AMBITO TERRITORIALE OTTIMALE
CITTÀ METROPOLITANA DI MILANO

UFFICIO D'AMBITO DELLA CITTÀ METROPOLITANA DI MILANO - AZIENDA SPECIALE
VIALE PICENO 60 - 20129 MILANO
TELEFONO: 02 710493 11 (CENTRALINO)

Allegato 1

Deliberazione n. 6 del 17/03/2018

Relazione istruttoria sulla richiesta da parte di CAP Holding di ammissione a PdI del SII dell'intervento di "upgrade biogas a biometano presso il depuratore di Bresso da destinare all'alimentazione della flotta aziendale"

Milano, 17 marzo 2018

In occasione delle attività di monitoraggio a consuntivo degli interventi realizzati nell'anno 2016 e quindi di assestamento della programmazione degli anni successivi, è stato proposto da CAP Holding un nuovo intervento denominato "Bresso – Upgrade biometano e recupero nutrienti" (cod.9186 e ID 1108).

In quella sede gli Uffici dell'ATO non ritennero esserci sufficienti informazioni per poter ascrivere l'intervento al SII e pertanto fu momentaneamente escluso dalla programmazione d'ambito nelle more di un approfondimento tecnico da realizzare anche con AEEGSI (vedi punto 4. della deliberazione n.4 del 28/07/2017 del CdA dell'Ufficio d'ambito della Città Metropolitana di Milano[1]).

Al fine di operare i necessari approfondimenti tecnici e tariffari per poter eventualmente proporre l'inserimento dell'intervento nel PdI del SII, pur rimanendo facoltà del Gestore di predisporre comunque l'investimento con proprie risorse all'esterno del sistema tariffario del servizio idrico, l'EGA città Metropolitana di Milano ha inviato al gestore CAP Holding una specifica richiesta di approfondimento del progetto presentato.
Tale richiesta, inviata con nota del 25.09.2017 (prot. n. 14841), nel segnalare che l'intervento proposto prevede di fatto l'aggiunta di una ulteriore fase di processo a valle di un sistema che già alla data attuale risulta completo in termini di efficacia per la depurazione, ricordava che l'investimento dovrebbe comportare effetti economici a favore dell'utenza del SII per poter essere correttamente inserito nella tariffa applicata per il servizio stesso; pertanto veniva richiesta al gestore la produzione di una specifica relazione che illustrasse e quantificasse:

- i benefici diretti che il nuovo impianto avrà sul servizio idrico, in termini di riduzione di costi (produzione di energia elettrica/termica con il cogeneratore esistente – attualmente già alimentato dal gas prodotto direttamente dai digestori del depuratore -, acquisto di carburante per autotrazione per i mezzi CAP dedicati al SII, …),
- simulazione degli effetti sulla tariffa a seguito dell'inserimento dell'investimento come Altre Attività Idriche (che si caratterizzerà come Capex a carico della tariffa), degli ulteriori costi operativi (nuovi Opex al netto delle riduzioni di cui al punto precedente) e dello *sharing* sugli utili derivanti dalla vendita a terzi del biometano prodotto (attualmente 50% al gestore e 50% alla tariffa), individuando quindi gli effetti sul moltiplicatore tariffario.

---

[1] **deliberazione n.4 del 28/07/2017 del CdA Città Metropolitana Milano**
4. di approvare, nei termini indicati nella relazione tecnica di cui allegato 1) parte integrante del presente atto, la proposta di assestamento della programmazione degli interventi per l'anno 2017 trasmessa dai Gestori, tenendo conto che:

- per quanto attiene il Gestore Cap Holding SpA, è stato momentaneamente stralciato dal Pdl l'intervento cod. 9186 e ID 1108 " Bresso - Upgrade biometano e recupero nutrienti" in attesa di effettuare ulteriori approfondimenti anche con l'AEEGSI, tenuto tuttavia conto che lo stesso può comunque essere attuato dal Gestore atteso che, ai sensi dell'art. 4.4 della Convenzione di affidamento del Servizio Idrico Integrato, sottoscritta in data 29/06/2016, lo stesso può svolgere attività non idriche che utilizzano anche infrastrutture del S.I.I. quali " ...la valorizzazione del biogas degli impianti di depurazione non ricompresi nelle attività di depurazione".

1 Acquisizione della documentazione per la valutazione dell'intervento

A seguito della richiesta da parte dell'EGA in data 25/09/2017, il Gestore CAP Holding ha prodotto una specifica relazione acquisita dagli Uffici dell'ATO in data 11/10/2017 - prot. U.A. n.15631 (**Allegato A**), segnalando al contempo che essendo decaduta l'ipotesi iniziale di ottenere dall'intervento anche un effetto di recupero di nutrienti, sarebbe stata opportuna una conseguente modifica del titolo della commessa in "Bresso – Upgrade biometano per alimentazione flotta aziendale".

Durante la fase istruttoria sono state richieste al Gestore alcune integrazioni, alle quali è stato risposto prima in modo informale (per accelerare i tempi dell'istruttoria) e poi con lettera, riassuntiva di tutti gli aspetti richiesti, in data 21/11/2017 - prot. U.A. n. 17793 (**Allegato B**).

In particolare sono state chieste alcune maggiori esplicitazioni sui costi di gestione del nuovo impianto, sul reale utilizzo del biometano da parte della flotta di automezzi CAP e sulle caratteristiche dei CIC (Certificati di immissione in consumo di biocarburanti) di cui alla "Bozza di Dm Sviluppo economico per l'utilizzo del biometano e dei biocarburanti compresi quelli avanzati".

Infine, con specifico incontro in sede istruttoria, tenutosi presso gli Uffici dell'ATO Città Metropolitana in data 30.01.2018, sono stati definitivamente chiariti ulteriori elementi al fine di poter riconoscere l'intervento come ascrivibile al SII e quindi escludere la generazione di un *profit sharing* da tale attività, riconducendo quindi tutti i benefici alla tariffa del SII. A seguito dell'incontro, il gestore CAP Holding ha prodotto una ulteriore integrazione documentale (acquisita dagli Uffici dell'ATO in data 02/02/2018 prot. U.A. n.1677 - **Allegato C**)

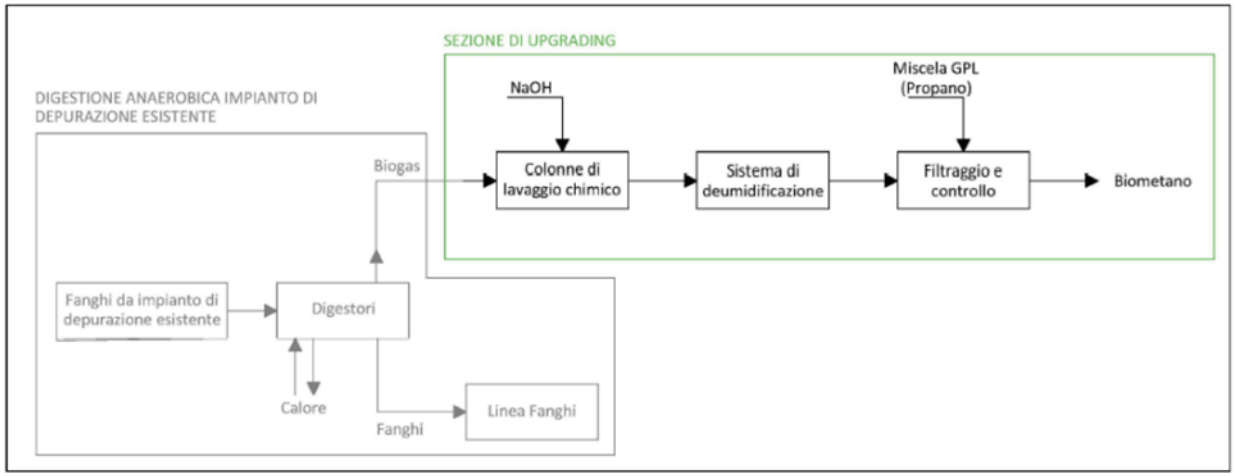
2 Descrizione dell'intervento e suo inserimento nella filiera del SII

Il progetto presentato prevede la realizzazione e l'esercizio di un impianto per la produzione di biometano da biogas ottenuto dalla digestione anaerobica di fanghi di depurazione presso il depuratore in loc. Bresso. L'impianto si inserirà nella sezione di cogenerazione che è destinata ad essere dismessa in quanto prossima al termine della propria vita utile.

