale	~ 590.000.000 m ³ /anno
Combustibili alternativi	Non previsti
Composti chimici (acido cloridrico, soda caustica, anticorrosivi, antiossidanti)	-
Oli lubrificanti e oli dielettrici	-

Voci

“ – “ : L’informazione non risulta reperibile.

3.6.4 Sistemi interni all'impianto

All'interno di questa sezione viene fornita una panoramica di quelle che sono le tecnologie utilizzate di norma per questa tipologia di centrali al fine di ridurre il più possibile l'impatto sull'ambiente circostante e garantire livelli di sicurezza il più elevati possibile ai fini della corretta attività dell'impianto.

Tabella 22: Sistemi interni ad una centrale Ngcc da 400 MW

SISTEMA	DESCRIZIONE
Alimentazione combustibili	Questo sistema viene utilizzato da tutte le centrali che utilizzano come combustibile il gas naturale e viene comunemente chiamato “stazione di riduzione”; al suo interno avviene la decompressione, la filtrazione ed il preriscaldamento del gas. Per questa specifica tipologia di impianto in linea generale si può affermare che il diametro delle tubazioni è calcolato affinché la velocità in ingresso del gas sia di circa 25 m/s
Riduzione vibrazioni e rumori	Si tratta di tutti quei sistemi adottati al fine di ridurre il rumore entro i termini di legge. A questo scopo in linea di massima si realizzano dei sistemi cabinati, pennellature fonoassorbenti e silenziatori all’interno della sala macchine, per le turbine, per le condotte adduzione aria, per la stazione decompressione gas; inoltre vengono applicate schermature e silenziatori attorno alle pareti delle caldaie a recupero e per i camini.
Depurazione effluenti liquidi	Per tutti gli scarichi si tratti di acque piovane, acque civili, acque oleose, acque di spurgo caldaie o scarichi chimici esistono specifiche vasche di contenimento dedicate ad ogni effluente ai fini di un primo trattamento depurativo; le tecniche e le capacità dei serbatoi o vasche di contenimento sono variabili. Per il processo di blow-down delle torri di raffreddamento l’acqua viene inviata direttamente in mare.
Sistema antincendio	Le attrezzature antincendio comprendono sistemi di rilevamento, controllo e allarme; idranti a colonna, sistema a pioggia e manichette, sistema CO ₂ . E’ garantita una portata media di 323 m ³ /h .
Abbattimento emissioni in aria	Si tratta di bruciatori di ultima generazione che utilizzano un migliore profilo di fiamma in grado di ridurre la produzione di NO _x . Tale tecnologia prende il nome di DLN (Dry Low NO _x)

SISTEMA	DESCRIZIONE
Sistemi monitoraggio emissioni gassose	In linea di tendenza tali tecnologie comprendono degli analizzatori del tenore di O ₂ , CO, NO _x installati nei condotti di scarico camini. Questi sistemi interagiscono con sistemi informatici in grado di raccogliere i dati rilevati, analizzarli e inviare segnali di allarme qualora vi siano valori fuori limite.

3.6.5. Superfici, altezze e volumi dell'impianto

Tabella 23: Superfici, altezze e volumi dell'impianto

Descrittore	C-03
Aree occupate (m ²)	82.000
Sup. occupazione diretta (m ²)	15.000
Sup. impermeabilizzate (m ²)	-
Volumetria totale (m ³)	-
Numero e altezza camini (m)	1 – 55 1 – 20
Altezza edifici caldaie e turbine (m)	- 20 - 25
Altezza moduli raffreddamento (m)	18
Aree per opere di mitigazione (m ²)	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

Valutando la tipologia specifica dell'impianto a cui si fa riferimento in questa scheda di analisi e considerando i dati sopra riportati si registra che l'impianto occupa una superficie totale di 82.000 m²; partendo dal presupposto che le tecnologie utilizzate risultano essere uguali per tutte le centrali, la differenza in termini di superficie totale registrata in questo caso, rispetto ai precedenti, così elevata può essere imputabile al fatto che l'indice comprende al suo intero anche le aree dedicate a mitigazione.

Diversamente dagli esempi precedenti il dato relativo all'occupazione diretta in questo caso è relativamente piccolo ed è di circa 15.000 m², mentre non viene registrato alcun valore relativo alla superficie impermeabilizzata.

Per i dati relativi alle altezze delle varie strutture si possono rilevare in media i seguenti valori: altezza camini da un minimo di 20 m per le caldaie ausiliarie a un massimo di 55 m per i camini di scarico fumi, altezza edifici caldaie e turbine circa 23 m, e altezza dei moduli di raffreddamento del gruppo termico circa 18 m.

E' importante constatare che in tutti i casi l'altezza dei camini di scarico fumi viene calcolata anche in funzione dell'inserimento paesaggistico della centrale, dunque laddove non esistano particolari limiti è opportuno elevare il più possibile l'altezza dei camini in modo da evitare una ricaduta a breve distanza del materiale inquinante; diversamente per le torri relative ai moduli di raffreddamento è opportuno constatare che le altezze possono variare in funzione della tecnologia utilizzata. In questo caso specifico dove vengono impiegati condensatori ad umido non esiste la stretta necessità di elevare il più possibile le torri di raffreddamento poiché l'ausilio di risorse idriche come fonte fredda contribuisce a diminuire drasticamente la temperatura di uscita dei vapori d'acqua non andando ad influire pertanto in modo incisivo sul microclima locale.

Per quanto concerne infine il parametro relativo alla volumetria complessiva degli edifici non è stato possibile rilevare alcun valore indicativo.

Tabella 24: Superfici, altezze e volumi per una centrale Ngcc da 400 MW

SUPERFICI	DIMENSIONI
Aree occupate	~ 82.000 m ²
Superfici di occupazione diretta	~ 15.000 m ²
Superfici impermeabilizzate	-
Aree dedicate ad opere di mitigazione	-

ALTEZZE	DIMENSIONI
Camini	Caldaiie ausiliarie ~ 20 m Camini ~ 55 m
Edifici caldaie e turbine	~ 23 m
Moduli di raffreddamento	~ 18 m
VOLUMI	DIMENSIONI
Volumetria complessiva edifici	-

Voci

“ - “ : L’informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

3.7 Centrali termoelettriche da 800 MW, alimentate a gas naturale, ciclo termico con tecnologia a secco

Per quanto concerne le centrali termoelettriche a ciclo combinato con potenza lorda di 800 MW, alimentate a gas naturale e con sistema di raffreddamento del ciclo termico a secco si considera quanto segue:

3.7.1 Emissioni in atmosfera

Tabella 25: Emissioni in atmosfera

Descrittore	C-10	C-11	C-12	C-13	C-14	C-15	C-16	C-17
Indice utilizzo (ore/anno)	7.000	8.000	7.000	8.000	8.000	8.000	8.000	-
Portata fumi	-	1.315 kg/s	649,1 kg/s	1,481 Kg/s (4.225.000 Nm ³ /h)	-	1,367 Kg/s (3.900.000 Nm ³ /h)	-	1.266 kg/s
Temp. Fumi (°C)	-	84 °	104,5 °	105 °	98 °	85 ° - 101 °	-	100 °
Concentrazione SO₂ nei fumi	Trascurabile	Trascurabile	Trascurabile	Trascurabile	Trascurabile	Trascurabile	-	1 mg/Nm ³
Concentrazione NO_x nei fumi (mg/Nm³)	50	51	50	40	50	50	-	51
Concentrazione CO nei fumi (mg/Nm³)	30	30	30	20	20	50	-	25
Concentrazione di particolato (PM 10)	Trascurabile	Trascurabile	-	Trascurabile	Trascurabile	Trascurabile	-	2 mg/Nm ³
Emissioni annue SO₂	Trascurabile	Trascurabile	Trascurabile	Trascurabile	Trascurabile	-	-	-

Descrittore	C-10	C-11	C-12	C-13	C-14	C-15	C-16	C-17
Emissioni annue NO _x (t/anno)	1.430,8	1.669,2	-	1.688	-	-	-	-
Emissioni annue CO (t/anno)	858,2	1.217	-	-	-	-	-	-
Emissioni annue particolato	Trascurabile	Trascurabile	Trascurabile	Trascurabile	Trascurabile	-	-	-
Portata in uscita aria/acqua di raffreddamento	-	91.077,8 t/h	-	-	-	-	-	-
Temp. in uscita aria/acqua di raffreddamento (°C)	-	32,5 °	-	-	-	20 °	34,8 °	-

Voci

“ - “ : L'informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

Dai dati sopra riportati si evince che il funzionamento annuo degli impianti varia da un minimo di 7.000 ore ad un massimo di 8.000 ore; la portata media dei fumi relativa agli otto casi in questione presenta valori abbastanza differenti che vanno da un valore minimo di circa 650 kg/s ad un valore massimo di circa 1.370 Kg/s.

