

Grosseto Energia Reti Gas S.p.A.

Sede in Grosseto - Via Smeraldo, 20

Capitale Sociale Euro 1.381.500,00# i.v.

Registro Imprese di Grosseto n. 01217720539

Partita IVA e Codice Fiscale n. 01217720539

RELAZIONE SULLA GESTIONE

Gentili Azionisti,

il bilancio sottoposto alla Vostra approvazione è la fedele e puntuale illustrazione della situazione in cui si trova la Società.

In considerazione dei risultati evidenziati si può esprimere un giudizio soddisfacente, tenuto conto soprattutto dell'andamento economico degli ultimi anni.

Il contenuto della presente relazione deriva da un'analisi equilibrata ed ha lo scopo di evidenziare le variabili di successo e di rischio, i risultati storici e quelli prospettici, nella misura in cui risultino idonei ad assicurare la corretta percezione della situazione aziendale.

Vi indichiamo di seguito, oltre agli eventi che hanno caratterizzato l'esercizio 2018 ed influenzeranno il prossimo futuro, i dati sintetici e gli indicatori contabili finalizzati a verificare l'esistenza delle condizioni di equilibrio economico, patrimoniale e finanziario.

Situazione aziendale

La situazione di GERGAS si mantiene soddisfacente sotto il profilo patrimoniale ed economico.

Per quanto riguarda il profilo finanziario, la Società, presenta un andamento positivo anche se in decremento rispetto al precedente esercizio.

Continuità aziendale

- **Scadenza Concessioni**

Il Comune di Grosseto, con Deliberazione di Consiglio Comunale n 23 del 27/1/2011, ha riconosciuto a GERGAS di aver conseguito i requisiti di cui alle lettere a), b) e c) art.15, comma 7, del D. Lgs. 164/2000, prima dell'entrata in vigore della L. 239/04, e che quindi la stessa aveva il pieno diritto a godere in via automatica dell'estensione del periodo transitorio cumulando gli incrementi temporali all'anno discrezionale già concesso nel 2004. In forza di ciò la scadenza della concessione veniva determinata nella data del 31/12/2013.

Analoga deliberazione veniva presa dal Comune di Campagnatico con atto CC n. 19 del 19/5/2011.

Occorre però evidenziare che ciò non significa che il rapporto concessorio viene necessariamente a cessare il 31 dicembre 2013.

Il settore della distribuzione del gas, infatti, è stato nuovamente riformato dall'art. 46bis del D.L. n. 159/07, poi convertito in L. n. 222/07, come modificato dall'art. 2, comma 175, della L. n. 244/2007 e dall'art. 23bis, comma 1, del D.L. n. 112/2008, poi convertito in L. n. 133/2008 e successivamente modificato dalla L. n. 99/2009.

Tali norme, al fine di garantire al settore della distribuzione di gas naturale maggiore concorrenza e livelli minimi di qualità dei servizi essenziali, hanno introdotto la determinazione di ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

Il comma 1 dell'art. 23bis del D.L. n. 112/2008, come da ultimo modificato, prevedeva che gli ambiti territoriali minimi di cui al comma 2 del citato articolo 46bis fossero determinati, entro il 31 dicembre 2012, dal Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i rapporti con le regioni, sentite la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del D. Lgs. n. 281/97 e successive modificazioni, e l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, tenendo anche conto delle interconnessioni degli impianti di distribuzione e con riferimento alle specificità territoriali e al numero dei clienti finali.

Queste circostanze sono certamente idonee a giustificare e a legittimare l'estensione della durata del rapporto almeno fino al momento in cui verrà effettuata la gara d'ambito secondo le sopracitate previsioni legislative e che quella ora proposta sia una lettura corretta e coerente del vigente quadro normativo ha trovato ulteriore conferma nel fatto che il Legislatore, con l'art. 24, comma 4, D.Lgs. n. 93/2011, ha escluso che le

Amministrazioni possano ancora procedere all'affidamento del servizio tramite gare singole, dovendo quindi attendere la gara d'ambito.