L'importo complessivo per la progettazione esecutiva, la fornitura e posa in opera comprensiva di tutti gli oneri necessari a fornire le prestazioni e i lavori ad esso connessi è stimata in € 1.000.000.

Il completamento dell'intervento è previsto per il primo semestre 2018.

La sezione di purificazione e filtraggio del biogas a Biometano si può schematizzare come segue:



Schema a blocchi sezione upgrading a biometano.

Il biogas da digestione anaerobica contiene in genere, oltre ad un'elevata percentuale di metano, percentuali variabili di anidride carbonica (CO_2), vapore acqueo (generalmente saturo), composti solforati, azoto, ossigeno e silossani, come mostra la tabella sottostante. I silossani possono essere presenti nel biogas da fanghi di depurazione in quanto contenuti in detersivi e cosmetici.

L'upgrading rimuove i componenti indesiderati ed eventuali altre impurità dal biogas per ottenere un relativo arricchimento in metano (≥ 95%) e rendere il biometano del tutto assimilabile al gas naturale. A seconda della composizione di partenza del biogas, l'upgrading può comprendere la rimozione dell'anidride carbonica, del vapore acqueo e delle sostanze in tracce come ossigeno, azoto, idrogeno solforato, ammoniaca o silossani, ma anche la compressione ad una pressione necessaria per l'utilizzo successivo del gas.

In alcune condizioni, ad esempio per l'immissione in una rete del gas naturale locale a bassa pressione, possono essere necessari trattamenti di odorizzazione o la regolazione del potere calorifico tramite dosaggio di propano.
Come confermato dal CAP Holding, nel caso in esame l'addizione di propano non è necessaria perché viene garantito un PCS compreso tra 34,95 e 45,28 MJ/Sm^3, pertanto non occorre una ulteriore regolazione del potere calorifico tramite dosaggio di propano:

Proprietà fisiche del biometano prodotto

Componente	Unità di misura	Condizioni	Valore
Potere Calorifico Superiore	MJ/Sm^3		34,95 – 45,28
Indice di Wobbe	MJ/Sm^3		47,31 – 52,33
Densità relativa			0,5548 – 0,8
Punto di Rugiada dell'acqua	°C	Alla pressione di 7000 kPa relativi	≤ -5
Punto di Rugiada degli idrocarburi	°C	Nel campo di pressione 100 ÷ 7.000 kPa relativi	≤ 0
Temperatura max	°C		50
Temperatura min	°C		3

Le tecnologie disponibili per l'upgrading si basano su diversi principi chimico fisici legati alla separazione dei gas (adsorbimento, absorbimento, permeazione e criogenesi). La selezione delle tecnologie da utilizzare si basa sulle caratteristiche composizionali e sui volumi del biogas da trattare: a seconda di queste variabili alcune tecnologie risultano più convenienti di altre.

A regime (dall'anno 2021) si prevede un funzionamento delle apparecchiature atte all'upgrade del biogas in biometano per un periodo di 8.000 h all'anno con una produzione complessiva attesa pari a 468.000 Sm^3/h, pari a 341.640 kg/anno.

Assumendo i consumi di una macchina a biometano pari a 22 km/kg (rif. Fiat Panda 0.9 Natural Power Easy), la quantità di biometano prodotto sarà sufficiente per alimentare fino a 410 autovetture con una percorrenza media annua di 20.000 km.

È comunque prevista una conversione di circa 200 automezzi CAP per uso a metano; perciò, a regime, circa metà della produzione verrà immessa in rete per la vendita a terzi.

3 Verifica degli effetti sulla tariffa del SII

La verifica degli effetti tariffari simulata dal Gestore comporta un beneficio per l'utenza del SII in termini di riduzione del moltiplicatore tariffario negli anni successivi alla messa in funzione dell'impianto.

Essendo stata tale verifica svolta in parte in modo indiretto (attraverso calcoli extra tool di modellazione tariffaria) e con alcune assunzioni non completamente condivisibili (impianto in categoria di cespite AEEGSI "Impianti di trattamento" con VU = 12 anni; totale assorbimento della produzione da una flotta di soli 200 automezzi a metano), è stata prodotta una specifica verifica da parte dell'Ufficio d'Ambito, attraverso l'implementazione delle "modifiche" concernenti l'intervento di Bresso all'interno del tool di calcolo utilizzato per l'approvazione delle tariffe MTI-2.

Gli elementi introdotti nel tool di calcolo per simulare l'effetto dell'intervento (a parità di tutte le altre condizioni che avevano condotto al modello allegato all'approvazione delle tariffe MTI-2 per CAP) sono i seguenti:

A. costi immobilizzazioni
   - investimento: 1 M € da realizzare nel 2018 da allocare in "Altri impianti" (VU 20 anni, peraltro in linea con la durata di erogazione dei CIC che è prevista ventennale)

B. costi operativi, che intervengono sulla modellazione degli Opex

costo operativo	effetto economico	componente	2018	2019-2020
minori costi per acquisto carburante diesel per 200 auto	-166.424	$Opex_{end}$		-83.212
minori costi produzione energia elettrica da cogenerazione	-105.840	$Opex_{end}$	-105.840	-105.840
maggiori costi per acquisto energia elettrica oggi prodotta dalla cogenerazione	142.262	$Opex_{al}$ [CO_{EE}]	142.262	142.262
maggiori costi per conduzione impianto biometano	39.954	$Opex_{end}$ [AAI]	25.623	32.789
maggiori costi energia elettrica per biometano	39.954	$Opex_{al}$ [CO_{EE} - AAI]	25.623	32.789

C. Ricavi SII in A5

ricavo	effetto economico
vendita biometano (anno 2018)	95.659
vendita biometano (anno 2021)	47.830
incentivi (CIC)	222.600

La modellazione prevede, in accordo con quanto rappresentato dal Gestore nella relazione e nelle integrazioni prodotte, una realizzazione ed entrata in esercizio dell'impianto nell'anno 2018 ed una successiva implementazione progressiva della flotta aziendale (fino a 200 automezzi) nei successivi anni 2019 e 2020, per arrivare quindi a regime nel 2021 (anno dal quale restano costanti le condizioni simulate).

Pertanto le variazioni da inserire nel tool risultano le seguenti:

	2018	2019	2020	2021
Op^{new}	-80.217	-156.264	-156.264	-232.310
CO_{EE}	167.885	175.051	175.051	182.216
ricavi SII in A5	318.259	294.344	294.344	270.430
Nuovi investimenti (Altri impianti - VU 20)	1.000.000			

L'implementazione del tool evidenzia come complessivamente si abbia un ritorno favorevole all'utenza (vedi **caso a** pag.6): infatti a fronte di un VRG che comunque aumenta, comprendendo il saldo positivo dei nuovi costi (Capex e $Opex_{end}$ + CO_{EE}), si ha una contestuale riduzione del theta tariffario a seguito del conseguente "maggiore" aumento dei ricavi SII avendo previsto che tutto il beneficio dei CIC e della vendita metano eccedente a terzi sia lasciato alla tariffa dell'idrico (ricavi A5).

Nel periodo dal 2018 a fine concessione (16 anni) si avrà un risparmio cumulato per l'utenza pari al 3,22% che corrisponde ad uno 0,2% medio annuo.

A fine concessione si avrà poi un valore residuo del cespite da ammortizzare pari a circa un terzo del suo valore di costruzione attualizzato, che quindi verrà recepito comunque nella tariffa del periodo successivo.

4 Elementi normativi ancora non definiti

Occorre segnalare come alcuni dei presupposti della verifica effettuata si riferiscono ad atti normativi non ancora definitivamente approvati; in particolare per quanto riguarda:

- l'emanazione e la effettiva valorizzazione dei CIC, e quindi la previsione di un ricavo dato da tali incentivi che è essenziale per la redditività dell'intervento;
- il sovra-prezzo di "vettoriamento", cioè il prezzo di acquisto alla pompa del gas per un soggetto che è anche produttore di gas immesso in rete (infatti CAP Holding produrrebbe il gas, lo immetterebbe in rete al prezzo di vendita previsto dal mercato e quindi lo "ricomprerebbe" con i propri mezzi a pompe di distribuzione sul territorio).

