



Settore Servizi post-laurea

Unità Organizzativa Esami di stato, Dottorati e Master

ESAME DI STATO PER L'ABILITAZIONE ALL'ESERCIZIO DELLA PROFESSIONE DI INGEGNERE  
I SESSIONE - ANNO 2017

SEZIONE A - Settore Industriale

QUARTA PROVA

TRACCIA N. 1: Impianti Chimici

La produzione in continuo di probiotici (*"microorganismi vivi che, somministrati in quantità adeguate, apportano benefici misurabili alla salute dell'ospite"* [Hamilton-Miller *et al.*, 2003]) prevede, in uno schema di processo semplificato, la successione in serie di un chemostato con riciclo della biomassa esercito in condizioni tali da poter ritenere valido il modello cinetico di Monod con inibizione da substrato, un sistema di filtrazione continuo costituito da una centrifuga a cesto, un sistema di trasporto pneumatico in compressione ed un sistema inerziale di separazione solido-gas costituito da cicloni inerziali. Con riferimento alle specifiche di processo fornite nel seguito, il Candidato dimensioni opportunamente ciascuno dei succitati elementi di impianto.

• **Chemostato:**

$V=1 \text{ m}^3$	$Q=0.4 \text{ m}^3/\text{h}$	$R=0.75$	$C=2.5$	
$S_0=25 \text{ kg/m}^3$	$X_0 = 0.1 \text{ kg/m}^3$	$K_S = 0.8 \text{ kg/m}^3$	$\mu_{\max} = 0.78 \text{ h}^{-1}$	$Y_{X/S} = 0.65 \text{ kg/kg}$

• **Centrifuga:**

$R_0=1 \text{ m}$	$R_1=1.3 \text{ m}$	$H = 0.75 \text{ m}$
-------------------	---------------------	----------------------

• **Sistema di trasporto:**

$V = 1.35 \text{ m}$	$H = 22.5 \text{ m}$	
$D_T=0.075 \text{ m}$	$\Delta P_{\text{mandata}}=3.5 \text{ bar}$	4 curve a $90^\circ$

• **Cicloni:**

$Eu= 56$	$St_{50}=1.4 \times 10^{-3}$	$d_{\text{cut}}=100 \text{ }\mu\text{m}$
----------	------------------------------	--

Per il sistema di cicloni, può ritenersi che le perdite di carico massime ammissibili siano pari alla differenza tra il valore di pressione valutato all'uscita dal sistema di trasporto pneumatico e la pressione atmosferica.

Le proprietà fisico-reologiche delle fasi liquide e gassose possono essere assunte uguali a quelle, rispettivamente, di acqua ed aria in condizioni ambiente. La biomassa filtrata può essere trattata alla stregua di un solido granulare di diametro medio  $d_{SM}=150 \text{ }\mu\text{m}$  e densità  $\rho_P=1600 \text{ kg/m}^3$ .

TRACCIA N. 2: Impianti Elettrici

Per la rete elettrica di trasmissione rappresentata in figura, i cui dati sono riassunti in Tabella I, il Candidato:

1. Determini la matrice delle ammettenze nodali in coordinate rettangolari
2. Formalizzi le equazioni di load flow in forma polare

3. Formalizzi le equazioni di DC-load flow e determini la fase dei fasori delle tensioni di nodo ed i flussi di potenza attiva sulle linee.

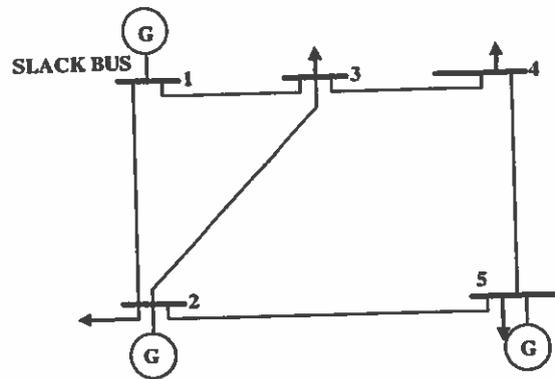


Figura 1

Tabella 1: Dati caratteristici in *per unit* della rete elettrica

Linee			Nodi				
Line a	Impedenza longitudinale	Ammettenz a trasversale	Nodo	Potenza Generata		Potenza Assorbita	
<i>i-j</i>	$Z_{ij}$	$Y_0$	<i>i</i>	$P_G$	$Q_G$	$Q_D$	$Q_D$
1-2	$0.02+j0.06$	$j0.03$	1	2.50	1.15	0.95	0.40
1-3	$0.08+j0.24$	$j0.025$	2	1.75	0.45	1.45	0.50
2-3	$0.06+j0.18$	$j0.02$	3	-	-	1.40	0.10
2-5	$0.04+j0.12$	$j0.015$	4	-	-	0.65	0.45
3-4	$0.01+j0.03$	$j0.10$	5	1.25	0.30	0.40	0.10
4-5	$0.08+j0.24$	$j0.025$					