Nel caso della Centrale C-13 e della Centrale C-12 il valore della portata in uscita viene espresso con unità di misura differente (Nm³/h), dunque non appare possibile un confronto diretto con gli altri dati indicati in tabella; tuttavia mediante conversione si ricava che la portata della Centrale C-13 è pari a circa 1.481 kg/s, e la portata della Centrale C-15 è pari a circa 1.367 Kg/s.

La temperatura media in uscita dai camini è di circa 97 °C, registrando un valore minimo pari a 84 °C e un massimo di 105 °C.

Le emissioni sono costituite da SO_x (ossidi di zolfo), i quali valori sono da considerarsi trascurabili; l'unico valore riportato è riferito alla Centrale C-17 il quale si attesta su circa 1 mg/Nm³.

Diversamente per le concentrazioni di NO_x (ossia ossidi di azoto) i valori registrati sembrano indicare la concentrazione massima ammessa dalla normativa e attestata su circa 50 mg/Nm³ (emissione annua pari a circa 1.600 t/anno); esistono alcuni casi nei quali il valore registrato scende a 40 mg/Nm³.

Per quanto riguarda i valori di CO (monossido di carbonio), i valori oscillano da un minimo di 20 mg/Nm³ ad un massimo di 30 mg/Nm³; in questo caso però esiste un valore anomalo, relativo alla centrale C-15, che si discosta completamente dagli altri.

Nel caso del CO₂, biossido di carbonio, il valore non è ritrovabile all'interno della tabella riportata perché non è stato rintracciabile, tuttavia dati di letteratura stimano emissioni annuali di circa 2.000.000 di t.

Nonostante sia stata presa in analisi una tipologia di centrale con alimentazione a gas metano va considerata, anche se in maniera trascurabile, la presenza di polveri fini ossia le PM10 (particulate material), ossia polveri con diametri fino a 10 µm.

Per quanto riguarda la portata di vapore d'acqua in uscita dalle torri di raffreddamento il valore registrato è solo uno e dunque parlare di un valore medio non sembra possibile; si può semplicemente affermare che tale valore è 91.077,8 t/h.

Tabella 26: Emissioni in atmosfera per una centrale Ngcc da 800 MW

EMISSIONI IN ATMOSFERA	EMISSIONI ANNUALI	CONCENTRAZIONI
SO ₂	trascurabili	Trascurabili
NO _x	1.430 – 1.688 t/anno	~ 50 mg/Nm ³
CO	858 - 1217 t/anno	20 - 50 mg/Nm ³
CO ₂	~ 2.000.000 t/anno	-
H ₂ O	~ 782.622.400 t/anno	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

Lo stesso discorso può essere fatto per la temperatura in uscita del vapore d'acqua dai camini i cui valori registrati in solo tre casi oscillano da 20 °C a 34,8 °C.

E' importante ricordare che tutti i valori relativi alle emissioni tengono conto dell'utilizzo di sistemi tecnologici per l'abbattimento e/o contenimento delle emissioni in aria.

Prendendo in considerazione le 8 centrali appartenenti alla specifica situazione, con l'utilizzo delle specifiche tecnologie si ottiene un rendimento netto che oscilla dal 51,74% al 57,03%.

3.7.2 Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi

Tabella 27 : Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi

Descrittore	C-10	C-11	C-12	C-13	C-14	C-15	C-16	C-17
Quantità e caratteristiche degli scarichi idrici	-	- Acque civili 5 m ³ /h - Acque di spurgo 8 m ³ /h - Acque di spurgo torri evaporative 8,2 m ³ /h - Acque oleose 2 m ³ /h - Scarichi chimici 10,5m ³ /h (periodico)	-	- 20 m ³ /h - 160.000 m ³ /anno	0,7 m ³ /h - Acque acide 9 t/anno	- Acque meteoriche 70.000 m ³ /anno -Acque industriali 200.000 m ³ /anno	-	-

Descrittore	C-10	C-11	C-12	C-13	C-14	C-15	C-16	C-17
Quantità e caratteristiche dei rifiuti urbani e assimilati, speciali (pericolosi e non)	-	-Filtri turbogas 12 t/anno - Emulsioni oleose 20 t/anno - Olii esausti 20 t/anno - Altri rifiuti oleosi (filtri, stracci) 2 t/anno - Materiali di imballaggio, materiale assorbente e filtrante 18 t/anno	-3000 pannelli filtranti - Rifiuti urbani 15 t/anno - Oli esausti 15 m ³	- Rifiuti pericolosi 20 m ³ /anno - Rifiuti non pericolosi 20 m ³ /settimana	-Filtri turbogas 10 t/anno - Emulsioni oleose 4,4 t/anno - Rifiuti urbani 4,6 t/anno -Imballaggi	- Fanghi 15 t/anno	-	-

Voci

“ – “ : L’informazione non risulta reperibile.

I dati relativi agli scarichi presentano parametri e valori disomogenei, non sembra dunque possibile avanzare alcun tipo di commento; solo nel caso della Centrale C-11 vengono elencate le varie tipologie di scarichi ed è possibile stimarle in un totale di circa 33 m³/ora.

Per quanto riguarda invece i rifiuti urbani poter fornire una stima quantitativa risulta difficile, tuttavia è possibile avere un'idea dei vari tipi di rifiuti che una centrale di questa tipologia produce durante la sua attività come ad esempio i filtri turbine turbogas, pannelli filtranti, resine esauste utilizzate all'interno dell'impianto per la produzione di acqua demineralizzata; fanghi, prodotti dal sistema di trattamento biologico, residui di trattamento di specifiche sostanze chimiche e residui dell'impianto di disoleazione; rifiuti solidi prodotti dalla normale attività dell'impianto come materiale filtrante e

assorbente, carta, cartoni, materiali sostituiti e contenitori vari di uso quotidiano.

Tabella 28: Scarichi in ambiente idrico per una centrale Ngcc da 800 MW

SCARICHI IDRICI e RIFIUTI SOLIDI	QUANTITA'
Acque civili, acque di spurgo, acque oleose, scarichi chimici	~ 33,2 m ³ /h
Acque piovane	-
Rifiuti solidi (fanghi, resine, carta, cartoni, imballaggi)	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

3.7.3 *Utilizzo di risorse naturali e materie prime*

Di norma questa tipologia di centrali utilizza risorse idriche prelevate da superficie o da falda in funzione delle risorse disponibili e vengono utilizzate prevalentemente per usi potabili, per la produzione di acqua demineralizzata e per l'acqua di servizio all'impianto in genere.

Per questa specifica tipologia di centrali si può notare che i consumi di risorse idriche sia da superficie sia da falda oscillano da un minimo di 23 m³/h a un massimo di 72 m³/h (media uguale a 44 m³/h), per un totale annuo che va da 187.000 m³ a 220.000 m³; è importante notare che nel caso della Centrale C-11, a differenza dalle altre, non vengono dichiarati i consumi orari ma la quantità necessaria di risorsa idrica per lo stoccaggio in serbatoi dedicati.

In questo caso il valore specifico relativo all'utilizzo di acqua potabile e di acqua per i servizi in genere non sembra possibile analizzarli poiché non si ha la possibilità

di conoscere il numero esatto degli addetti che operano all'interno della centrale.

Il consumo di gas naturale utilizzato come combustibile della centrale si attesta su circa 807.000 t/anno, con valore minimo pari a circa 788.000 t/anno e massimo di 860.000 t/anno; la media del consumo orario è pari a circa 110 t/h, con valore minimo di circa 97 t/h e massimo di circa 130 t/h.

Come si potrà facilmente constatare dalle schede di analisi la quantità consumata di combustibile è direttamente proporzionale alla "taglia" della centrale.