Tali elementi, che potrebbero inficiare il calcolo effettuato rendendo meno redditivo per la tariffa l'intervento previsto, possono condizionare evidentemente la valutazione sulla convenienza per l'utente del SII.

Allo scopo di verificare il ritorno tariffario per il SII è stato svolto anche il calcolo anche per tale scenario (**caso b** pag.6) ed è emerso che nel periodo complessivo della concessione CAP, il ritorno in tariffa si concretizza con un risparmio cumulato per l'utenza pari a poco meno dell'1%; ma emergono anche tre anni (2020-2022) nei quali si assiste ad un aggravio (seppur modestissimo – 0,04%) del theta tariffario.

Caso a) - sviluppo del VRG e del theta con l'inserimento dell'intervento e ricavi attesi da CIC e acquisto metano CAP a prezzi di produzione

tool approvato (da Piano tariffario SvTar)

SVILUPPO DEL MOLTIPLICATORE TARIFFARIO applicabile (nelle more dell'approvazione AEEGSI)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
VRG^a (coerente con ϑ applicabile)	229.554.613	235.875.571	235.800.929	235.642.080	215.948.006	216.906.367	218.030.449	216.746.552	218.756.183	220.085.789	220.390.731	221.634.304	223.049.195	222.941.408	223.198.736	224.232.884	224.956.872	223.452.083
ϑ^a applicabile	1,060	1,098	1,098	1,097	1,005	1,010	1,015	1,009	1,018	1,025	1,026	1,032	1,038	1,038	1,039	1,044	1,047	1,040

tool Bresso (da Piano tariffario SvTar)

SVILUPPO DEL MOLTIPLICATORE TARIFFARIO applicabile (nelle more dell'approvazione AEEGSI)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
VRG^a (coerente con ϑ applicabile)	229.554.613	235.875.571	235.888.597	235.660.867	216.080.707	216.967.159	218.088.092	216.801.049	218.807.534	220.133.994	220.435.786	221.676.206	223.087.957	222.977.039	223.231.224	224.262.244	224.983.111	223.475.331
ϑ^a applicabile	1,060	1,098	1,096	1,095	1,004	1,009	1,014	1,007	1,016	1,022	1,024	1,029	1,036	1,035	1,037	1,041	1,045	1,038

																			totali su periodo concessione
varazione VRG Bresso vs approvato	0	0	87.668	18.787	132.700	60.793	57.643	54.497	51.350	48.205	45.055	41.902	38.763	35.630	32.488	29.360	26.239	23.249	784.329
varazione theta Bresso vs approvato	**0,0000**	**0,0000**	**-0,0012**	**-0,0015**	**-0,0009**	**-0,0010**	**-0,0010**	**-0,0023**	**-0,0023**	**-0,0024**	**-0,0024**	**-0,0024**	**-0,0024**	**-0,0024**	**-0,0025**	**-0,0025**	**-0,0025**	**-0,0025**	**-0,0322**

caso b) - sviluppo del VRG e del theta con l'inserimento dell'intervento e senza i ricavi attesi da CIC e acquisto metano CAP a prezzi alla pompa

tool approvato (da Piano tariffario SvTar)

SVILUPPO DEL MOLTIPLICATORE TARIFFARIO applicabile (nelle more dell'approvazione AEEGSI)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
VRG^a (coerente con ϑ applicabile)	229.554.613	235.875.571	235.800.929	235.642.080	215.948.006	216.906.367	218.030.449	216.746.552	218.756.183	220.085.789	220.390.731	221.634.304	223.049.195	222.941.408	223.198.736	224.232.884	224.956.872	223.452.083
ϑ^a applicabile	1,060	1,098	1,098	1,097	1,005	1,010	1,015	1,009	1,018	1,025	1,026	1,032	1,038	1,038	1,039	1,044	1,047	1,040

tool Bresso (da Piano tariffario SvTar)

SVILUPPO DEL MOLTIPLICATORE TARIFFARIO applicabile (nelle more dell'approvazione AEEGSI)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
VRG^a (coerente con ϑ applicabile)	229.554.613	235.875.571	235.888.597	235.703.413	216.123.253	217.052.250	218.173.183	216.886.140	218.892.625	220.219.085	220.520.877	221.761.297	223.173.048	223.062.130	223.316.315	224.347.335	225.068.202	223.560.422
ϑ^a applicabile	1,060	1,098	1,098	1,097	1,006	1,010	1,015	1,008	1,017	1,024	1,025	1,031	1,037	1,037	1,038	1,043	1,046	1,039

																			totali su periodo concessione
varazione VRG Bresso vs approvato	0	0	87.668	61.333	175.246	145.884	142.734	139.588	136.441	133.296	130.146	126.993	123.854	120.721	117.579	114.451	111.330	108.340	1.975.604
varazione theta Bresso vs approvato	**0,0000**	**0,0000**	**-0,0001**	**-0,0002**	**0,0004**	**0,0004**	**0,0004**	**-0,0008**	**-0,0009**	**-0,0009**	**-0,0009**	**-0,0009**	**-0,0010**	**-0,0010**	**-0,0010**	**-0,0010**	**-0,0010**	**-0,0010**	**-0,0096**

5 Considerazioni conclusive

Da quanto emerso dalle verifiche svolte si può concludere sinteticamente quanto segue:

- l'intervento appare ragionevolmente riconducibile al SII, tenuto conto che andrà ad implementare la sezione di cogenerazione il cui impianto è destinato ad essere soppiantato, nonché tenuto conto che completa il "ciclo" di vita dei reflui fognari depurati secondo le logiche ormai largamente previste nelle politiche europee e nazionali sullo sviluppo sostenibile attraverso anche la c.d. "economia circolare", che prevede il riciclo spinto a favore di una riduzione dei costi ambientali che vengono allocati su chi li genera;
- secondo i presupposti progettuali ed i costi di gestione rappresentati da CAP, nonché dei costi sostituiti o generati per l'attuale configurazione del SII dell'Ambito della Città Metropolitana di Milano, gli effetti sulla tariffa appaiono a favore dell'utenza, rendendo possibile inserire tale intervento fra quelli previsti nel Programma degli Interventi per il medesimo ambito e a carico di CAP;
- nonostante l'incompleta definizione normativa di alcune delle grandezze in gioco (CIC e componente di prezzo di vettoriamento) che possono ridurre la redditività tariffaria dell'intervento, si ritiene che lo stesso possa essere comunque attribuito al SII, considerato che andrà ad implementare la sezione di cogenerazione del depuratore, tenuto conto dell'effetto sulla tariffa, nel lungo periodo, a favore dell'utenza, a fronte di un contenutissimo aggravio (+0.04%) nel triennio 2018-2020, nonché tenuto conto della valenza ambientale del progetto che, attraverso la promozione e l'impiego di biometano, contribuisce all'implementazione delle politiche di economia circolare, al risparmio di risorse, al contenimento di emissioni climalteranti e quindi alla tutela ambientale.

0015631|11/10/2017 - Allegato Utente 1 (A01)

Allegato A

Assago, 09/10/2017
Prot. n. 10478

Cod. Progetto:_ _ _ _

Da indicare in caso di risposta

Spettabile
Ufficio d'Ambito della
Città Metropolitana di Milano – Azienda Speciale
Viale Piceno, 60
20129 Milano

c.a. *Direttore Generale*
Avv. Italia Pepe

Oggetto: Informazioni relative all'ammissione ai fini del riconoscimento tariffario e conseguente aggiornamento del PdI dell'intervento cod. commessa n. 9186 e ID 1108 "Bresso – Upgrade biometano e recupero nutrienti.

Gent.ma Avvocato,

in riferimento alla Sua nota prot. n. 14841 del 25.09.2017, con cui si preannunciava un'istruttoria finalizzata a valutare il possibile inserimento della commessa n. 9186 all'interno degli interventi per SII, si allega alla presente una relazione tecnica e un file di calcolo in sui sono contenute le informazioni integrative e i chiarimenti richiesti.