### TRACCIA N. 3: Energetica

Un'azienda di  $1200 \text{ m}^2$  ha le seguenti richieste energetiche:

Elettrico puro invernale:	fH = 1900 h/anno
Energia termica per usi di processo invernale:	fH = 1700 h/anno
Riscaldamento invernale:	fH = 2100 h/anno
Acqua calda sanitaria invernale:	fH = 1800 h/anno
Elettrico puro estivo:	fH = 1800 h/anno
Energia termica per usi di processo estivo:	fH = 1400 h/anno
Raffrescamento estivo:	fH = 1700 h/anno
Acqua calda sanitaria estiva:	fH = 1500 h/anno
Elettrico puro intermedio:	fH = 1400 h/anno
Acqua calda sanitaria intermedia:	fH = 1300 h/anno

In base alla tipologia ed all'ubicazione si può ritenere che siano necessarie una potenza elettrica pura pari a  $0,30 \text{ kW/m}^2$  nel periodo invernale ed estivo e  $0,10 \text{ kW/m}^2$  nel periodo intermedio, una potenza termica per riscaldamento pari a  $0,20 \text{ kW/m}^2$ , una potenza termica per acqua calda sanitaria pari a  $0,15 \text{ kW/m}^2$ , una potenza termica per raffrescamento pari a  $0,17 \text{ kW/m}^2$ . La potenza termica per usi di processo è pari a  $0,20 \text{ kW/m}^2$ . Si faccia l'ipotesi che il sistema di cogenerazione funzioni a pieno carico ed in particolare si ipotizzi che l'AHP riesca a valorizzare integralmente l'energia termica ad alta temperatura disponibile dal cogeneratore CHP e che sia in grado di coprire il 70% della richiesta termica sia per il riscaldamento in inverno che per il raffrescamento in estate.

### SISTEMA TRADIZIONALE (ST):

Estate	Elettrico puro: ( $\eta_{PP} = 0,409$ ); Raffrescamento: EHP ( $\eta_{PP} = 0,409$ ; $\eta_{me} = 0,950$ ; $COP_{IIP} = 2,65$ ); Usi di processo: caldaia ( $\eta_C = 0,900$ ); Acqua calda sanitaria ( $\eta_C = 0,900$ );
Inverno	Elettrico puro: ( $\eta_{PP} = 0,409$ ); Riscaldamento: EHP ( $\eta_{PP} = 0,409$ ; $\eta_{me} = 0,950$ ; $COP_{IIP} = 2,70$ ); Usi di processo ( $\eta_C = 0,900$ ); Acqua calda sanitaria ( $\eta_C = 0,900$ );
Intermedio	Elettrico puro: ( $\eta_{PP} = 0,409$ ); Acqua calda sanitaria: caldaia ( $\eta_C = 0,900$ );

### SISTEMA PROPOSTO (SP):

Estate	Elettrico puro: cogeneratore (CHP) ( $\eta_m = 0,400$ , $\eta_{ge} = 0,955$ , $\eta_{th,HT} = 0,250$ ) e impianto fotovoltaico (PV); Usi di processo: recupero termico a bassa temperatura CHP (LT); Raffrescamento: Assorbitore (AHP) bistadio alimentato dai reflui termici ad alta temperatura del cogeneratore ( $COP_{AHP} = 1,36$ ) ed evaporatore GHP (Motore a combustione interna $\eta_m = 0,4$ , $\eta_{th} = 0,2$ ; $COP_{IIP} = 2,75$ ); Acqua calda sanitaria: recupero termico dal motore a combustione interna della GHP (Motore a combustione interna: $\eta_m = 0,4$ , $\eta_{th} = 0,2$ ; $COP_{IIP} = 2,75$ );
Inverno	Elettrico puro: cogeneratore (CHP) ( $\eta_m = 0,400$ , $\eta_{ge} = 0,955$ , $\eta_{th,HT} = 0,250$ ) e impianto fotovoltaico (PV); Usi di processo: recupero termico a bassa temperatura CHP (LT); Riscaldamento: Assorbitore (AHP) bistadio alimentato dai reflui termici ad alta temperatura del cogeneratore ( $COP_{AHP} = 0,930$ ) e GHP (CUC=1,5) Acqua calda sanitaria: recupero termico dal motore a combustione interna della GHP (CUC=1,5)
Intermedio	Elettrico puro: cogeneratore (CHP) ( $\eta_m = 0,400$ , $\eta_{ge} = 0,955$ , $\eta_{th,HT} = 0,250$ ) e impianto fotovoltaico (PV); Acqua calda sanitaria: GHP (CUC=1,5).