Nell'attesa i Comuni dovranno ritenere vigenti i rapporti già in essere anche ai sensi dell'art. 14, comma 7 del D.Lgs. n. 164/2000, il quale prevede che *"il gestore uscente resta comunque obbligato a proseguire la gestione del servizio, limitatamente all'ordinaria amministrazione, fino alla data di decorrenza del nuovo affidamento"*.

▪ I Decreti Ministeriali

Come accennato in precedenza il Ministero dello sviluppo Economico è stato delegato all'emanazione di specifici decreti. Infatti il D.Lgs. n. 164/00 stabilisce, all'art 28 "Compiti del Ministero dell'industria del Commercio e dell'artigianato" (nota: ora MSE) comma 6: *"[...] In particolare i suddetti Ministri entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, definiscono, con proprio provvedimento, le condizioni minime al cui rispetto sono tenuti i nuovi gestori di reti di distribuzione per un'adequata gestione degli effetti occupazionali connessi alle trasformazioni del settore del gas [...]"*

La legge 29 novembre 2007, n. 222, all'articolo 46 - bis, comma 1, nell'ambito delle disposizioni in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas, stabilisce che con decreto dei Ministri dello sviluppo economico e per i rapporti con le regioni:

- o sono individuati i criteri di gara e di valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas previsto dall'articolo 14, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, tenendo conto in materia adeguata, oltre che delle condizioni economiche offerte, e in particolare di quelle a vantaggio dei consumatori, degli standard qualitativi e di sicurezza del servizio, dei piani di investimento e di sviluppo delle reti e degli impianti;
- o sono determinati gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

In conseguenza di ciò il Ministero ha:

- o Emanato il primo decreto ambiti: 19 gennaio 2011 che stabilisce il numero di ambiti (ATEM) in 177, blocca le gare per singolo Comune (salvo quelle con bando già pubblicato)