Nella relazione allegata sono specificati:

- le caratteristiche tecniche, gestionali ed economico-finanziarie dell'intervento in oggetto;
- i vantaggi economici in termini di *Opex* per la gestione del SII;
- la simulazione degli effetti complessivi dell'investimento connessi anche all'ipotesi di commercializzazione del biometano prodotto dall'impianto di Bresso.

Si coglie l'occasione per precisare che, essendo decaduta l'ipotesi iniziale di ottenere dall'intervento anche un effetto di recupero di nutrienti, sarebbe opportuna una conseguente modifica del titolo della commessa in **"Bresso – Upgrade biometano per alimentazione flotta aziendale".**

Restando a disposizione per eventuali chiarimenti, l'occasione è gradita per porgere distinti saluti.

Il Direttore Generale
Avv. Michele Falcone

Allegati: Relazione tecnica
File di calcolo excel

Referente per la pratica: Marco Pattano – email: marco.pattano@capholding.gruppocap.it – tel. 02 82502549 - cell. 335 1259123

CAP Holding spa
Via del Mulino 2 - Edificio U10 - 20090 Assago (MI)
Tel 02 825021 - Fax 02 82502.281
PEC: capholding@legalmail.it
www.gruppocap.it
Partita Iva, Codice Fiscale e Iscrizione nel Registro delle Imprese di Milano n.13187590156 - R.E.A. di Milano n.1622889 - Capitale Sociale 571.381.786 euro i.v.

0015631|11/10/2017 - Allegato Utente 2 (A02)

Allegato A

VALUTAZIONE AI FINI DELL'AMMISSIONE IN TARIFFA DELL'INVESTIMENTO DI UPGRADE BIOGAS A BIOMETANO PRESSO IL DEPURATORE DI BRESSO DA DESTINARE ALL'ALIMENTAZIONE DELLA FLOTTA AZIENDALE

CAP Holding spa
Via del Mulino 2 - Edificio U10 - 20090 Assago (MI)
Tel 02 825021 - Fax 02 82502.281
PEC: capholding@legalmail.it
www.gruppocap.it
Partita Iva, Codice Fiscale e Iscrizione nel Registro delle Imprese di Milano n.13187590156 - R.E.A. di Milano n.1622889 - Capitale Sociale 571.381.786 euro i.v.

Sommario

1. Premessa 3
2. Caratteristiche tecniche e motivazioni dell'intervento 4
   2.1. Le caratteristiche tecniche dell'intervento 4
   2.2. I benefici economici sui costi operativi – PERIODO "A REGIME" 4
   2.3. I benefici economici sui costi operativi – PERIODO "TRANSITORIO" 6
3. Le valutazioni di carattere tariffario 8

1. Premessa

Come noto, l'aggiornamento del Piano Investimenti 2017-2021 del Gruppo CAP ha visto l'introduzione di un'importante novità in termini di obiettivi generali rappresentata dall'apertura agli interventi nel campo della cosiddetta "**economia circolare**".

L'economia circolare si fonda su un nuovo modello di sviluppo sostenibile, competitivo, a basso tenore di carbonio e basato sul recupero di materia, risorse ed energia, oltre che sulla riduzione della produzione di rifiuti su cui l'Unione Europea intende puntare e investire con decisione nei prossimi anni.
L'obiettivo strategico che l'Unione Europea si pone è quello di promuovere azioni che consentano di "chiudere il cerchio" della vita dei prodotti attraverso uno sviluppo delle politiche di riciclo e riuso, con lo scopo di portare benefici all'ambiente ed all'economia.

All'interno di un quadro normativo e di uno scenario in fase di evoluzione, sia a livello europeo che nazionale, CAP Holding è convinta che il ruolo dell'acqua nell'economia circolare possa essere davvero cruciale, contando sul nuovo potenziale ruolo delle aziende del servizio idrico integrato come soggetti che recuperano valore da riutilizzare in altri settori.

Lo scopo della presente relazione è quindi quello di illustrare nel dettaglio le caratteristiche tecniche dell'intervento proposto nell'ambito dell'aggiornamento del Piano Investimenti 2017-2021 *"Commessa n. 9186 – Bresso: Upgrade biometano per alimentazione flotta aziendale"* i potenziali ritorni in termini economici e il possibile trattamento tariffario che ad esso potrebbe essere riservato, facendo prevalere le forti analogie con il progetto della fibra ottica, già incluso nel Programma degli Interventi finanziato dalla tariffa a seguito di apposita istruttoria condotta da ATO Città Metropolitana di Milano e AEEGSI.

L'investimento ha, come si vedrà in prosieguo, il fine di permettere una radicale riduzione di costi nella alimentazione della flotta aziendale e pertanto si pone in stretta analogia all'investimento della fibra ottica che aveva il fine di ridurre i costi di connessione dati nonché risulta essere del tutto similare ad investimenti quali cogenerazioni e/o altri in genere volti alla produzione di biogas o energia che riducono i costi di produzione, con evidenti effetti benefici in tariffa.

CAP Holding spa
Via del Mulino 2 - Edificio U10 - 20090 Assago (MI)
Tel 02 825021 - Fax 02 82502.281
PEC: capholding@legalmail.it
www.gruppocap.it
Partita Iva, Codice Fiscale e Iscrizione nel Registro delle Imprese di Milano n.13187590156 - R.E.A. di Milano n.1622889 - Capitale Sociale 571.381.786 euro i.v.

2. Caratteristiche tecniche e motivazioni dell'intervento

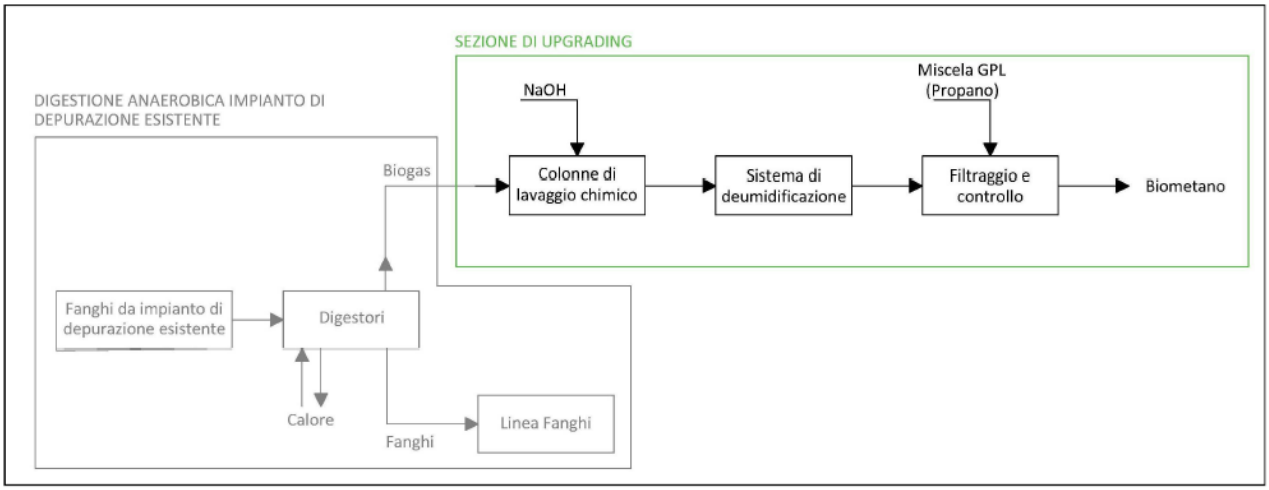
2.1. Le caratteristiche tecniche dell'intervento

L'importo complessivo per la progettazione esecutiva, la fornitura e posa in opera comprensiva di tutti gli oneri necessari a fornire le prestazioni e i lavori ad esso connessi è di € 1.000.000.

Il completamento dell'intervento è previsto per il primo semestre 2018. Le procedure di gara sono in corso ed in particolare entro la fine del mese di ottobre verranno completate le attività della commissione tecnica giudicatrice con apertura delle offerte economiche prevista nella prima decade di novembre 2017.

La potenzialità massima di biogas in ingresso alla sezione di upgrading, date le caratteristiche impiantistiche esistenti, e pari a 90 Sm_3/h con una produzione media di biometano attesa di 58,5 90 Sm_3/h.