L'impianto fotovoltaico a servizio dell'utenza ha una potenza di picco pari a 40 kW<sub>p</sub>. La "producibilità" annuale dell'impianto PV è pari a 1293 kWh/kW<sub>p</sub>, mentre l'energia elettrica ad esso associata su base annuale viene ripartita nel seguente modo: 27,1% in inverno, 36,7% nel periodo estivo e 36,2% nel periodo intermedio. Il costo del impianto PV è pari a 1000 €/kW<sub>p</sub> e non è previsto alcun incentivo associato a tale tecnologia.

Si considerino un cogeneratore alimentato a gas naturale (PCI = 9,52 kWh/Nm<sup>3</sup>) con una potenza elettrica di 270 kW e un sovraccosto pari a 1000 €/kW<sub>el</sub>, una AHP da 207 kW<sub>fr</sub> con un sovraccosto rispetto all'EHP di 400 €/kW<sub>fr</sub>, una GHP da 70 kW<sub>fr</sub> con un sovraccosto rispetto alla EHP di 350 €/kW<sub>fr</sub>. I costi di manutenzione associati al sistema di cogenerazione sono pari a 12,0 €/MWh<sub>el</sub>. Per la valorizzazione economica di eventuali eccedenze di energia elettrica si faccia riferimento alla tariffe di vendita relative alla Fascia F1, Sud (Ottobre 2016).

In base ai dati indicati si valuti su base annua per i sistemi ST ed SP:

1. il REP;
2. il REP su base annuale associato al solo sistema di cogenerazione;
3. il REP su base annuale associato alla sola GHP;
4. le emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente ( $\alpha = 0,569$  kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>;  $\beta = 0,205$  kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>EP</sub>);
5. le emissioni di CO<sub>2</sub> evitate;
6. il PES (installazione in Campania nel 2016, impianto di cogenerazione basato su motore alternativo a combustione interna, erogazione energia elettrica in media tensione: 8,4 kV; energia termica per acqua calda (LT) e vapore (HT));
7. il SPB con l'apporto dei Certificati Bianchi (CB, valore certificato 130 €/tep);
8. VAN e IP ( $a=4,00\%$  e  $N=10$  anni) con l'apporto dei CB;
9. valutare gli indici energetici, economici e di impatto ambientale nel caso in cui non si consideri il contributo dell'impianto PV.
10. valutare gli indici energetici, economici e di impatto ambientale nel caso in cui si consideri la BAT (Best Available Technology) per il sistema tradizionale ( $\eta_{PP} = 0,520$ ,  $\eta_C = 0,950$ ,  $COP_{IIP} = 3,00$  (estate),  $COP_{IIP} = 3,10$  (inverno) e  $\alpha = 0,405$  kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>,  $C_{u,el}$  ridotto del 10% rispetto al caso base) tenendo conto di una riduzione del sovraccosto del SP del 10%.