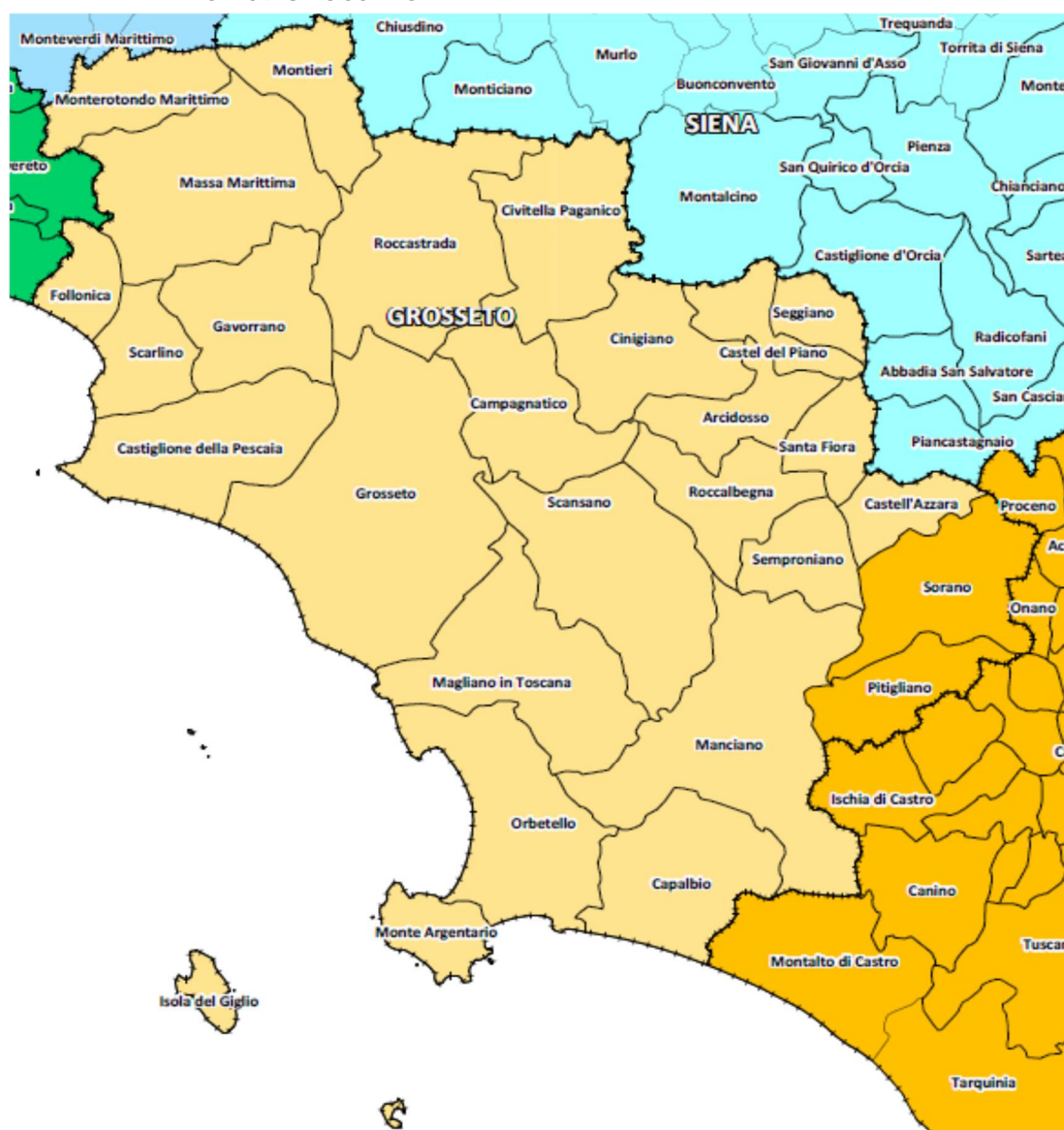
- o Emanato decreto salvaguardia occupazionale: 21 aprile 2011 – stabilisce che il numero complessivo di addetti (operativi più staff) oggetto di salvaguardia non può eccedere la proporzione di 1 ogni 1500 PDR
- o Emanato secondo decreto ambiti: 18 ottobre 2011 che stabilisce i Comuni appartenenti a ciascun ambito: nel caso di GERGAS l'ambito alla quale la stessa appartiene è schematizzato nella tabella seguente.

Elenco dei comuni appartenenti all'ambito
GROSSETO

Comune		Superficie (km ²)	Altitudine (m)	Popolazione		Dati anno 2012				Tipo rete	Comune montano
Codice	Denominazione			2008	2010	Numero clienti	Gas distribuito (migliaia di Sm ³)	Lunghezza della rete (km)	Impianto in avviamento		
ISTAT											
53001	Arcidosso	93,39	679	4.372	4.427	1.214	1.073	23	No	Gas naturale	Si
53002	Campagnatico	162,15	275	2.500	2.532	37	5	3	No	Gas naturale	No
53003	Capalbio	187,6	217	4.257	4.287				No	GPL	No
53004	Castel del Piano	67,79	637	4.671	4.700	1.822	2.127	49	No	Gas naturale	Parzialmente
53005	Castell'Azzara	64,72	815	1.670	1.625				No	GPL	Si
53006	Castiglione della Pescaia	208,96	4	7.467	7.449	5.420	2.900	81	No	Gas naturale	No
53007	Cinigiano	161,64	324	2.704	2.778				No	GPL	Parzialmente
53008	Civitella Paganico	192,71	329	3.154	3.249	650	882	18	No	Gas naturale	Parzialmente
53009	Follonica	55,83	4	22.139	22.113	14.475	9.425	70	No	Gas naturale	No
53010	Gavorrano	164,03	273	8.980	8.982	3.305	2.344	40	No	Gas naturale	No
53011	Grosseto	474,46	10	79.965	81.928	30.103	28.012	253	No	Gas naturale	No
53012	Isola del Giglio	23,8	405	1.469	1.466				No		No
53013	Magliano in Toscana	250,68	128	3.754	3.746				No	GPL	No
53014	Manciano	372,04	444	7.605	7.633				No	GPL	Si
53015	Massa Marittima	283,72	380	8.830	8.781	3.244	3.071	38	No	Gas naturale	Si
53016	Monte Argentario	60,29	5	12.990	12.997	585	335	16	No	Gas naturale	Si
53017	Montieri	108,34	704	1.244	1.250				No	GPL	Si
53018	Orbetello	226,98	3	15.150	15.246	4.982	6.368	127	No	Gas naturale	No
53020	Roccalbegna	124,95	522	1.164	1.136				No		Si