La sezione di purificazione e filtraggio del biogas a Biometano si può schematizzare come segue:



Schema a blocchi sezione upgrading a biometano.

La produzione di biometano a partire dal biogas consiste nella separazione del metano (CH_4) dagli altri componenti gassosi presenti nel biogas, quali CO_2 e altri composti eventualmente presenti (H_2S, H_2O, silossani), fino ai livelli richiesti dal successivo utilizzo.
Il biogas prodotto tramite il processo di digestione anaerobica viene dapprima inviato ai sistemi di lavaggio chimico e deumidificazione e, successivamente, al sistema di filtraggio a membrane o a tecnologie migliorative (essendo la procedura di gara in corso pubblicata in coerenza alle disposizioni normative di cui alle procedure di "appalto integrato").

2.2. I benefici economici sui costi operativi – PERIODO "A REGIME"

A regime (dall'anno 2021) si prevede un funzionamento delle apparecchiature atte all'upgrade del biogas in biometano per un periodo di 8.000 h all'anno con una produzione complessiva attesa pari a 468.000 Sm_3/h, pari a 341.640 kg/anno.

Assumendo i consumi di una macchina a biometano pari a 22 km/kg (rif. Fiat Panda 0.9 Natural Power Easy), la quantità di biometano prodotto sarà sufficiente per alimentare fino a 410 autovetture con una percorrenza media annua di 20.000 km.

Assumendo il parco aziendale alimentabile del gruppo CAP pari a 200 autovetture (cioè il 60% dell'esistente) ed un costo di produzione (stimato in eccesso) pari a 0,48 €/kg, il risparmio atteso sui costi di acquisto di carburante (biometano vs diesel) è pari a 166.424 €/anno. Tale importo è calcolato al lordo della perdita dei benefici legati alla autoproduzione di energia elettrica (stimati in 111.888 €/anno) e al netto dei maggiori costi di esercizio dell'impianto (stimati in 79.909 €/anno).

	Metano	**Diesel**
Consumi Fiat Panda	**km/kg**	**km/l**
	24	20
Costo carburante (€/l o €/kg)	€ 0,48	€ 1,23
Percorrenza media annua (km/anno)	20.000	20.000
Consumo medio per autovettura (l/anno o kg/anno)	833	1001
Costo annuo carburante per autovettura (€/anno)	**€ 399,54**	**€ 1.231,66**
Autovetture alimentabili a Biometano prodotto	**410**	
Risparmio medio annuo per autovettura (€/anno)	€ 832	
Dimensione parco autovetture CAP (#)	200	
Risparmio complessivo carburanti per flotta aziendale (€/anno)	**€ 166.424**	

A tale risparmio aggiungerebbero incentivi relativi ai Certificati di Immissione al Consumo (CIC) quantificati in 222.600 €/anno (sempre assumendo un approccio cautelativo con un valore del CIC pari a 300 €).

Il beneficio complessivo si attesterebbe cioè su complessivi 277.000 €/anno per come qui di seguito dettagliato.

CAP Holding spa
Via del Mulino 2 - Edificio U10 - 20090 Assago (MI)
Tel 02 825021 - Fax 02 82502.281
PEC: capholding@legalmail.it
www.gruppocap.it
Partita Iva, Codice Fiscale e Iscrizione nel Registro delle Imprese di Milano n.13187590156 - R.E.A. di Milano n.1622889 - Capitale Sociale 571.381.786 euro i.v.

Periodo di riferimento		Autoconsumo A regime - da 2021
Ricavi totali	***€/anno***	***222.600***
Incentivi	€/anno	222.600
Vendita	€/anno	-
Differenza costi - mancati costi	***€/anno***	***54.536***
Minori costi impianto biometano - carburante	€/anno	246.333
Maggiori costi impianto biometano - energia elettrica	€/anno	- 39.954
Maggiori costi impianto biometano - altri	€/anno	- 39.954
Maggiori costi impianto cogenerazione - energia elettrica	€/anno	- 217.728
Minori costi impianto cogenerazione - altri	€/anno	105.840
Ebitda	**€/anno**	**277.136**

2.3. I benefici economici sui costi operativi – PERIODO "TRANSITORIO"

In attesa di arrivare alle operazioni "a regime" di cui alla precedente descrizione, è previsto un periodo transitorio suddiviso in due fasi nel corso del quale il Gruppo CAP provvederà ad avviare l'impianto oltre che a dotarsi di un parco automezzi adeguato per l'alimentazione a biometano.

In particolare le fasi vengono qui di seguito dettagliate:

- Fase 1 – anno 2018: completamento realizzazione impianto e vendita a terzi attraverso l'allacciamento alla rete SNAM;

- Fase 2 – anni 2019/2020: funzionamento a regime dell'impianto e switch graduale verso autoconsumo con alimentazione del proprio parco automezzi.

Fase 1

In alternativa all'autoconsumo, il biometano può semplicemente essere immesso in rete SNAM (che passa attraverso il depuratore di Bresso e per l'allaccio alla quale è già stata ottenuta autorizzazione e preventivo) con ritiro dedicato dal GSE ed incentivazione legata al DM di prossima pubblicazione.

In questo caso i benefici economici ottenibili (ipotizzando un prezzo di vendita a terzi di 0,28 €/kg sempre assumendo un approccio cautelativo con un valore del CIC pari a 300 € rispetto ai 375 € posti a base della consultazione pubblica conclusa nel gennaio 2017) vengono di seguito riportati.

		Vendita terzi - fase 1
Periodo di riferimento		**2018**
Ricavi totali	***€/anno***	***318.259***
Incentivi	€/anno	222.600
Vendita	€/anno	95.659
Differenza costi - mancati costi	***€/anno***	***- 163.134***
Minori costi impianto biometano - carburante	€/anno	-
Maggiori costi impianto biometano - energia elettrica	€/anno	- 25.623
Maggiori costi impianto biometano - altri	€/anno	- 25.623
Maggiori costi impianto cogenerazione - energia elettrica	€/anno	- 217.728
Minori costi impianto cogenerazione - altri	€/anno	105.840
Ebitda	**€/anno**	**155.125**

Fase 2

Nel corso dei primi due anni post completamento dell'investimento il gruppo CAP provvederà ad incrementare gradualmente il parco automezzi alimentabile a biometano con un'ipotesi di attestarsi a 100 automezzi nel corso del biennio 2019-2020 rispetto ai 200 automezzi a regime e di continuare a vendere a terzi il biometano non valorizzato per autoconsumo.

In questo scenario, i benefici ottenibili sono calcolati come mix dei benefici ottenibili nei due scenari sopra illustrati:

		Autoconsumo	Vendita terzi - fase 1	Soluzione mix (50-50) - fase 2
Periodo di riferimento		**A regime - da 2021**	**2018**	**2019-2020**
Ricavi totali	***€/anno***	***222.600***	***318.259***	***270.430***
Incentivi	€/anno	222.600	222.600	222.600
Vendita	€/anno	-	95.659	47.830
Differenza costi - mancati costi	***€/anno***	***54.536***	***- 163.134***	***- 54.299***
Minori costi impianto biometano - carburante	€/anno	246.333		123.166
Maggiori costi impianto biometano - energia elettrica	€/anno	- 39.954	- 25.623	- 32.789
Maggiori costi impianti biometano - altri	€/anno	- 39.954	- 25.623	- 32.789
Maggiori costi impianto cogenerazione - energia elettrica	€/anno	- 217.728	- 217.728	- 217.728
Minori costi impianto cogenerazione - altri	€/anno	105.840	105.840	105.840
Ebitda	**€/anno**	**277.136**	**155.125**	**216.131**

CAP Holding spa
Via del Mulino 2 - Edificio U10 - 20090 Assago (MI)
Tel 02 825021 - Fax 02 82502.281
PEC: capholding@legalmail.it
www.gruppocap.it
Partita Iva, Codice Fiscale e Iscrizione nel Registro delle Imprese di Milano n.13187590156 - R.E.A. di Milano n.1622889 - Capitale Sociale 571.381.786 euro i.v.

3. Le valutazioni di carattere tariffario

Le considerazioni contenute nel paragrafo 2.2 permettono di valutare appieno come l'intervento in oggetto possa considerarsi "strumentale" allo svolgimento del Servizio Idrico Integrato e come, conseguentemente, siano verificati i presupposti per l'ammissione dello stesso nel Programma degli Interventi finanziato dalle tariffe d'utenza.