Tabella 29: Utilizzo risorse naturali e materie prime

Descrittore	C-10	C-11	C-12	C-13	C-14	C-15	C-16	C-17
Combustibile principale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale
Atri combustibili	Gasolio	-	Gasolio	-	-	Gasolio	-	-
Consumo risorse idriche superficiali	-	- 40 m ³ per acqua grezza - 16 m ³ per acqua demineralizzata - 5 m ³ acqua usi potabile	-	-	28 m ³ /h	4 m ³ /h	-	72 m ³ /h
Consumo risorse idriche di falda	39 m ³ /h	-	- Portata media 40 – 58 m ³ /h	23,4 m ³ /h – 187.200 m ³ /anno	-	220.000 m ³ /anno	-	-
Consumo combustibile	-	98,42 t/h – 787.360 t/anno	145.000 Nm ³ /h - 1 mld Nm ³ /anno	137.500 Nm ³ /h – 1,1 mld Nm ³ /anno	168.500 Nm ³ /h	1,03 mld Nm ³ /anno	-	27 Kg/s
Consumo di composti chimici	-	-Acido cloridrico 2,5 t/anno - Soda caustica 5 t/anno - Inibitore di corrosione 29 t/anno - Antincrostante 2,7 t/anno - Ipoclorito di sodio 5,2 t/anno	-	-Acido solforico 7 t/anno - Soda caustica 15 t/anno	- Soda 150 l/gg -Acido cloridrico 150 l/gg - Azami-na 16 l/gg - Fosfato 16 l/gg - Biocida 25 ppm - Disperdente 20 ppm	-	-	-
Consumo oli								

Descrittore	C-10	C-11	C-12	C-13	C-14	C-15	C-16	C-17
lubrificanti e dielettrici	-	-	-	-	-	-	-	-

Voci

“ – “ : L’informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

Considerando gli impianti per la produzione elettrica appartenenti a questa specifica categoria tipologica in analisi si può constatare che per alcune centrali considerate in questa analisi sono previsti combustibili alternativi per l'alimentazione delle centrali da utilizzarsi in caso di emergenza o nelle fasi di avviamento.

I composti chimici generalmente utilizzati sono acido cloridrico, soda caustica, anticorrosivi e antiossidanti.

A questo breve elenco potrebbero essere aggiunti l'utilizzo di oli lubrificanti e dielettrici per le varie utenze ma in nessuno degli otto casi viene fatto alcun genere di accenno.

Tabella 30: Utilizzo di risorse naturali e materie prime per una centrale Ngcc da 800 MW

RISORSE NATURALI E MATERIE PRIME UTILIZZATE	QUANTITA'
Prelievi idrici	28 - 58 Nm ³ /h (187.000 – 220.000 Nm ³ /anno)
Gas Naturale	137.500 – 168.000 Nm ³ /h (~ 1,1 mld Nm ³ /anno)
Combustibili alternativi	Gasolio
Composti chimici (acido cloridrico, soda caustica, anticorrosivi, antiossidanti)	-
Oli lubrificanti e oli dielettrici	-

3.7.4 Sistemi interni all'impianto

Tabella 31: Sistemi interni ad una centrale Ngcc da 800 MW

SISTEMA	DESCRIZIONE
Alimentazione combustibili	Questo sistema viene utilizzato da tutte le centrali che utilizzano come combustibile il gas naturale e viene comunemente chiamato “stazione di riduzione”; al suo interno avviene la decompressione, la filtrazione ed il preriscaldamento del gas. Per questa specifica tipologia di impianto in linea generale si può affermare che il diametro delle tubazioni è calcolato affinché la velocità in ingresso del gas sia di circa 25 m/s
Riduzione vibrazioni e rumori	Si tratta di tutti quei sistemi adottati al fine di ridurre il rumore entro i termini di legge. A questo scopo in linea di massima si realizzano dei sistemi cabinati, pennellature fonoassorbenti e silenziatori all'interno della sala macchine, per le turbine, per le condotte adduzione aria, per la stazione decompressione gas; inoltre vengono applicate schermature e silenziatori attorno alle pareti delle caldaie a recupero e per i camini. Infine, considerando la particolare tecnologia di raffreddamento del ciclo termico per questa tipologia di centrale che utilizzano prevalentemente condensatori ad aria, vengono applicate ulteriori schermature fonoassorbenti in corrispondenza dei ventilatori degli aerocondensatori.
Depurazione effluenti liquidi	Per tutti gli scarichi di acque piovane, acque civili, acque oleose, acque di spurgo caldaie o scarichi chimici esistono specifiche vasche di contenimento dedicate ad ogni effluente ai fini di un primo trattamento depurativo; le tecniche e le capacità dei serbatoi o vasche di contenimento sono variabili.
Sistema antincendio	Le attrezzature antincendio comprendono sistemi di rilevamento, controllo e allarme; nel caso specifico delle turbine in caso di emergenza il sistema antincendio ha inserimento automatico. Per quanto riguarda l'approvvigionamento dell'acqua per questo sistema in linea di tendenza è garantita una portata media di 350 m ³ /h per una massimo di 2 ore.
Abbattimento emissioni in aria	Si tratta di bruciatori di ultima generazione che utilizzano un migliore profilo di fiamma in grado di ridurre la produzione di NO _x . Tale tecnologia prende il nome di DLN (Dry Low NO _x)
Sistemi monitoraggio emissioni gassose	In linea di tendenza tali tecnologie comprendono degli analizzatori del tenore di O ₂ , CO, NO _x installati nei condotti di scarico camini. Questi sistemi interagiscono con sistemi informatici in grado di raccogliere i dati rilevati, analizzarli e inviare segnali di allarme qualora vi siano valori fuori limite.

All'interno di questa sezione viene fornita una panoramica di quelle che sono le tecnologie utilizzate di norma per questa tipologia di centrali al fine di ridurre il più possibile l'impatto sull'ambiente circostante e garantire livelli di sicurezza il più elevati possibile ai fini della corretta attività dell'impianto.

3.7.5 Superfici, altezze e volumi dell'impianto

Valutando la tipologia specifica dell'impianto a cui si fa riferimento in questa scheda di analisi e considerando i dati sopra riportati si registra che l'impianto occupa una superficie totale che va da 70.000 m² a 235.000 m²; partendo dal presupposto che le tecnologie utilizzate risultano essere uguali per tutte le centrali, la differenza in termini di superficie totale così elevata può essere imputabile al fatto che gli indici più alti comprendono al loro intero anche le aree dedicate a mitigazione.

Ciò nonostante il dato relativo alle aree occupate registrato per la Centrale C-11 risulta anomalo visto e considerato che il valore risulta troppo elevato rispetto a quelli registrati per le altre centrali della medesima categoria.

Anche per quanto riguarda i dati relativi all'occupazione diretta esistono differenze dimensionali enormi che meriterebbero un'indagine ulteriore per verifi-

Tabella 32: Superfici, altezze e volumi dell'impianto

Descrittore	C-10	C-11	C-12	C-13	C-14	C-15	C-16	C-17
Aree occupate (m ²)	90.000	235.000	70.000	91.500	80.434	117.800	100.000	78.000
Sup. occupazione diretta (m ²)	90.000	22.948	-	40.000	21.698	66.200	64.000	16.879
Sup. impermeabilizzate (m ²)	-	76.195	-	66.000	-	-	-	17.731
Volumetria totale (m ³)	-	296.000	-	270.000	-	-	-	316.484
Numero e altezza camini (m)	1 - 60 m	2 - 80 2 - 25	1 - 80	2 - 100	1 - 50	2 - 80	2 - 50	2 - 55
Altezza edifici caldaie e turbine (m)	- 32 - 23	- 30 - 25	-	30	- 33 - 21/26	-	-	-
Altezza moduli	27	39	32	35				28

Descrittore	C-10	C-11	C-12	C-13	C-14	C-15	C-16	C-17
raffreddamento (m)					-	-	-	
Aree per opere di mitigazione (m ²)	-	59.003	-	-	-	-	-	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

carne le eventuali cause; i valori vanno da un minimo di 16.879 m² a un massimo di 90.000 m², dunque giustificare questa differenza dimensionale non sembra possibile.

Infine i valori delle aree dedicate ad opere di mitigazione sono indicati in un solo caso su otto, non è dunque possibile parlare di valori medi o avanzare alcun commento.