53021	Roccastrada	284,37	475	9.516	9.540	3.385	11.710	74	No	Gas naturale	Parzialmente
53022	Santa Fiora	62,91	687	2.816	2.773				No		Si
53023	Scansano	273,57	500	4.600	4.636				No	GPL	Parzialmente
53024	Scarlino	88,38	229	3.622	3.718	1.510	2.531	24	No	Gas naturale	No
53025	Seggiano	49,53	491	979	998	104	163	18	No	Gas naturale	Si
53027	Monterotondo Marittimo	102,51	539	1.328	1.392				No		Si
53028	Semproniano	81,44	601	1.206	1.192				No	GPL	Si
Totali ambito		4.226,79	-	218.152	220.574	70.836	70.946	834	-	-	-

MAPPA AMBITO 109 GROSSETO:



Il Ministero ha emanato il Decreto sui criteri di gara e di valutazione dell'offerta (DM n.226 del 12/11/2011 in vigore dal 11/02/2012) nel quale:

- o È prevista l'introduzione di criteri sulla valorizzazione della rete ove questi non siano previsti sugli atti di concessione (o non siano "puntuali");
- o È previsto l'introduzione di oneri di sorveglianza (1% VRD – Vincolo dei ricavi di distribuzione) a favore della stazione appaltante (di ambito) e un canone massimo di concessione (10% VRD);
- o E' previsto un ulteriore canone a favore dei Comuni che siano proprietari della rete (pari alla remunerazione del relativo CIN);
- o E' prevista la possibilità di introdurre in gara l'obbligo del distributore di effettuare interventi di risparmio energetico (senza limite massimo) ulteriori a quelli già obbligatori per legge i cui proventi (in termini di ricavo per "certificati bianchi") dovranno essere riversati ai Comuni;
- o E' previsto lo scaglionamento della partenza delle gare d'ambito.

In relazione allo scaglionamento lo stesso Decreto 226/2011 indica i tempi massimi per ogni ATEM:

Art 2.2: Il Comune capoluogo di provincia, qualora appartenente all'ambito, o la Provincia, negli altri casi, convoca, entro la data di cui all'allegato 1 per il primo periodo di applicazione, gli Enti locali concedenti appartenenti all'ambito per gli adempimenti di cui al comma 1 (costituzione della conferenza dei Comuni partecipanti all'ambito ed avvio delle "operazioni" propedeutiche alla gara).

Per l' ATEM "Grosseto" tale periodo è fissato in 36 mesi dalla data di validità del Decreto (12 febbraio 2012). A partire da tale termine decorre il tempo massimo per la pubblicazione del bando di gara fissato dal successivo articolo 3.1 del Decreto stesso in 15 mesi. Il termine massimo per la pubblicazione del bando è stato aggiornato in data 30.12.2015 e convertito in legge il 25.02.2016, prevedendo uno slittamento. Nel caso il Comune di Grosseto (che essendo capoluogo di Provincia avrà la funzione di stazione appaltante) si adegui ai tempi massimi indicati dal Decreto, la pubblicazione del bando di gara doveva avvenire nel giugno 2017 (vedi tabella pagina successiva "Ambiti del 6° raggruppamento dell'All. 1 DM 226/2011").