La strumentalità di cui si tratta è ravvisabile nello scopo di utilizzare a regime l'intera produzione annua di biometano per autoconsumo con l'obiettivo di massimo efficientamento dei costi operativi.

Come già stabilito in passato per la fibra ottica, nel caso di riconoscimento dell'intervento come investimento del SII le infrastrutture realizzate sarebbero chiaramente vincolate come indisponibili per il gestore, ovvero cedibili o trasferibili solo a seguito di autorizzazione dell'Ufficio d'Ambito. Allo stesso modo, tali infrastrutture rientrerebbero tra quelle da trasferire al gestore subentrante al termine dell'affidamento.

Alla luce di quanto esposto nel paragrafo 2.3 e del percorso individuato per il graduale passaggio dall'intera vendita del biometano sul mercato (2018), all'utilizzo nella misura del 50% per vendita e per autoconsumo (2019–2020), fino ad arrivare all'intero autoconsumo (dal 2021), si è provveduto a simulare l'effetto complessivo dell'investimento e dell'andamento previsto dei ricavi/costi di gestione sulla tariffa d'utenza.

Innanzitutto, anche in questo caso si reputa come pienamente percorribile la soluzione individuata per la fibra ottica, riassumibile nell'obbligo di iscrizione dei ricavi della commercializzazione del biometano tra le Altre Attività Idriche, in modo tale da poterne ribaltare nel calcolo tariffario gli utili in un'ottica di *sharing* tra gestore-utenti secondo la specifica misura definita dalla regolazione tariffaria.

La simulazione è state eseguita intervenendo sul tool di calcolo delle tariffe approvate per l'ATO Città Metropolitana di Milano con l'ottica di evidenziare i principali scostamenti della quota di VRG garantita dalla tariffa d'utenza (T x V) in funzione delle variazioni apportate a investimenti, ricavi e costi.

L'orizzonte temporale di analisi si ferma al 2033, rappresentando questo l'anno in cui è previsto il termine dell'affidamento, oltre che un orizzonte temporale sufficientemente di lungo periodo.

Di seguito sono illustrate in modo sintetico i risultati della simulazione tariffaria, rimandando per le analisi di dettaglio al file di calcolo allegato alla presente relazione.

La soluzione individuata prevede che l'investimento per la produzione di biometano, pari a 1 milione di euro, sia interamente riconosciuto in tariffa. L'investimento, ultimato nel 2018, genera a partire dal 2020 un effetto tariffario positivo sulle componenti CAPEX e FoNI, che risulta chiaramente amplificato rispetto all'importo dell'investimento stesso a causa della valorizzazione degli oneri finanziari e fiscali previsti dal metodo tariffario.

Nella tabella seguente sono riportati gli effetti sui costi operativi previsti nei diversi anni in base all'ipotesi di modifica nel tempo della modalità di sfruttamento del biometano prodotto.

Costi operativi	2018 100% Vendita	2019-2020 50% Vendita 50% Autoconsumo	2021-2033 100% Autoconsumo
maggiori costi energia elettrica da impianto biometano	- 25.623	- 32.789	- 39.954
maggiori costi energia elettrica da impianto cogenerazione	- 217.728	- 217.728	- 217.728
maggiori costi di gestione impianto biometano	- 25.623	- 32.788,67	- 39.954
minori costi di gestione impianto cogenerazione	105.840	105.840	105.840
minori costi per carburante	-	123.166	246.333
Totale anno	**- 163.134**	**- 54.299**	**54.536**

Per i costi energetici si è assunto che vengano soddisfatte le condizioni di efficienza che ne consentono il pieno riconoscimento in tariffa.

In particolare, la voce "maggiori costi di energia elettrica da impianto di cogenerazione" si riferisce al fatto che con l'attivazione dell'impianto di produzione del biometano si otterrà una contrazione dell'energia elettrica autoprodotta con l'impianto di cogenerazione, con conseguente necessità di ricorrere all'acquisto sul mercato.

Per la variazione degli altri costi di gestione degli impianti se ne è ipotizzato l'effetto in tariffa a partire dall'anno n+2 (2020) rispetto a quello di avvio dell'impianto (2018) sotto forma di rettifica degli OPEX end giustificati dalla variazione delle attività del gestore. Si fa riferimento in questo caso a:

- Maggiori costi derivanti dalla gestione del nuovo impianto del biometano;
- Minori costi derivanti dalla gestione dell'impianto di cogenerazione esistente, derivanti dalla contrazione dell'energia autoprodotta;
- Minori costi per l'acquisto di carburante per autotrazione da distributori esterni.

Oltre agli effetti sulla tariffa determinati dalle componenti CAPEX, FoNI, $OPEX_{al}$ (energia elettrica) e $OPEX_{end}$ (altri costi di gestione), sopra elencati, si è previsto un effetto sui ricavi (Rb) e costi (Cb) delle Altre Attività Idriche, affinché gli utenti, che subiscono un aggravio della tariffa per la realizzazione degli investimenti, possano trarne comunque un beneficio complessivo grazie allo sharing del 50% riconosciuto dal metodo tariffario sul margine di questa tipologia di attività (Rb – Cb).

Nella tabella seguente sono riportati gli effetti sui ricavi previsti nei diversi anni in base all'ipotesi di modifica nel tempo della modalità di sfruttamento del biometano prodotto.

Ricavi	2018 100% Vendita	2019-2020 50% Vendita 50% Autoconsumo	2021-2033 100% Autoconsumo
vendita biometano a terzi	95.659	47.830	-
incentivi energetici	222.600	222.600	222.600
Totale anno	**318.259**	**270.430**	**222.600**

Per quanto concerne i costi, sono stati considerati nei Cb quelli imputabili alla gestione dell'impianto biometano in via diretta individuati nella tabella dei costi operativi sopra riportata (denominati "energia elettrica da biometano" e "costi di gestione impianto biometano").

Nella tabella seguente sono sintetizzati i risultati della simulazione, che mettono in evidenza l'effetto dello *sharing* sopra citato, con una riduzione complessiva della tariffa nel periodo fino al 2033 di **692.605 euro**, nonostante il quale il gestore stima di conseguire flussi finanziari di **1.597.928 euro**.

IPOTESI 1	Flussi pre tariffa	Effetto tariffario	Flussi post tariffa
Bresso Biometano	2.290.533	- 692.605	1.597.928
VAN (r = 4,9%)	1.158.516	- 207.064	951.452

La tabella successiva ha lo scopo di evidenziare come le diverse componenti del VRG hanno concorso a determinare l'effetto tariffario complessivo.

Flussi finanziari pre tariffa	**2.290.533**
CAPEX new	**1.355.114**
FONI new	**72.812**
EE new	**3.578.890**
RC EE new (anno n-2)	**515.365**
OPEX end new	**- 3.907.057**
Margine AAI 50% (Rb new - Cb new)	**1.083.207**
Rb new	*3.307.718*
Cb new	*1.141.305*
EE new + RC EE new	*610.607*
OPEX end new	*530.698*
Effetto tariffario complessivo	**- 692.605**
Flussi finanziari post tariffa	**1.597.928**

Preme in conclusione sottolineare come, in assenza del riconoscimento in tariffa dell'investimento, lo stesso verrebbe considerato come un'attività diversa, ovvero estranea al SII, con pieno diritto del gestore a trattenere interamente i flussi finanziari da essa generati.

Nella tabella sottostante sono indicati i risultati di questa ipotesi, che evidenzia un risultato di **2.290.533 euro**, migliorativo per il gestore rispetto a quella precedentemente analizzata.

IPOTESI 2	Flussi pre tariffa	Effetto tariffario	Flussi post tariffa
Bresso Biometano	2.290.533	-	2.290.533
VAN (r = 4,9%)	1.158.516	-	1.158.516

CAP Holding spa

Via del Mulino 2 - Edificio U10 - 20090 Assago (MI)
Tel 02 825021 - Fax 02 82502.281

PEC: capholding@legalmail.it
www.gruppocap.it

Partita Iva, Codice Fiscale e Iscrizione nel Registro delle Imprese di Milano n.13187590156 - R.E.A. di Milano n.1622889 - Capitale Sociale 571.381.786 euro i.v.