Per i dati relativi alle altezze delle varie strutture si possono rilevare in media i seguenti valori: altezza camini da un minimo di 25 m per le caldaie ausiliarie a un massimo di 100 m per i camini di scarico fumi, altezza edifici caldaie e turbine circa 28 m e altezza dei moduli di raffreddamento del gruppo termico circa 32 m.

E' importante constatare che in tutti i casi l'altezza dei camini di scarico fumi viene calcolata anche in funzione dell'inserimento paesaggistico della centrale, dunque laddove non esistano particolari limiti è opportuno elevare il più possibile l'altezza dei camini in modo da evitare una ricaduta a breve distanza del materiale inquinante; diversamente per le torri relative ai moduli di raffreddamento è opportuno constatare che le altezze possono variare in funzione della tecnologia utilizzata. In questo caso specifico dove vengono impiegati condensatori ad aria esiste la necessità di elevare il più possibile le torri al fine di emettere in

atmosfera dei vapori d'acqua che non vadano ad influire sensibilmente sul microclima locale.

Per quanto concerne infine il parametro relativo alla volumetria complessiva degli edifici si può dichiarare che per i soli tre valori presenti, la media è di circa 294000 m³

Tabella 33: Superfici, altezze e volumi per una centrale Ngcc da 800 MW

SUPERFICI	DIMENSIONI
Aree occupate	70.000 - 235.000 m ²
Superfici di occupazione diretta	16.879 - 90.000 m ²
Superfici impermeabilizzate	17.731 - 76.195 m ²
Aree dedicate ad opere di mitigazione	-
ALTEZZE	DIMENSIONI
Camini	Caldaie ausiliarie ~ 25 m Camini ~ 70 m
Edifici caldaie e turbine	~ 28 m
Moduli di raffreddamento	~ 32 m
VOLUMI	DIMENSIONI
Volumetria complessiva edifici	~ 294.000 m ³

3.7.6 Opere connesse

Le opere connesse, fondamentali per l'esistenza stessa dell'impianto, sono rispettivamente un elettrodotto che permetta la distribuzione dell'energia elettrica prodotta dalla centrale al nodo più vicino di distribuzione elettrica nazionale; un gasdotto collegato direttamente alla rete nazionale di distribuzione gas per l'alimentazione del turbogas. Per quanto riguarda l'elettrodotto esso è collegato all'interno dell'impianto tramite una sottostazione elettrica in grado di lavorare su due distinti livelli di tensione; a 380 kV per il collegamento alla rete nazionale, a 130 kV, indicato nel solo caso della Centrale C-11, per la linea di distribuzione primaria sia per le utenze interne che per le strutture esterne più vicine.

Le modalità di allacciamento dell'elettrodotto possono essere due; o per via aerea in campata unica o tramite tralicci, in funzione della distanza del nodo nazionale, oppure tramite collegamento interrato.

Il collegamento via terra si adotta nel caso in cui il nodo di collegamento alla rete nazionale sia particolarmente vicino e non intersechi infrastrutture, insiemi paesaggistici o monumentali di particolare rilevanza.

Diversamente viene utilizzato il collegamento per via aerea che nel caso in cui risulti particolarmente vicino al nodo della rete elettrica nazionale può avvenire in campata unica, in alternativa si utilizzano tralicci con geometria standard a tronco di piramide e con l'allestimento dei conduttori che possono essere ancorati con diverse modalità.

Concludendo non si può individuare un collegamento elettrico specifico che sia strettamente funzionale ad una tipologia di una centrale Ngcc, l'unico parametro che lega l'opera accessoria all'impianto può essere la dimensione della sottostazione elettrica.

Tabella 34: Opere connesse per una centrale Ngcc da 800 MW

OPERA CONNESSA	MODALITA' ALLACCIAMENTO	TENSIONE ESERCIZIO
Elettrodotto	- Aereo	380 kV
	- Interrato	130 kV

La linea di adduzione gas naturale dalla rete nazionale può avere una lunghezza variabile funzionale al nodo di alimentazione più vicino, in tutti i casi si tratta di una linea interrata il cui diametro può essere stimato per

questo caso specifico di circa 400-500 mm con una pressione di esercizio min. di 24 bar, registrata per la Centrale C-15, e in grado di sostenere una pressione massima di 94 bar, registrata per la Centrale C-10.

Tabella 35: Opere connesse per una centrale Ngcc da 800 MW

OPERA CONNESSA	MODALITA' ALLACCIAMENTO	PRESSIONE ESERCIZIO	PRESSIONE MASSIMA
Gasdotto	Interrato	Min. 24 bar	94 bar

3.8 Centrali termoelettriche da 800 MW, alimentate a gas naturale, ciclo termico con tecnologia ad umido

Per quanto concerne le centrali termoelettriche a ciclo combinato con potenza lorda di 800 MW, alimentate a gas naturale e con sistema di raffreddamento del ciclo termico a umido si considera quanto segue:

3.8.1 Emissioni in atmosfera

Tabella 36: Emissioni in atmosfera

Descrittore	C-08
Indice utilizzo (ore/anno)	8.000
Portata fumi	3.780.000 Nm ³ /h
Temp. Fumi (°C)	90
Concentrazione SO ₂ nei fumi (mg/Nm ³)	0,20
Concentrazione NO _x nei fumi (mg/Nm ³)	55,49
Concentrazione CO nei fumi (mg/Nm ³)	20,27
Concentrazione di particolato (PM 10)	1 mg/Nm ³
Emissioni annue SO ₂	Trascurabile
Emissioni annue NO _x (t/anno)	1.572,48
Emissioni annue CO (t/anno)	-
Emissioni annue particolato	151,2 t/anno
Portata in uscita aria/acqua	4.700,61 Kg/s

Descrittore	C-08
di raffreddamento	
Temp. in uscita aria/acqua di raffreddamento (°C)	27,34 °

Per questa tipologia specifica di centrale alimentata a gas e con sistema di raffreddamento a umido, invece che a secco come nei casi precedenti, i valori rintracciabili nelle griglie speciali si riferiscono ad un'unica centrale; i dati registrati verranno comunque riportati di seguito pur non avendo l'opportunità di eseguire alcuna indagine o supposizione ulteriore.

Dai dati sopra riportati si può partire dal presupposto che il funzionamento medio annuo degli impianti di questo tipo non si discosta molto dalle 8.000 ore, successivamente si noti che la portata dei fumi è di 3.780.000 Nm³/h (pari a circa 1.325 Kg/s).

La temperatura registrata in uscita dai camini è di circa 90 °C.

Le emissioni sono costituite da SO_x (ossidi di zolfo), i quali valori sono quantificati in 0,20 mg/Nm³ e considerati trascurabili in termini di emissioni annue.

Diversamente per le concentrazioni di NO_x (ossia ossidi di azoto), i valori registrati sembrano indicare una concentrazione appena sopra il valore massimo ammesso dalla normativa e attestata in circa 50 mg/Nm³ (emissioni annuali pari a circa 1.572 t/anno).

Per quanto riguarda i valori di CO (monossido di carbonio), i valori sono quantificati in circa 20,27 mg/Nm³.

Nel caso del CO₂, biossido di carbonio, il valore non è stato trovato; tuttavia dati di letteratura stimano emissioni annuali di circa 2.000.000 di t.

Nonostante sia stata presa in analisi una tipologia di centrale con alimentazione a gas naturale va considerata, anche se in maniera trascurabile, la presenza di polveri fini ossia le PM10 (particulate material), ossia polveri con diametri fino a 10 µm.

Per quanto riguarda la portata di vapore d'acqua in uscita dalle torri di raffreddamento il valore registrato è di 4.700 kg/s ad una temperatura di 27,34 °C.

E' importante ricordare che tutti i valori relativi alle emissioni tengono conto dell'utilizzo di sistemi tecnologici per l'abbattimento e/o contenimento delle emissioni in aria.

Per quanto riguarda invece il valore relativo al rendimento netto, considerando la specifica tecnologia, questo si attesta al 57,21%; questo valore di rendimento risulta essere il più elevato ed una possibile spiegazione è da ricercarsi nel fatto che l'utilizzo della tecnologia di raffreddamento ad "umido" pur richiedendo un apporto idrico maggiore, non sempre disponibile, ottiene a parità delle altre tecnologie un'efficienza migliore.