Il D. L. 83 del 22/06/2013, all'articolo 37 (disciplina delle gare per la distribuzione di gas naturale e nel settore idroelettrico), nel primo comma modifica gli articoli 14 e 15 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 relativamente alla partecipazione alle gare di distribuzione gas, consentendo la partecipazione alle prime gare successive al periodo

transitorio anche a soggetti che appartengono a gruppi societari che gestiscono servizi pubblici locali in virtù di procedure non ad evidenza pubblica. Inoltre chiarisce che sono fatti salvi gli ambiti determinati con i precedenti decreti e gli obblighi in materia di tutela dell'occupazione, che quindi non possono essere elemento di valutazione dell'offerta.

Con il D.M. del 05/02/2013 viene approvato il contratto di servizio tipo per lo svolgimento dell'attività della distribuzione del gas naturale ai sensi dell'articolo 14 del Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Infine, con il Decreto Legge 21 giugno 2013, n. 69 convertito con modificazioni, dalla Legge 9 agosto 2013, n. 98, l'articolo 4, nei commi 2, 4 e 5 rende vincolanti i termini del regolamento n.226 del 2011 per l'effettuazione delle gare di distribuzione del gas naturale, prevedendo anche penalizzazioni in caso di mancato rispetto di tali termini. Inoltre è previsto, in caso di inerzia anche della Regione ad esercitare il potere sostitutivo, l'intervento del Ministero dello sviluppo economico. Il comma 3 prevede la nomina della stazione appaltante con maggioranza qualificata dei Comuni dell'ambito, qualora nell'ambito non sia presente il Comune capoluogo di provincia, e una proroga dei termini dell'intervento sostitutivo della Regione per gli ambiti con termini già scaduti o con scadenza ravvicinata. Il comma 6 attribuisce al Ministero dello sviluppo economico la facoltà di emanare linee guida per la valutazione del valore di rimborso al gestore uscente.

AMBITI del 6° RAGGRUPPAMENTO dell'Al. 1 DM 226/2011	Data in cui la Regione diffida la stazione appaltante e dopo 6 mesi esercita il potere sostitutivo di cui all'articolo 3 del DM 226/2011	
	Per mancata nomina della stazione appaltante	Per mancata pubblicazione del bando di gara
Cosenza 1 - Ovest	Nota 1	11-giu-17
Enna	Nota 1	11-giu-17
Foggia 2 - Sud	Nota 1	11-giu-17
Frosinone 1 - Ovest	Nota 1	11-giu-17
Grosseto	Nota 1	11-giu-17
Latina	Nota 1	11-giu-17
Matera	Nota 1	11-giu-17
Palermo 1 - Città di Palermo	Nota 1	11-giu-17
Teramo	Nota 1	11-giu-17
Terni	Nota 1	11-giu-17
Verbano - Cusio - Ossola	11-set-2015 (Nota 2)	11-giu-17
Bari 2 - Sud	11-set-15	11-set-17
Brescia 2 - Nord - Est	11-set-15	11-set-17
Cremona 1 - Nord	11-set-15	11-set-17
Firenze 2 - Provincia	11-set-15	11-set-17
Frosinone 2 - Est	11-set-15	11-set-17
L'Aquila 2 - Sud - Ovest	11-set-15	11-set-17
Napoli 3 - Nord - Est	11-set-15	11-set-17
Piacenza 2 - Est	11-set-15	11-set-17
Roma 4 - Litorale Sud e Castelli Romani	11-set-15	11-set-17
Roma 5 - Prenestino, Monte Lepini e Aniene	11-set-15	11-set-17
Treviso 1 - Sud	11-set-15	11-set-17
Varese 1 - Nord	11-set-15	11-set-17
Vicenza 3 - Valli Astico, Leogra e Timonchio	11-set-15	11-set-17
Mantova 1 - Città di Mantova e Nord - Ovest	Nota 1 e 4	11-feb-19

Nota 1 - Non applicabile in quanto l'ambito contiene il Capoluogo di Provincia che svolge la funzione di stazione appaltante

▪ Gli atti aggiuntivi alle concessioni

Come precedentemente indicato, sia il Comune di Grosseto sia il Comune di Campagnatico, hanno riconosciuto a GERGAS (già GEA S.p.A.) la data del 31/12/2013 quale scadenza della Concessione, fermo restando gli obblighi in capo alla stessa relativi alla continuità di gestione del servizio pubblico fino all'assegnazione della concessione di ambito disposta dalla legislazione vigente già ampiamente descritta.