Allegato B

Assago, 20/11/2017
Prot.n. 12058/ UPCG

CODICE

Da indicare in caso di risposta

Spettabile
Ufficio d'Ambito della
Città Metropolitana di Milano – Azienda Speciale
Viale Piceno, 60
20129 Milano

c.a. *Direttore Generale*
Avv. Italia Pepe

Responsabile Tecnico Pianificazione e Controllo
Ing. Giuseppe Pasquali

Oggetto: Integrazione alle informazioni relative all'ammissione ai fini del riconoscimento tariffario e conseguente aggiornamento del PdI dell'intervento cod. commessa n. 9186 e ID 1108 "Bresso – Upgrade biometano e recupero nutrienti.

Gent.ma Avvocato,

a seguito della richiesta di ulteriori dati, avanzata durante la fase istruttoria finalizzata all'ammissione del riconoscimento in tariffa dell'intervento n. *9186 "Bresso – Upgrade biometano per l'alimentazione flotta aziendale*", si forniscono le seguenti informazioni integrative di quelle precedentemente trasmesse con nostra nota prot. n. 10478 del 09.10.2017 :

- Nel file excel "9186_Bresso – Dettagli per ATO", allegato alla presente nota, sono esplicitate le modalità di calcolo del costo di produzione di 0,48 €/kg riportato all'inizio del paragrafo 2.2 della relazione (pag.5).

- Attualmente CAP Holding dispone di una sola auto alimentata a biometano.
  In generale la relazione è impostata secondo logiche prudenziali e, di conseguenza, nello scenario di autoconsumo si è ipotizzato di avere un eccesso di biometano da immettere in rete al quale non sono stati però associati dei ricavi.
  Se lo si ritenesse opportuno, il modello potrebbe essere integrato con l'ipotesi di conseguire ricavi aggiuntivi per 174.973*0,28 €/kg = € 48.992,53.

CAP Holding spa
Via del Mulino 2 - Edificio U10 - 20090 Assago (MI)
Tel 02 825021 - Fax 02 82502.281

PEC: capholding@legalmail.it
www.gruppocap.it

Partita Iva, Codice Fiscale e Iscrizione nel Registro delle Imprese di Milano n.13187590156 - R.E.A. di Milano n.1622889 - Capitale Sociale 571.381.786 euro i.v.

Poiché si ritiene difficile riuscire ad alimentare l'intero parco aziendale, pari a circa 400 automezzi, si è ritenuto ragionevole limitare l'ipotesi al 50% circa, pari a un massimo di 200 automezzi.

Autovetture alimentabili a Biometano prodotto	**410**
Risparmio medio annuo per autovettura (€/anno)	€ 832
Dimensione parco autovetture CAP (#)	200
Risparmio complessivo carburanti per flotta aziendale (€/anno)	**€ 166.424**
Biometano vendibile a terzi (kg/anno)	174.973
Prezzo di vendita biometano a terzi (€/kg)	0,000

Nello scenario transitorio della fase 1 si è invece ipotizzato di immettere in rete tutto il biometano prodotto.

Autovetture alimentabili a Biometano prodotto	**410**
Risparmio medio annuo per autovettura (€/anno)	€ 1.003
Dimensione parco autovetture CAP (#)	0
Risparmio complessivo carburanti per flotta aziendale (€/anno)	**€ -**
Biometano vendibile a terzi (kg/anno)	341.640
Prezzo di vendita biometano a terzi (€/kg)	0,280

Nello scenario transitorio della fase 2 è stato semplicemente previsto un mix delle suddette soluzioni, valorizzate ognuna al 50%.

- Per la valorizzazione degli incentivi da CIC, quantificati in 222.600 €/anno, si veda il file excel allegato "CALCOLO CIC ED INCENTIVI BRESSO".
  Si precisa che anche in questo caso si è adottata un'ipotesi cautelativa, dato che il valore unitario dei CIC proposto nel DM ammonta a 375 euro contro il valore di 300 euro inserito nella nostra simulazione.

- La tabella a pagina 5 della Relazione evidenzia il beneficio ottenibile nel passaggio da alimentazione a gasolio ad alimentazione a biometano calcolato come segue:

	Metano	Diesel
Consumi Fiat Panda	km/kg	km/l
	24	20
Costo carburante (€/l o €/kg)	€ 0,48	€ 1,23
Percorrenza media annua (km/anno)	20.000	20.000
Consumo medio per autovettura (l/anno o kg/anno)	833	1001
Costo annuo carburante per autovettura (€/anno)	**€ 399,54**	**€ 1.231,66**
Autovetture alimentabili a Biometano prodotto	**410**	
Risparmio medio annuo per autovettura (€/anno)	€ 832	
Dimensione parco autovetture CAP (#)	200	
Risparmio complessivo carburanti per flotta aziendale (€/anno)	**€ 166.424**	

La tabella a pagina 6 dettaglia come è stato calcolato il beneficio, ovvero:

- Se il biometano venisse prodotto senza costi avremmo un beneficio di € 246.333

	Metano	Diesel
Consumi Fiat Panda	km/kg	km/l
	24	20
Costo carburante (€/l o €/kg)		€ 1,23
Percorrenza media annua (km/anno)	20.000	20.000
Consumo medio per autovettura (l/anno o kg/anno)	833	1001
Costo annuo carburante per autovettura (€/anno)	**€ -**	**€ 1.231,66**
Autovetture alimentabili a Biometano prodotto	**410**	
Risparmio medio annuo per autovettura (€/anno)	€ 1.232	
Dimensione parco autovetture CAP (#)	200	
Risparmio complessivo carburanti per flotta aziendale (€/anno)	**€ 246.333**	

- Il biometano ha però un costo, che è stato calcolato per l'alimentazione delle autovetture in misura pari a:
  0,48 (€/kg) * 20.000 (km/anno/autovettura) * 200 (autovetture) = € 79.909

da cui il valore di € 166.424 riportato nella tabella di pag. 5, ottenuto come differenza tra € 246.333 ed € 79.909.

	Metano
Consumi Fiat Panda	km/kg
	24
Costo carburante (€/l o €/kg)	€ 0,48
Percorrenza media annua (km/anno)	20.000
Consumo medio per autovettura (l/anno o kg/anno)	833
Costo annuo carburante per autovettura (€/anno)	**€ 399,54**
Autovetture alimentabili a Biometano prodotto	**410**
Costo medio per autovettura (€/anno)	€ 400
Dimensione parco autovetture CAP (#)	200
Costo complessivo carburanti per flotta aziendale (€/anno)	**€ 79.909**

- Non essendo ancora in possesso di sufficienti dati per valutare con precisione la ripartizione dei costi di produzione, si è ritenuto ragionevole stimare che il 50% dei suddetti costi fossero attribuibili a consumi di energia elettrica ed il 50% ad altri cosi di gestione:

  € 79.909 + 50% = € 39.954 (vedi valori indicati nella tabella di pag. 6)

- Per quanto concerne gli altri valori indicati nella tabella di pag. 6:
  - maggiori costi (-) impianto di cogenerazione per energia elettrica di € 217.728
  - minori costi (+) impianto di cogenerazione per altri costi di gestione di € 105.840

  si vedano i dettagli riportati nel prospetto seguente.