Tabella 37: Emissioni in atmosfera per una centrale Ngcc da 800 MW

EMISSIONI IN ATMOSFERA	EMISSIONI ANNUALI	CONCENTRAZIONI
SO ₂	Trascurabile	~ 0,20 mg/Nm ³
NO _x	1.572,48 t/anno	~ 55,5 mg/Nm ³
CO	-	~ 20,3 mg/Nm ³
PM 10	151,2 t/anno	-
CO ₂	~ 2.000.000 t/anno	-
H ₂ O	-	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

3.8.2 Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi

Tabella 38: Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi

Descrittore	C-08
Quantità e caratteristiche degli scarichi idrici	- Impianto di trattamento max. 40 m ³ /h - Blow-down torri raffreddamento acqua di mare 584 m ³ /h
Quantità e caratteristiche dei rifiuti urbani e assimilati, speciali (pericolosi e non)	- Olii 3 t/anno

Gli scarichi idrici per una centrale della taglia considerata sono stimabili in circa 40 m³/h, generalmente comprendenti le acque civili, le acque di spurgo, le acque oleose e gli scarichi chimici, dopo previa depurazione in appositi impianti installati all'interno della struttura stessa; i dati relativi alle singole voci sono citati là dove esistano nella tabella sopra riportata.

Per questa tipologia di centrali con impianto di raffreddamento del ciclo termico ad umido deve essere anche considerato il ricambio o il reintegro di acqua prelevata da mare o da fiumi e utilizzata per il raffreddamento dell'impianto (max 584 m³/h).

Per quanto riguarda gli scarichi delle acque piovane il valore non viene registrato.

Per quanto riguarda invece i rifiuti urbani poter fornire una stima quantitativa risulta difficile, tuttavia si può indicare come unica quantità riportata di scarto 3 t/anno di oli per uso generico.

Tabella 39: Scarichi in ambiente idrico per una centrale Ngcc da 800 MW

SCARICHI IDRICI e RIFIUTI SOLIDI	QUANTITA'
Scarichi idrici generici	~ 40 m ³ /h
Sistema Blow-down	~ 584 m ³ /h
Acque piovane	-
Rifiuti solidi (fanghi, resine, carta, cartoni, imballaggi)	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

3.8.3 Utilizzo di risorse naturali e materie prime

Tabella 40: Utilizzo risorse naturali e materie prime

Descrittore	C-08
Combustibile principale	Gas naturale
Atri combustibili	-
Consumo risorse idriche superficiali	1.080 m ³ /h
Consumo risorse idriche di falda	Non previsto
Consumo combustibile	800.000 t/anno
Consumo di composti chimici	- Acido solforico - Soda caustica
Consumo oli lubrificanti e dielettrici	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

In questo caso specifico la Centrale C-08 preleva le risorse idriche da superficie e si ipotizza, come per gli altri casi, che vengono utilizzate prevalentemente per usi potabili, per la produzione di acqua demineralizzata e per l'acqua di servizio all'impianto in genere.

Per questo singolo caso inoltre si ha un prelievo di risorse idriche da superficie pari a 1.080 m³/h, un valore molto elevato che però comprende anche le risorse idriche da utilizzarsi nel sistema di raffreddamento del gruppo termico. Si può ipotizzare inoltre che questo consumo di risorse sia soggetto a variazioni dipendenti dalla

disponibilità delle stesse nell'arco dell'anno in tutto il periodo del suo funzionamento.

Il consumo di gas naturale utilizzato come combustibile della centrale può essere stimato in circa 800.000 t/anno.

Per quanto concerne il consumo di composti chimici, utilizzati per il funzionamento ed il mantenimento delle macchine, è fatto cenno ad un uso di acido solforico e soda caustica, ma non vengono indicate le relative quantità di utilizzo; per quanto riguarda gli oli lubrificanti non viene rintracciato alcun tipo di dato.

Tabella 41: Utilizzo di risorse naturali e materie prime per una centrale Ngcc da 800 MW

RISORSE NATURALI E MATERIE PRIME UTILIZZATE	QUANTITA'
Prelievi idrici	~ 1080 m ³ /h
Gas Naturale	~ 800.000 t/anno
Combustibili alternativi	Non previsti
Composti chimici (acido cloridrico, soda caustica, anticorrosivi, antiossidanti)	-
Oli lubrificanti e oli dielettrici	-

Voci

“ – “ : L’informazione non risulta reperibile.

3.8.4 *Sistemi interni all'impianto*

All'interno di questa sezione viene fornita una panoramica di quelle che sono le tecnologie utilizzate di norma per questa tipologia di centrali al fine di ridurre il più possibile l'impatto sull'ambiente circostante e garantire livelli di sicurezza il più elevati possibile ai fini della corretta attività dell'impianto.

Tabella 42: Sistemi interni ad una centrale Ngcc da 800 MW

SISTEMA	DESCRIZIONE
Alimentazione combustibili	Questo sistema viene utilizzato da tutte le centrali che utilizzano come combustibile il gas naturale e viene comunemente chiamato “stazione di riduzione”; al suo interno avviene la decompressione, la filtrazione ed il preriscaldamento del gas. Per questa specifica tipologia di impianto in linea generale si può affermare che il diametro delle tubazioni è calcolato affinché la velocità in ingresso del gas sia di circa 25 m/s
Riduzione vibrazioni e rumori	-
Depurazione effluenti liquidi	Per tutti gli scarichi di acque piovane, acque civili, acque oleose, acque di spurgo caldaie o scarichi chimici esistono specifiche vasche di contenimento dedicate ad ogni effluente ai fini di un primo trattamento depurativo di disoleazione, neutralizzazione, chiarificazione e sterilizzazione; le tecniche e le capacità dei serbatoi o vasche di contenimento sono variabili.
Sistema antincendio	-
Abbattimento emissioni in aria	Si tratta di bruciatori di ultima generazione che utilizzano un migliore profilo di fiamma in grado di ridurre la produzione di NO _x . Tale tecnologia prende il nome di DLN (Dry Low NO _x)
Sistemi monitoraggio emissioni gassose	In linea di tendenza tali tecnologie comprendono degli analizzatori del tenore di O ₂ , CO, NO _x installati nei condotti di scarico camini. Questi sistemi interagiscono con sistemi informatici in grado di raccogliere i dati rilevati, analizzarli e inviare segnali di allarme qualora vi siano valori fuori limite.

3.8.5 Superfici, altezze e volumi dell'impianto

Tabella 43: Superfici, altezze e volumi dell'impianto

Descrittore	Loreo
Aree occupate (m ²)	156.800
Sup. occupazione diretta (m ²)	24.000
Sup. impermeabilizzate (m ²)	33.400
Volumetria totale (m ³)	183.327
Numero e altezza camini (m)	2 – 60
Altezza edifici caldaie e turbine (m)	- 26,4 - 25
Altezza moduli raffreddamento (m)	-
Aree per opere di mitigazione (m ²)	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

Valutando la tipologia specifica dell'impianto a cui si fa riferimento in questa scheda di analisi e considerando i dati sopra riportati si registra che l'impianto occupa una superficie totale di 156.800 m²; partendo dal presupposto che le tecnologie utilizzate risultano essere uguali per

tutte le centrali, la differenza in termini di superficie totale registrata in questo caso, rispetto ai precedenti, così elevata può essere imputabile al fatto che l'indice comprende al suo intero anche le aree dedicate a mitigazione.

Per i dati relativi alle altezze delle varie strutture si possono rilevare i seguenti valori: altezza camini caldaie ausiliarie e scarico fumi 60 m, altezza edifici caldaie e turbine circa 26 m, per quanto riguarda l'altezza dei moduli di raffreddamento del gruppo termico non viene registrato alcun valore.

E' importante constatare che in tutti i casi l'altezza dei camini di scarico fumi viene calcolata anche in funzione dell'inserimento paesaggistico della centrale, dunque laddove non esistano particolari limiti è opportuno elevare il più possibile l'altezza dei camini in modo da evitare una ricaduta a breve distanza del materiale inquinante; diversamente per le torri relative ai moduli di raffreddamento è opportuno constatare che le altezze possono variare in funzione della tecnologia utilizzata. In questo caso specifico dove vengono impiegati condensatori ad umido non esiste la stretta necessità di elevare il più possibile le torri di raffreddamento poiché l'ausilio di risorse idriche come fonte fredda contribuisce a diminuire drasticamente la temperatura di uscita dei vapori d'acqua non andando ad influire pertanto in modo incisivo sul microclima locale.