Le delibere dei rispettivi Consigli Comunali hanno, inoltre, fissato alcune variazioni e precisazioni ai rapporti contrattuali vigenti. I nuovi rapporti contrattuali sono stati sottoscritti, per atto pubblico, in data 19 aprile 2011 con il Comune di Grosseto e in data 2 agosto 2011 con il Comune di Campagnatico.

Per quanto attiene il Comune di Grosseto i nuovi accordi contrattuali, oltre alla già citata presa d'atto della scadenza ex lege della concessione prevedono e precisano:

- La rideterminazione del canone concessorio in Euro 900.000 annui;
- Che tutte indistintamente le opere e gli impianti esistenti sul territorio comunale alla scadenza della concessione (31/12/2013), purché realizzati dopo la data del 28 giugno 2001, sono di proprietà della concessionaria e pertanto assoggettati alla devoluzione a titolo oneroso calcolato secondo i termini e le modalità di un apposito allegato al Contratto. Del pari saranno soggetti a devoluzione onerosa, secondo gli stessi termini e modalità, anche gli interventi di modifica, potenziamento, miglioramento e sostituzione sugli impianti e le reti di proprietà comunale identificati come quelli realizzate antecedentemente al 28 giugno 2011;
- Che GERGAS si obbliga a realizzare a proprie spese, entro il 31/12/2013, gli estendimenti della rete del gas alle frazioni di Alberese e Marina di Grosseto per un quantitativo pari a 30.000 metri lineari (anch'essi soggetti a devoluzione onerosa secondo quanto indicato precedentemente);
- Che GERGAS avrà il diritto di esercitare la ritenzione degli impianti fino all'integrale pagamento dell'indennità di stima industriale come concordata congiuntamente con il comune o, in caso di disaccordo, come definita da un apposito collegio arbitrale;
- L'abrogazione di tutte le condizioni e le pattuizioni dei precedenti atti incompatibili con quelle del nuovo Contratto al quale si riconosce natura e forza prevalente.

Si segnala che il Comune di Grosseto, con delibera G.C n. 467/2014, in data 30.12.2014, prendendo atto che è intervenuta una proroga della gestione del servizio di distribuzione di gas naturale fino al momento dell'aggiudicazione della gara per l'Ambito Grosseto per la quale, al momento, era prevista una finestra temporale a maggio 2017, ha deliberato di prendere atto della rideterminazione del canone di concessione della rete pari ad euro 736.525 (€ 661.368 per l'anno 2017) sulla base delle determinazioni tariffarie ARERA di ciascun anno .

Per l'anno 2018 è stato ricalcolato il canone concessorio in € 571.004 sulla base delle determinazioni tariffarie ARERA per l'Anno 2018.

Riguardo al Comune di Campagnatico i nuovi accordi contrattuali, oltre alla già citata presa d'atto della scadenza ex lege della concessione, prevedono e precisano:

- Che tutte indistintamente le opere e gli impianti esistenti sul territorio comunale alla scadenza della concessione (31/12/2013) sono di proprietà della concessionaria e pertanto assoggettati alla devoluzione a titolo oneroso calcolato secondo i termini e le modalità di un apposito allegato al Contratto;
- Che GERGAS si obbliga a realizzare a proprie spese, entro il 31/12/2013, gli estendimenti della rete del gas alle frazioni di Montorsaio e Arcille, con conseguente conversione delle reti a GPL attualmente esistenti in tali frazioni, per un quantitativo pari a 11.600 metri lineari (anch'essi soggetti a devoluzione onerosa secondo quanto indicato precedentemente);
- Che GERGAS verserà un contributo al Comune, per opere di mitigazione ambientale e ripristino di passati interventi tecnici eseguiti della stessa GERGAS, pari a Euro 65.000; con tale contributo si supera ogni precedente accordo e/o contenzioso relativo a contributi che GERGAS avrebbe dovuto versare al Comune quale partecipazione alle opere di pavimentazione eseguite dallo stesso nelle zone ove la GERGAS aveva posato le reti GPL;
- Che GERGAS si impegna in favore della cittadinanza a rinunciare a parte della componente tariffaria per la distribuzione del GPL, così come riconosciuta da ARERA;
- Che GERGAS avrà il diritto di esercitare la ritenzione degli impianti fino all'integrale pagamento dell'indennità di stima industriale come concordata congiuntamente con il comune o, in caso di disaccordo, come definita da un apposito collegio arbitrale;
- L'abrogazione di tutte le condizioni e le pattuizioni dei precedenti atti incompatibili con quelle del nuovo Contratto al quale si riconosce natura e forza prevalente.

Aspetti organizzativi

Dal 01.01.2014 è entrata in vigore la delibera ARERA n.11/07, successivamente modificata con delibera 231/14, in tema di separazione contabile e funzionale.

La Società risulta in linea sia con l'organizzazione dei processi contabili, al fine di poter

fornire i dati dei bilanci annuali con i dettagli e le aggregazioni richieste dalla deliberazione sopra indicata, sia con la predisposizione degli atti che consentono di adempiere a quanto richiesto dalla deliberazione.

Situazione patrimoniale ed economica

Per una migliore comprensione si propone il bilancio chiuso al 31.12.2018 in forma riassuntiva confrontandolo con le stesse voci dei due esercizi precedenti.

Bilancio Riclassificato

Stato Patrimoniale riclassificato secondo il criterio finanziario

VOCI	2018		2017		2016	
	Parziale	Totale	Parziale	Totale	Parziale	Totale
ATTIVO						
Capitale Fisso						
Immobilizzazioni Immateriali		0		0		0
Immobilizzazioni Materiali						
- Rete Gas	11.155.779		11.379.636		11.534.313	
- Altri beni	322.652	11.478.431	396.418	11.776.053	500.757	12.035.071
Immobilizzazioni Finanziarie		0		0		0
		11.478.431		11.776.053		12.035.071
Capitale Circolante						
Liquidità Differite		2.323		2.210		11.449
- Crediti Commerciali	1.742.361		1.771.162		1.625.683	
- Altri Crediti	1.529.166		1.703.262		1.720.978	
- Ratei e Risconti	1.459	3.272.986	28.484	3.502.909	28.149	3.374.810
Liquidità Immediate		1.547.960		2.675.316		2.527.902
Totale Impieghi		16.301.700		17.956.488		17.949.232
PASSIVO						
Capitale Netto		12.445.735		12.262.553		14.848.321
Passivo consolidato						
Fonti a m/l termine (debiti v/banche)	0		0		145.627	
Fonti a m/l termine (debiti v/altri)	60.449		56.978		5.898	
Fonti a m/l termine (fondo imposte differite)	0	60.449	0	56.978	0	151.525
Passivo corrente						
Fonti a breve termine (debiti v/banche)	0		145.712		145.632	
Fonti a breve termine (debiti v/fornitori)	1.437.551		3.133.357		1.123.878	
Fonti a breve termine (debiti v/altri)	1.122.429		1.168.465		658.437	

Fonti a breve termine (fondo rischi)	461.356		465.827		475.946	
Fonti a breve termine (fondo TFR)	164.646		203.481		192.634	
Ratei e risconti	609.533	3.795.516	520.114	5.636.957	352.859	2.949.387
Capitale investito		16.301.700		17.956.488		17.949.232