Prezzi 2016 (Euro/MWh)

Fascia		F1										
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	49,26	36,76	33,94	30,19	34,44	40,07	48,30	37,75	47,22	51,76		
Centro Sud	48,50	36,16	33,69	29,24	33,73	39,76	45,72	34,74	46,14	43,56		
Nord	58,26	41,72	37,00	31,71	35,61	39,24	44,86	34,76	46,43	42,85		
Sardegna	49,06	36,76	34,18	29,56	33,19	39,72	44,86	34,76	46,43	42,85		
Sicilia	45,98	39,93	36,17	31,03	35,12	38,40	49,44	50,25	46,61	44,56		
Sud	37,16	36,40	31,68	28,74	33,70	38,32	42,33	34,84	37,59	43,08		

Fascia		F2										
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	48,29	36,04	35,82	35,11	34,96	37,97	38,88	33,10	38,48	48,23		
Centro Sud	47,51	35,10	35,48	34,65	34,39	36,34	38,41	33,02	39,08	46,72		
Nord	49,10	37,47	36,39	34,43	31,59	32,98	39,59	34,25	39,32	53,68		
Sardegna	49,77	37,99	37,03	35,16	38,25	37,26	39,83	33,72	36,69	44,06		
Sicilia	51,34	44,75	47,76	39,35	38,00	39,07	53,61	57,26	53,52	56,13		
Sud	43,62	35,54	34,94	34,19	34,94	36,59	38,16	33,09	37,59	45,07		

Fascia		F3										
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	36,10	29,26	30,05	28,05	30,52	33,31	33,06	29,69	33,89	41,99		
Centro Sud	35,81	29,39	30,08	27,62	29,89	32,94	32,43	29,66	34,33	41,93		
Nord	38,26	29,07	30,11	26,73	25,84	26,06	33,55	30,29	34,14	43,76		
Sardegna	34,55	29,81	29,94	27,48	31,88	33,14	33,99	30,39	33,40	41,44		
Sicilia	39,71	33,51	37,52	29,04	36,31	34,26	45,59	46,82	46,60	41,33		
Sud	32,06	29,09	29,23	27,64	30,09	33,32	32,33	29,61	33,91	41,51		

Tariffe settore industriale 2015			
Tariffe in funzione delle fasce di consumo elaborate da AEEGSI		Costo specifico	Costo specifico defiscalizzato
da [m <sup>3</sup> ]	a [m <sup>3</sup> ]	€/m <sup>3</sup>	€/m <sup>3</sup>
0	5.000	1,067	1,046
5.001	200.000	0,854	0,833
200.001	2.000.000	0,801	0,780
2.000.001	26.000.000	0,761	0,740
26.000.001	263.000.000	0,591	0,570
263.000.001	2.627.000.000	0,397	0,376
2.627.000.001	26.268.000.000	0,324	0,303
26.268.000.001	105.072.000.000	0,305	0,284

Dati 2015 - uso industriale dati AEEGSI			
Fascia di consumo	Consumo annuo in MWh		Imposte e tasse incluse
	DA	A	€/kWh
IA	≤20		0,322
IB	20	≤500	0,225
IC	500	≤2.000	0,186
ID	2.001	≤20.000	0,166
IE	20.001	≤70.000	0,138
IF	70.001	≤150.000	0,114
IG	>150.000		0,100

Utenza civile anno 2015			
Tariffe in funzione delle fasce di consumo elaborate da AEEGSI		Costo specifico	Costo specifico defiscalizzato
da [m <sup>3</sup> ]	a [m <sup>3</sup> ]	€/m <sup>3</sup>	€/m <sup>3</sup>
0	120	0,728	0,508
121	480	0,910	0,690
481	1.560	0,890	0,670
1.561	5.000	0,883	0,663
5.001	80.000	0,796	0,576
80.001	2.000.000	0,876	0,656

Dati 2015 - uso civile dati AEEGSI		
Consumo annuo in kWh		Imposte e tasse incluse
DA	A	€/kWh
0	1000	0,294
1001	2500	0,211
2501	5000	0,244
5001	15000	0,304
> 15000		0,335