Per quanto concerne infine il parametro relativo alla volumetria complessiva degli edifici si può dichiarare che il solo valore inserito è di circa 183.327 m³.

Tabella 44: Superfici, altezze e volumi per una centrale Ngcc da 800 MW

SUPERFICI	DIMENSIONI
Aree occupate	~ 156.800 m ²
Superfici di occupazione diretta	~ 24.000 m ²
Superfici impermeabilizzate	~ 33.400 m ²
Aree dedicate ad opere di mitigazione	-
ALTEZZE	DIMENSIONI
Camini	~ 60 m
Edifici caldaie e turbine	~ 26 m
Moduli di raffreddamento	-
VOLUMI	DIMENSIONI
Volumetria complessiva edifici	~ 183.327 m ³

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

3.8.6 Opere connesse

Le opere connesse, fondamentali per l'esistenza stessa dell'impianto, sono rispettivamente un elettrodotto che permetta la distribuzione dell'energia elettrica prodotta dalla centrale al nodo più vicino di distribuzione elettrica nazionale; un gasdotto collegato direttamente alla rete nazionale di distribuzione gas per l'alimentazione del turbogas. Per quanto riguarda l'elettrodotto esso è collegato all'interno dell'impianto tramite una sottostazione elettrica in grado di lavorare su due distinti livelli di tensione; a 380 kV per il collegamento alla rete nazionale. Le modalità di allacciamento dell'elettrodotto, in questo caso specifico, avviene tramite antenna; nel caso in cui risulti particolarmente vicino al nodo della rete elettrica nazionale può avvenire in campata unica, in alternativa si utilizzano tralicci con geometria standard a tronco di piramide e con l'allestimento dei conduttori che possono essere ancorati con diverse modalità.

Concludendo non si può individuare un collegamento elettrico specifico che sia strettamente funzionale ad una tipologia di una centrale Ngcc, l'unico parametro che lega l'opera accessoria all'impianto può essere la dimensione della sottostazione elettrica.

Tabella 45: Opere connesse per una centrale Ngcc da 800 MW

OPERA CONNESSA	MODALITA' ALLACCIAMENTO	TENSIONE ESERCIZIO
Elettrodotto	- Aereo	380 kV

Per quanto riguarda la linea di adduzione gas naturale dalla rete nazionale può avere una lunghezza variabile funzionale al nodo di alimentazione più vicino, in tutti i casi si tratta di una linea interrata il cui diametro può essere stimato per questo caso specifico di circa 400 mm con una pressione di esercizio massima di 75 bar.

Tabella 46: Opere connesse per una centrale Ngcc da 800 MW

OPERA CONNESSA	MODALITA' ALLACCIAMENTO	PRESSIONE ESERCIZIO	PRESSIONE MASSIMA
Gasdotto	Interrato	-	75 bar

3.9 Centrali termoelettriche da 1.600 MW, alimentate a gas naturale, ciclo termico con tecnologia ad umido

Per quanto concerne le centrali termoelettriche a ciclo combinato con potenza lorda di 1600 MW, alimentate a gas naturale e con sistema di raffreddamento del ciclo termico di tipo ibrido si considera quanto segue:

3.9.1 Emissioni in atmosfera

Tabella 47: Emissioni in atmosfera

Descrittore	C-18
Indice utilizzo (ore/anno)	7.000
Portata fumi	1.294 kg/s
Temp. Fumi (°C)	102 °
Concentrazione SO ₂ nei fumi (mg/Nm ³)	Trascurabile
Concentrazione NO _x nei fumi (mg/Nm ³)	50
Concentrazione CO nei fumi (mg/Nm ³)	30
Concentrazione di particolato (PM 10)	Trascurabile
Emissioni annue SO ₂	-
Emissioni annue NO _x (t/anno)	-
Emissioni annue CO (t/anno)	-
Emissioni annue particolato	-
Portata in uscita aria/acqua di raffreddamento	880 m ³ /h
Temp. in uscita aria/acqua di raffreddamento (°C)	22 °

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

Per questa tipologia specifica di centrale alimentata a gas e con sistema di raffreddamento di tipo ibrido i valori rintracciabili nelle griglie speciali si riferiscono ad un'unica centrale; i dati registrati verranno comunque riportati di seguito pur non avendo l'opportunità di eseguire alcuna indagine o supposizione ulteriore.

Dai dati sopra riportati si registra che il funzionamento medio annuo della centrale ammonta a 7.000 ore circa, successivamente si noti che in questo caso la portata dei fumi è di circa 1.294 kg/s ad una temperatura di circa 102 °C.

Le emissioni sono costituite da SO_x (ossidi di zolfo), i quali valori sono da considerarsi trascurabili.

Diversamente per le concentrazioni di NO_x (ossia ossidi di azoto), i valori registrati anche in questa occasione sembrano indicare la concentrazione massima ammessa dalla normativa e attestata in circa 50 mg/Nm³.

I valori di CO (monossido di carbonio) sono quantificati in circa 30 mg/Nm³.

Nel caso del CO₂, biossido di carbonio, il valore non è stato trovato, tuttavia dati di letteratura stimano emissioni annuali di circa 4.000.000 di t.

Nonostante sia presa in analisi una tipologia di centrale con alimentazione a gas metano va considerata, anche se in maniera trascurabile, la presenza di polveri fini ossia le PM10 (particulate material), ossia polveri con diametri fino a 10 µm.

Per quanto riguarda la portata di vapore d'acqua in uscita dalle torri di raffreddamento il valore registrato è di 880 m³/h ad una temperatura di 22 °C.

E' importante ricordare che tutti i valori relativi alle emissioni tengono conto dell'utilizzo di sistemi tecnologici per l'abbattimento e/o contenimento delle emissioni in aria.

Per quanto riguarda invece il valore relativo al rendimento netto, considerando la specifica tecnologia, si attesta al 56,12%; questo valore risulta essere tra i più elevati ed una possibile spiegazione è da ricercarsi nel fatto che l'utilizzo della tecnologia di raffreddamento di tipo ibrido pur richiedendo un apporto idrico maggiore

rispetto alla tecnologia a secco, ottiene a parità delle altre tecnologie un'efficienza migliore.

Tabella 48: Emissioni in atmosfera per una centrale Ngcc da 1600 MW

EMISSIONI IN ATMOSFERA	EMISSIONI ANNUALI	CONCENTRAZIONI
SO ₂	-	Trascurabile
NO _x	-	~ 50 mg/Nm ³
CO	-	~ 30 mg/Nm ³
PM 10	-	Trascurabile
CO ₂	~ 4.000.000 t/anno	-
H ₂ O	~ 6.160.000 m ³ /anno	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

3.9.2 Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi

Tabella 49: Scarichi in ambiente idrico e rifiuti solidi

Descrittore	C-18
Quantità e caratteristiche degli scarichi idrici	<ul style="list-style-type: none"> - Acque piovane max 500 m³/h - Drenaggi pavimenti 5 m³/h - Acque oleose 5 m³/h - Trattamento scarichi fognari 1 m³/h - Vasca neutralizzazione 2 m³/h - Blow-down torri raffreddamento acqua di mare 587 m³/h
Quantità e caratteristiche dei rifiuti urbani e assimilati, speciali (pericolosi e non)	<ul style="list-style-type: none"> - Pannelli filtri turbine (6000/anno) - rifiuti urbani 30 t/anno - oli esausti 30 m³/anno

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

Gli scarichi idrici per una centrale della taglia considerata sono stimabili in circa 13 m³/h, generalmente comprendenti le acque civili, le acque di spurgo, le acque oleose e gli scarichi chimici, dopo previa depurazione in appositi impianti installati all'interno della struttura stessa; i dati relativi alle singole voci sono citati là dove esistano nella tabella sopra riportata.

Per questa tipologia di centrali con impianto di raffreddamento del ciclo termico di tipo ibrido deve essere anche considerato il ricambio o il reintegro di acqua prelevata da mare o da fiumi e utilizzata per il raffreddamento dell'impianto (max 587 m³/h).