Produzione oraria biogas	mc/ora	90	
Produzione annua biogas	mc/anno	756.000	8400 ore/anno
Produzione annua energia elettrica	kWh/anno	1.512.000	756.000 mc/anno *2
mancati costi per acquisto energia elettrica	**€/anno**	**217.728**	**1.512.000 kWh/anno * 0,144 €**
Costo produzione energia elettrica	€/kWh	0,07	
Costo produzione energia elettrica	**€/anno**	**105.840,00**	**1.512.000 kWh/anno * 0,07 €**

- Nel transitorio i costi di upgrading sono più bassi in quanto non è necessario fare ricorso al sistema di compressione (0,27 €/kg vs 0,35 €/kg).
  Il prezzo di vendita è fissato dal mercato e la produzione non è in rimessa perché:
  - Si ipotizza di immetterlo in rete SNAM con ritiro dedicato (da cui si generano ricavi)
  - Si continua a fruire degli incentivi, che devono pertanto essere sommati ai ricavi

Costo upgrading biometano	€/mc	0,20
Costo compressione biometano	€/mc	
Costo complessivo (Capex + Opex)	€/mc	0,20
Costo complessivo (Capex + Opex)	€/anno	93.600
Costo unitario per kg prodotto	**€/kg**	**0,27**
Produzione annua biometano	**kg/anno**	**341.640**
Prezzo di vendita biometano a terzi (€/kg)	**€/kg**	**0,28**
Utili da vendita biometano a terzi (€/anno) (accise da valutare)	**€/anno**	**95.659**

Incentivi complessivamente riconoscibili	€/anno	€ 222.600
Risparmio carburanti per flotta aziendale rispetto ad alimentazione diesel	€/anno	€ -
Vendita a terzi	€/anno	€ 95.659
Totale benefici economici ottenibili	€/anno	€ 318.259

- Si allega il tool di calcolo tariffario aggiornato con l'inserimento dell'investimento in oggetto e il file excel "Differenze tool per investimento Bresso biometano" in cui sono evidenziate le differenze in termini di VRG, CAPEX e FoNI tra il tool modificato e il tool originario.

- La durata attualmente prevedibile per gli incentivi è di 20 anni (vedi Decreto MISE in corso di elaborazione).

- Si trasmette un ulteriore dettaglio dei costi di gestione dell'impianto del biometano, tra cui non sono contemplati quelli relativi al propano per i motivi tecnici di seguito indicati:

  - 15.000 €/anno circa di manutenzione ordinaria (spare parts, olii, grassi etc) per come garantito dal piano di manutenzione ordinaria full service offerto dall'aggiudicatario della gara per un periodo di 3 anni
  - I restanti 20.000 € circa per reagenti quali:
    - Carboni attivi
    - Idrossido di sodio
    - Soluzione acquosa di cloruro ferrico e sostanza stabilizzanti
  - Per quanto concerne il propano, questo viene aggiunto solo per la regolazione del potere calorifico tramite dosaggio, che nel nostro caso non è necessaria perché viene garantito un PCS compreso tra 34,95 e 45,28 MJ/Sm3.

Proprietà fisiche del biometano prodotto

Componente	Unità di misura	Condizioni	Valore
Potere Calorifico Superiore	MJ/Sm^3		34,95 – 45,28
Indice di Wobbe	MJ/Sm^3		47,31 – 52,33
Densità relativa			0,5548 – 0,8
Punto di Rugiada dell'acqua	°C	Alla pressione di 7000 kPa relativi	≤ -5
Punto di Rugiada degli idrocarburi	°C	Nel campo di pressione 100 ÷ 7.000 kPa relativi	≤ 0
Temperatura max	°C		50
Temperatura min	°C		3

Restando a disposizione per eventuali chiarimenti, l'occasione è gradita per porgere distinti saluti.

Il Direttore Generale
Avv. Michele Falcone

CAP Holding spa
Via del Mulino 2 - Edificio U10 - 20090 Assago (MI)
Tel 02 825021 - Fax 02 82502.281

PEC: capholding@legalmail.it
www.gruppocap.it

Partita Iva, Codice Fiscale e Iscrizione nel Registro delle Imprese di Milano n.13187590156 - R.E.A. di Milano n.1622889 - Capitale Sociale 571.381.786 euro i.v.

Allegati:
File excel “9186_Bresso – Dettagli per ATO”
File excel “CALCOLO CIC ED INCENTIVI BRESSO”
File excel “Differenze tool per investimento Bresso biometano”
Tool di calcolo tariffario

Referente per la pratica: Marco Pattano – email: marco.pattano@capholding.gruppocap.it – tel. 02 82502549 - cell. 335 1259123

GRUPPO CAP

Allegato C

Assago 2 febbraio 2018
Prot. n. 1041 DG

Spettabile
Ufficio d'Ambito della
Città Metropolitana di Milano – Azienda Speciale
Viale Piceno, 60
20129 Milano

c.a. *Direttore Generale*
Avv. Italia Pepe

Oggetto: Informazioni relative all'ammissione ai fini del riconoscimento tariffario e conseguente aggiornamento del PdI dell'intervento cod. commessa n. 9186 e ID 1108 "Bresso – Upgrade biometano e recupero nutrienti" - INTEGRAZIONI.

Gent.ma Avvocato,

facendo seguito all'incontro del 30.01.2018 alla presenza anche del Presidente Dell'Oste, con la presente si trasmettono, a completamento dell'istruttoria avviata, le informazioni integrative rispetto a quanto già comunicato con note prot. n. 10478 del 09.10.2017 e prot. n. 12058 del 20.11.2017.

Si è preso atto con piacere dell'orientamento, anticipato dall'Autorità d'Ambito, di prevedere per l'investimento in oggetto il riconoscimento in tariffa, sia in funzione della sua natura strettamente connessa al servizio idrico integrato che del vantaggio economico da esso generato, da destinare a favore degli utenti.

La strumentalità al SII è difatti ravvisabile nello scopo di utilizzare a regime la produzione annua di biometano in via prioritaria per autoconsumo, con l'obiettivo di massimo efficientamento dei costi operativi, e in via residuale per vendita a terzi, ma ponendo interamente a favore delle tariffe del SII anche i benefici economici di tale attività.

Per quanto riguarda gli aspetti tecnico-economici, come da indicazioni emerse durante l'incontro, si provvede a integrare le informazioni, come meglio dettagliate nelle tabelle di seguito riportate, con particolare riferimento alle seguenti voci:

- Valutazione del "**Risparmio complessivo di carburante per flotta aziendale**", che viene originato dal duplice effetto:
  - Switch da alimentazione diesel ad alimentazione a metano, da cui si genera un risparmio di 81.333 €/anno;
  - Produzione di metano proprio rispetto ad acquisto presso distributori terzi, da cui si ottiene un ulteriore risparmio di 85.091 €/anno;

	Metano autoprodotto	Metano presso distributori terzi	Diesel
Consumi Fiat Panda	km/kg		km/l
	24	24	20
Costo carburante (€/l o €/kg)	€ 0,48	€ 0,99	€ 1,23
Percorrenza media annua (km/anno)	20.000	20.000	20.000
Consumo medio per autovettura (l/anno o kg/anno)	833	833	1001
Costo annuo carburante per autovettura (€/anno)	**€ 399,54**	**€ 825,00**	**€ 1.231,66**
Autovetture alimentabili a Biometano prodotto	**410**	**410**	
Risparmio medio annuo per autovettura (€/anno)	€ 425	€ 407	
Dimensione parco autovetture CAP (#)	200	200	
Risparmio complessivo carburanti per flotta aziendale (€/anno)	**€ 85.091**	**€ 81.333**	
Biometano in eccedenza vendibile a terzi (kg/anno)	174.973		

- Valutazione dei "**Maggiori costi impianto cogenerazione - energia elettrica**" che vengono rettificati rispetto alla precedente versione, in quanto determinati sulla base della media dei costi consuntivi dell'ultimo quinquennio di gestione anziché sull'analisi a rendimenti standard, considerata l'obsolescenza delle apparecchiature (installate nel 2007 e prossime alla fine della loro vita utile) e i loro rendimenti attuali.

Produzione annua energia elettrica	kWh/anno	982.345
Mancati costi per acquisto energia elettrica	€/anno	€ 146.262,00
Costo produzione energia elettrica	€/kWh	0,07
Costo produzione energia elettrica	€/anno	€ 68.764,15

Anno	Energia[kWh]	Controvalore Produzione (€)
2013	1.258.480	201542,975
2014	885.920	142506,411
2015	899.680	130994,385
2016	853.590	123124,504
2017	1.014.057	133143,346
Media	**982.345**	**146.262**

Restando a disposizione per eventuali ulteriori chiarimenti, si coglie l'occasione di porgere cordiali saluti.

Il Direttore Generale
Avv. Michele Falcone

Referente per la pratica: Marco Pattano – email: marco.pattano@capholding.gruppocap.it – tel. 02 82502549 - cell. 335 1259123

Il documento è firmato digitalmente ai sensi del D.Lgs 82/2005 e s.m.i. e norme collegate e sostituisce il documento cartaceo e la firma autografa