Categoria	Tipo di combustibile	Anno di costruzione		
		Antecedente al 2012	2012-2015	Dal 2016
Solidi	S1 Carbon fossile compressa antracite, carbone bituminoso, carbone sub-bituminoso, coke, semicoke, coke di petrolio	44,2	44,2	44,2
	S2 Lignite, mattonelle di lignite, olio di scisto	41,8	41,8	41,8
	S3 Torba, mattonelle di torba	39,0	39,0	39,0
	S4 Biomassa secca fra cui legna e altri tipi di biomassa solida compresi pellet e mattonelle di legno, trucioli di legno essiccati, scarti in legno puliti e asciutti, gusci e noccioli d'oliva e altri noccioli	33,0	33,0	33,0
	S5 Altri tipi di biomassa solida compresi tutti i tipi di legno non inclusi in S4 e liquame nero e marrone.	25,0	25,0	30,0
	S6 Rifiuti urbani e industriali (non rinnovabili) e rifiuti rinnovabili/biodegradabili	25,0	25,0	25,0
Liquidi	L7 Olio combustibile pesante, gasolio, altri prodotti petroliferi	44,2	44,2	44,2
	L8 Bioliquidi compresi biometanolo, bioetanolo, biobutanolo, biodiesel e altri bioliquidi	44,2	44,2	44,2
	L9 Liquidi residui, compresi rifiuti biodegradabili e non rinnovabili (inclusi sego, grasso e trebbie)	25,0	25,0	29,0
Gassosi	G10 Gas naturale, GPL, GNL e biometano	52,5	52,5	53,0
	G11 Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	44,2	44,2	44,2
	G12 Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	42,0	42,0	42,0
	G13 Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	35,0	35,0	35,0
Altri	O14 Calore di scarto (compresi i gas di scarico ad alta temperatura e i prodotti da reazioni chimiche esotermiche)			50,0
	O15 Energia nucleare			55,0
	O16 Energia solare termica			10,0
	O17 Energia geotermica			19,5
	O18 Altri combustibili non menzionati			50,0

Zona climatica	Temperatura media (°C)	Fattore di correzione in punti percentuali
Zona A: Valle d'Aosta; Trentino Alto-Adige; Piemonte; Friuli-Venezia Giulia; Lombardia; Veneto; Abruzzo; Emilia-Romagna; Liguria; Umbria; Marche; Molise; Toscana	11,315	-0,369
Zona B: Lazio; Campania; Basilicata; Puglia; Calabria; Sardegna; Sicilia	16,043	-0,104

Livello di tensione di consegna	Fattore di correzione (all'interno del sito)	Fattore di correzione (all'interno del sito)
≥ 345kV	1	0,976
≥ 200 — < 345kV	0,972	0,961
≥ 100 — < 200kV	0,961	0,951
≥ 50 — < 100kV	0,952	0,916
≥ 12 — < 50kV	0,915	0,914
≥ 0,45 — < 12kV	0,918	0,891
< 0,45kV	0,888	0,851

Categoria	Tipo di combustibile	Anno di costruzione					
		Antecedente al 2016			Dal 2016		
		Acqua calda	Vapore (%)	Utilizzo diretto del gas di scarico (%)	Acqua calda	Vapore (%)	Utilizzo diretto del gas di scarico (%)
Solidi	S1 Carbon fossile compressa antracite, carbone bituminoso, carbone sub-bituminoso, coke, semicoke, coke di petrolio	88	81	80	88	81	80
	S2 Lignite, mattonelle di lignite, olio di scisto	86	81	78	86	81	78
	S3 Torba, mattonelle di torba	86	81	78	86	81	78
	S4 Biomassa secca fra cui legna e altri tipi di biomassa solida compresi pellet e mattonelle di legno, trucioli di legno essiccati, scarti in legno puliti e asciutti, gusci e noccioli d'oliva e altri noccioli	86	81	78	86	81	78
	S5 Altri tipi di biomassa solida compresi tutti i tipi di legno non inclusi in S4 e liquame nero e marrone.	80	75	72	80	75	72
	S6 Rifiuti urbani e industriali (non rinnovabili) e rifiuti rinnovabili/biodegradabili	80	75	72	80	75	72
Liquidi	L7 Olio combustibile pesante, gasolio, altri prodotti petroliferi	89	84	81	85	80	77
	L8 Bioliquidi compresi biometanolo, bioetanolo, biobutanolo, biodiesel e altri bioliquidi	89	84	81	85	80	77
	L9 Liquidi residui, compresi rifiuti biodegradabili e non rinnovabili (inclusi sego, grasso e trebbie)	80	75	72	75	70	67
Gassosi	G10 Gas naturale, GPL, GNL e biometano	90	85	82	92	87	84
	G11 Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	89	84	81	90	85	82
	G12 Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di discarica	70	65	62	80	75	72
	G13 Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	80	75	72	80	75	72

fattore K:  
1,4 per  $P_{el} \leq 1$  MW;  
1,3 per  $1$  MW  $< P_{el} \leq 10$  MW;  
1,2 per  $10$  MW  $< P_{el} \leq 80$  MW;  
1,1 per  $80$  MW  $< P_{el} \leq 100$  MW;  
1,0 per  $P_{el} > 100$  MW.