Per quanto riguarda gli scarichi delle acque piovane il valore registrato in griglia è di 500 m³/h max.

Per quanto riguarda invece i rifiuti urbani poter fornire una stima quantitativa risulta difficile, tuttavia in tabella vengono citati pannelli filtri turbine, per una quantità di 6000 pezzi anno, rifiuti urbani per un totale di circa 30 t/anno ed infine 30 m³/anno di oli esausti.

Tabella 50: Scarichi in ambiente idrico per una centrale Ngcc da 1600 MW

SCARICHI IDRICI e RIFIUTI SOLIDI	QUANTITA'
Scarichi idrici generici	~ 13 m ³ /h
Sistema Blow-down	~ 587 m ³ /h
Acque piovane	~ 500 m ³ /h max.
Rifiuti solidi (fanghi, resine, carta, cartoni, imballaggi)	30 t/anno - solidi 30 m ³ /anno - oli 6000 filtri turbine anno

3.9.3 *Utilizzo di risorse naturali e materie prime*

In questo caso specifico. la Centrale C-18 preleva le risorse idriche da superficie da fiume e si ipotizza, come per gli altri casi, che vengono utilizzate prevalentemente per usi potabili, per la produzione di acqua demineralizzata e per l'acqua di servizio all'impianto in genere.

In questo caso inoltre si ha un prelievo di risorse idriche ulteriore, non quantificabile, comprendente le

risorse idriche da utilizzarsi nel sistema di raffreddamento del gruppo termico.

Si può ipotizzare inoltre che questo consumo di risorse sia soggetto a variazioni dipendenti dalla disponibilità delle stesse nell'arco dell'anno in tutto il periodo del suo funzionamento.

Il consumo di gas naturale utilizzato come combustibile della centrale può essere stimato in circa 1,9 miliardi di Nm³/anno.

Per quanto concerne il consumo di composti chimici, utilizzati per il funzionamento ed il mantenimento delle macchine non viene rintracciato alcun tipo di dato.

Tabella 51: Utilizzo risorse naturali e materie prime

Descrittore	C-18
Combustibile principale	Gas naturale
Atri combustibili	-
Consumo risorse idriche superficiali	-
Consumo risorse idriche di falda	-
Consumo combustibile	-285.000 Nm ³ /h -1,9 mld Nm ³ /anno
Consumo di composti chimici	-
Consumo oli lubrificanti e dielettrici	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

Trascurabile : Quantità trascurabile.

Tabella 52: Utilizzo di risorse naturali e materie prime per una centrale Ngcc da 1600 MW

RISORSE NATURALI E MATERIE PRIME UTILIZZATE	QUANTITA'
Prelievi idrici	-
Gas Naturale	~ 285.000 Nm ³ /h - ~ 1,9 miliardi Nm ³ /anno
Combustibili alternativi	-
Composti chimici (acido cloridrico, soda caustica, anticorrosivi, antiossidanti)	-
Oli lubrificanti e oli dielettrici	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

3.9.4 Sistemi interni all'impianto

All'interno di questa sezione viene fornita una panoramica di quelle che sono le tecnologie utilizzate di norma per questa tipologia di centrali al fine di ridurre il più possibile l'impatto sull'ambiente circostante e garantire livelli di sicurezza il più elevati possibile ai fini della corretta attività dell'impianto.

Tabella 53: Sistemi interni ad una centrale Ngcc da 1600 MW

SISTEMA	DESCRIZIONE
Alimentazione combustibili	Questo sistema viene utilizzato da tutte le centrali che utilizzano come combustibile il gas naturale e viene comunemente chiamato “stazione di riduzione”; al suo interno avviene la decompressione, la filtrazione ed il preriscaldamento del gas.
Riduzione vibrazioni e rumori	Si tratta di tutti quei sistemi adottati al fine di ridurre il rumore entro i termini di legge. A questo scopo in linea di massima si realizzano dei sistemi cabinati, pennellature fonoassorbenti e silenziatori all'interno della sala macchine, per le turbine, per le condotte adduzione aria, per la stazione decompressione gas; inoltre vengono applicate schermature e silenziatori attorno alle pareti delle caldaie a recupero e per i camini.
Depurazione effluenti liquidi	Per tutti gli scarichi si tratta di acque piovane, acque civili, acque oleose, acque di spurgo caldaie, acque di reintegro delle torri o scarichi chimici esistono specifiche vasche di contenimento dedicate ad ogni effluente ai fini di un primo trattamento depurativo di disoleazione, neutralizzazione, chiarificazione e sterilizzazione; le tecniche e le capacità dei serbatoi o vasche di contenimento sono variabili.
Sistema antincendio	Le attrezzature antincendio comprendono sistemi di rilevamento, controllo e allarme; nel caso specifico delle turbine in caso di emergenza il sistema antincendio ha inserimento automatico. Per quanto riguarda l'approvvigionamento dell'acqua per questo sistema in linea di tendenza è garantita una portata media di 350 m ³ /h per una massimo di 2 ore.
Abbattimento emissioni in aria	Si tratta di bruciatori di ultima generazione che utilizzano un migliore profilo di fiamma in grado di ridurre la produzione di NO _x . Tale tecnologia prende il nome di DLN (Dry Low NO _x)
Sistemi monitoraggio emissioni gassose	In linea di tendenza tali tecnologie comprendono degli analizzatori del tenore di O ₂ , CO, NO _x installati nei condotti di scarico camini. Questi sistemi interagiscono con sistemi informatici in grado di raccogliere i dati rilevati, analizzarli e inviare segnali di allarme qualora vi siano valori fuori limite.

3.9.5 Superfici, altezze e volumi dell'impianto

Valutando la tipologia specifica dell'impianto a cui si fa riferimento, e considerando i dati sopra riportati si può registrare semplicemente che l'impianto occupa un'area totale di circa 190.000 m², altri dati relativi alle aree non sono stati forniti.

Per i dati relativi alle altezze delle varie strutture si possono rilevare i seguenti valori :

Tabella 54: Superfici, altezze e volumi dell'impianto

Descrittore	C-18
Aree occupate (m ²)	190.000
Sup. occupazione diretta (m ²)	-
Sup. impermeabilizzate (m ²)	-
Volumetria totale (m ³)	-
Numero e altezza camini (m)	2 - 100 2
Altezza edifici caldaie e turbine (m)	-
Altezza moduli raffreddamento (m)	27
Aree per opere di mitigazione (m ²)	-

Voci

“ - “ : L'informazione non risulta reperibile.

altezza camini caldaie ausiliarie e scarico fumi massimo 100 m, altezza moduli di raffreddamento circa 27 m.

E' importante constatare che in tutti i casi l'altezza dei camini di scarico fumi viene calcolata anche in funzione dell'inserimento paesaggistico della centrale, dunque laddove non esistano particolari limiti è opportuno elevare il più possibile l'altezza dei camini in modo da evitare una ricaduta a breve distanza del

materiale inquinante; diversamente per le torri relative ai moduli di raffreddamento è opportuno constatare che le altezze possono variare in funzione della tecnologia utilizzata.

Per quanto concerne infine il parametro relativo alla volumetria complessiva degli edifici non viene dichiarato valore indicativo.

Tabella 55: Superfici, altezze e volumi per una centrale Ngcc da 1600 MW

SUPERFICI	DIMENSIONI
Aree occupate	~ 190.000 m ²
Superfici di occupazione diretta	-
Superfici impermeabilizzate	-
Aree dedicate ad opere di mitigazione	-
ALTEZZE	DIMENSIONI
Camini	~100 m
Edifici caldaie e turbine	-
Moduli di raffreddamento	~ 27 m
VOLUMI	DIMENSIONI
Volumetria complessiva edifici	-

Voci

“ – “ : L'informazione non risulta reperibile.

3.9.6 Opere connesse

Le opere connesse, fondamentali per l'esistenza stessa dell'impianto, sono rispettivamente un elettrodotto che permetta la distribuzione dell'energia elettrica prodotta dalla centrale al nodo più vicino di distribuzione elettrica nazionale; un gasdotto collegato direttamente alla rete nazionale di distribuzione gas per l'alimentazione del turbogas.

Per quanto riguarda l'elettrodotto esso è collegato all'interno dell'impianto tramite una sottostazione elettrica in grado di lavorare su due distinti livelli di tensione; a 380 kV per il collegamento alla rete nazionale.

Le modalità di allacciamento dell'elettrodotto, in questo caso specifico, avviene tramite cavo interrato per un primo tratto per poi trasferirsi in linea aerea in prossimità di zona agricola; nel caso in cui risulti particolarmente vicino al nodo della rete elettrica nazionale può avvenire in campata unica, in alternativa si utilizzano tralicci con geometria standard a tronco di piramide e con l'allestimento dei conduttori che possono essere ancorati con diverse modalità.

Concludendo non si può individuare un collegamento elettrico specifico che sia strettamente funzionale ad una tipologia di una centrale Ngcc, l'unico parametro che lega l'opera accessoria all'impianto può essere la dimensione della sottostazione elettrica.

Tabella 56: Opere connesse per una centrale Ngcc da 1600 MW

OPERA CONNESSA	MODALITA' ALLACCIAMENTO	TENSIONE ESERCIZIO
Elettrodotto	- Aereo - Interrato	380 kV

Per quanto riguarda la linea di adduzione gas naturale dalla rete nazionale può avere una lunghezza variabile funzionale al nodo di alimentazione più vicino, in tutti i casi si tratta di una linea interrata; non viene fornito alcun tipo di dato relativo al diametro dei condotti adduzione gas o della pressione media di trasferimento del combustibile.

Tabella 57: Opere connesse per una centrale Ngcc da 1600 MW

OPERA CONNESSA	MODALITA' ALLACCIAMENTO	PRESSIONE ESERCIZIO	PRESSIONE MASSIMA
Gasdotto	Interrato	-	-

3.10 *Analisi incrociata*

Nelle precedenti sezioni si è cercato di ricavare valori tipici assunti dai descrittori considerati per centrali appartenenti ai diversi insiemi derivanti dalla classificazione subita all'inizio. E' altresì possibile mettere a confronto i dati relativi a stessi descrittori ma a insiemi diversi, in modo da avere indicazioni dirette su come l'appartenere a tipologie differenti comporti o meno possedere valori differenti per gli indicatori. Queste informazioni emergono, evidentemente, dalla comparazione dei contenuti informativi di carattere quantitativo dei diversi insiemi trattati precedentemente. Di seguito si riportano in maniera esplicita i risultati di questa comparazione, nei confronti però di quei soli indicatori maggiormente sensibili a questa comparazione diretta o di cui si possiedono una sufficiente quantità di valori.

Il rendimento, ovvero il rapporto percentuale tra potenza elettrica netta prodotta e potenza termica introdotta, è risultato essere mediamente indipendente dalla taglia e dalla tecnologia utilizzata per il raffreddamento del ciclo termico, cosicché si può affermare che il rendimento medio per una centrale termoelettrica a ciclo combinato è pari a circa il 55,55 %. Questo risultato è in linea con quanto ci si aspetta, anche se sono possibili piccole variazioni di rendimento in relazione alla scelta di raffreddamento ad umido o a

secco, secondo quanto già evidenziato nel corso dell'analisi.

Analogamente per l'indice di utilizzo, che esprime le ore previste di funzionamento della centrale, e per il quale è emersa piena omogeneità dei dati: l'indice di utilizzo non dipende dalla taglia e dalla tecnologia utilizzata per il raffreddamento del ciclo termico, ed ha valor medio pari a circa 7.800 ore/anno.

Vi sono poi alcuni descrittori le cui quantità variano molto anche per centrali appartenenti allo stesso insieme, e per i quali non è emersa alcuna correlazione con la taglia o la tecnologia di raffreddamento del ciclo termico; questo è il caso della superficie di occupazione diretta e delle superfici impermeabilizzate. Si può concludere che questi parametri siano influenzati maggiormente dal contesto ambientale di inserimento dell'opera piuttosto che da fattori intrinseci alle tecnologie e ai moduli costruttivi utilizzati.

In merito alla portata di uscita dei fluidi di raffreddamento, è emerso con nitidezza che, relativamente alle sole centrali termoelettriche che utilizzano condensatori ad aria, taglie doppie implicano portate circa doppie (media 400 MW = 41.150 t/h; media 800 MW = 97.080 t/h).

Le centrali dotate di aerocondensatori possiedono temperature di uscita dei fluidi di raffreddamento inferiori a quelle relative a centrali dotate di torri evaporative (media con aerocondensatori = 33,8 °C, media con torri evaporative = 23,6 °C).

I consumi mostrano chiaramente, e questa è una evidenza attesa, l'influenza della taglia. Per le sole centrali dotate di aerocondensatori emerge che taglie maggiori implicano consumi maggiori (media 400 MW = 27 m³/h, media 800 MW = 44 m³/h). In merito al consumo di combustibile, emerge con nitidezza che taglie doppie, indipendentemente dalla taglia e dalla tecnologia utilizzata per il raffreddamento del ciclo termico, consumano circa il doppio (media 400 MW = 450.360 t/anno, media 800 MW = 848.650 t/anno, media 1.600 MW = 1.482.000 t/anno).

La quantità degli scarichi idrici, tolta l'acqua necessaria al raffreddamento del ciclo termico, non mostra alcuna differenziazione tra i diversi insiemi tipologici, e si attesta su di un valore medio pari a circa 18 m³/h.

Venendo alle emissioni in atmosfera, la portata fumi per centrali da 800 MW (media = 1.350 Kg/s) è circa doppia rispetto alle centrali da 400 MW (media = 650 Kg/s); la centrale da 1.600 MW (media = 1.294 Kg/s) è in linea con quelle da 800 MW, ma questo fatto è alquanto inatteso ed è connesso alla scarsità del campione a 1.600 MW. La temperatura dei fumi, invece, non sembra essere correlata alla taglia o alla tecnologia di raffreddamento del ciclo termico, variando debolmente con l'altezza dei camini di emissione; si può affermare che in media la temperatura dei fumi ammonta a circa 98,6 °C. Non emergono particolari differenze tra centrali appartenenti ai vari insiemi, in merito alla concentrazione, nei fumi, di SO₂, NO_x e particolato PM10; in dettaglio, le

concentrazioni di SO_2 possono considerarsi in media trascurabili per ogni tipologia di centrale; le concentrazioni di NO_x possono considerarsi in media di $49,8 \text{ mg/Nm}^3$ per ogni tipologia di centrale; le concentrazioni di particolato possono considerarsi trascurabili per ogni tipologia di centrale. Al contrario, in merito alle concentrazioni di CO nei fumi, emerge differenziazione solo con la taglia della centrale: le centrali da 400 MW hanno media pari a $12,5 \text{ mg/Nm}^3$, quelle da 800 MW hanno media pari a $28,16 \text{ mg/Nm}^3$, e la centrale da 1.600 MW ha media pari a 30 mg/Nm^3 ; anche in questo caso il dato relativo alla 1.600 MW è anomalo perché in linea, inaspettatamente, con quello della 800 MW, e le motivazioni sono da ricercarsi evidentemente nella scarsità del campione a disposizione.

Le emissioni annue di SO_2 e di particolato PM10 sono da ritenersi trascurabili per centrali appartenenti ad ogni tipologia; al contrario le emissioni annue di NO_x e di CO mostrano, come atteso, valori più elevati delle 800 MW rispetto alle 400 MW; più precisamente, le centrali da 800 MW emettono in media 1.564 t/anno di NO_x contro le 860 t/anno delle 400 MW, con un fattore quasi 2 di differenza, mentre le centrali da 800 MW emettono 858 t/anno di CO contro le 240 t/anno delle 400 MW.

Le portate ricavate, ottenute moltiplicando la portata fumi con la concentrazione, mostrano le stesse relazioni, evidentemente, delle concentrazioni: le centrali da 800 MW hanno valori (media = $188,3 \text{ Kg/h}$) di portate di NO_x circa doppi di quelle da 400 MW (media = $92,3 \text{ Kg/h}$), e

la centrale da 1.600 MW (media = 184,5) è in linea con quelle da 800 MW. Le centrali da 800 MW e 1.600 MW (rispettivamente medie = 91 Kg/h e 110,7) hanno valori sensibilmente più alti rispetto a quelle da 400 MW (media = 22,8 Kg/h).