Conto Economico a valore aggiunto

VOCI	2018		2017		2016	
	Parziale	Totale	Parziale	Totale	Parziale	Totale
Valore della Produzione		4.302.809		4.536.372		4.697.129
Costi operativi esterni		-1.691.534		-1.697.080		-1.758.597
Valore aggiunto		2.611.275		2.839.292		2.938.532
Costo del lavoro		-461.376		-497.760		-455.290
Margine Operativo Lordo (EBITDA)		2.149.898		2.341.533		2.483.242
Ammontare a perdite di valore		-484.555		-479.900		-483.789
Reddito Operativo (EBIT)		1.665.344		1.861.633		1.999.453
Saldo attività finanziaria		26.968		23.814		19.367
Saldo rettifiche attività e passività finanziarie		0		0		0
Reddito economico ante imposte		1.692.312		1.885.447		2.018.820
Imposte		-512.528		-561.199		-601.114
Risultato Netto		1.179.784		1.324.247		1.417.705

Valore Ebit:

2018	2017	2016	2015	2014	2013
1.665.344	1.861.633	1.999.453	2.197.075	2.059.376	1.991.931

Indicatori economici

ROE (Return On Equity)

Rapporto tra reddito d'esercizio e capitale netto – rappresenta la redditività complessiva dei mezzi propri, vale a dire quanti euro di utile netto l'impresa ha saputo realizzare per 100 euro di capitale di rischio.

2018	2017	2016
9,48%	10,80%	9,55%

ROI (Return On Investment)

Rapporto tra risultato operativo lordo (EBIT) e capitale investito - rappresenta la massima remunerazione che la gestione caratteristica è in grado di produrre per 100 euro di risorse finanziarie raccolte a titolo di debito o di capitale di rischio, prescindendo dalle politiche fiscali o dalle modalità di finanziamento.

2018	2017	2016
10,22%	10,37%	11,14%

ROS (Return On Sales)

Rapporto tra reddito operativo lordo (EBIT) e ricavi netti (valore della produzione) - rappresenta il reddito operativo medio per unità di ricavo. Tale rapporto esprime la redditività aziendale in relazione alla capacità remunerativa del flusso dei ricavi.

2018	2017	2016
38,70%	41,04%	42,57%

Analisi patrimoniale e finanziaria

La struttura patrimoniale dell'impresa permane sufficientemente stabile rispetto al precedente esercizio.

L'indice di solidità (Patrimonio Netto/Totale Attivo), che rappresenta l'indipendenza finanziaria dell'impresa risente di un decremento rispetto al precedente esercizio passando da 0,68 a 0,76.

La solidità del capitale sociale, rappresentato dal rapporto tra Patrimonio Netto e Capitale sociale, riporta un decremento rispetto al precedente esercizio passando da 8,88 a 9,01.

La situazione di tesoreria, determinata come debiti per scoperti di conto corrente e disponibilità liquide, presenta un saldo positivo pari a € 1.548 mgl.

Andamento della gestione

A) Attività di vettoriamiento del gas metano (valori €/1000)

Alla chiusura dell'esercizio i ricavi da gestione gas di competenza ammontano ad € 3.921 mgl; complessivamente sono stati vettoriati mc 25.582.440 con un lieve incremento rispetto al 2017 di mc 306.460 (vedi grafici 1 e 2), dovuto ad un clima più rigido nei mesi di novembre e dicembre 2018. Il decremento in termini monetari dei ricavi da vettoriamiento è dovuto esclusivamente ad una minore remunerazione tariffaria riconosciuta da ARERA.

I ricavi da vendita GPL, ammontano ad € 130 mgl, in lieve incremento rispetto al precedente esercizio.

Gli allacciamenti, spostamenti e altri ricavi per lavori su rete influiscono sul valore della produzione per € 171 mgl.

Infine i ricavi per gestione pratiche delibera ARERA 40/14 alla data di chiusura dell'esercizio ammontano ad € 11 mgl, in decremento rispetto al 2017.

La voce "affitti attivi", € 26 mgl, in linea con il precedente esercizio.

GRAFICO 1

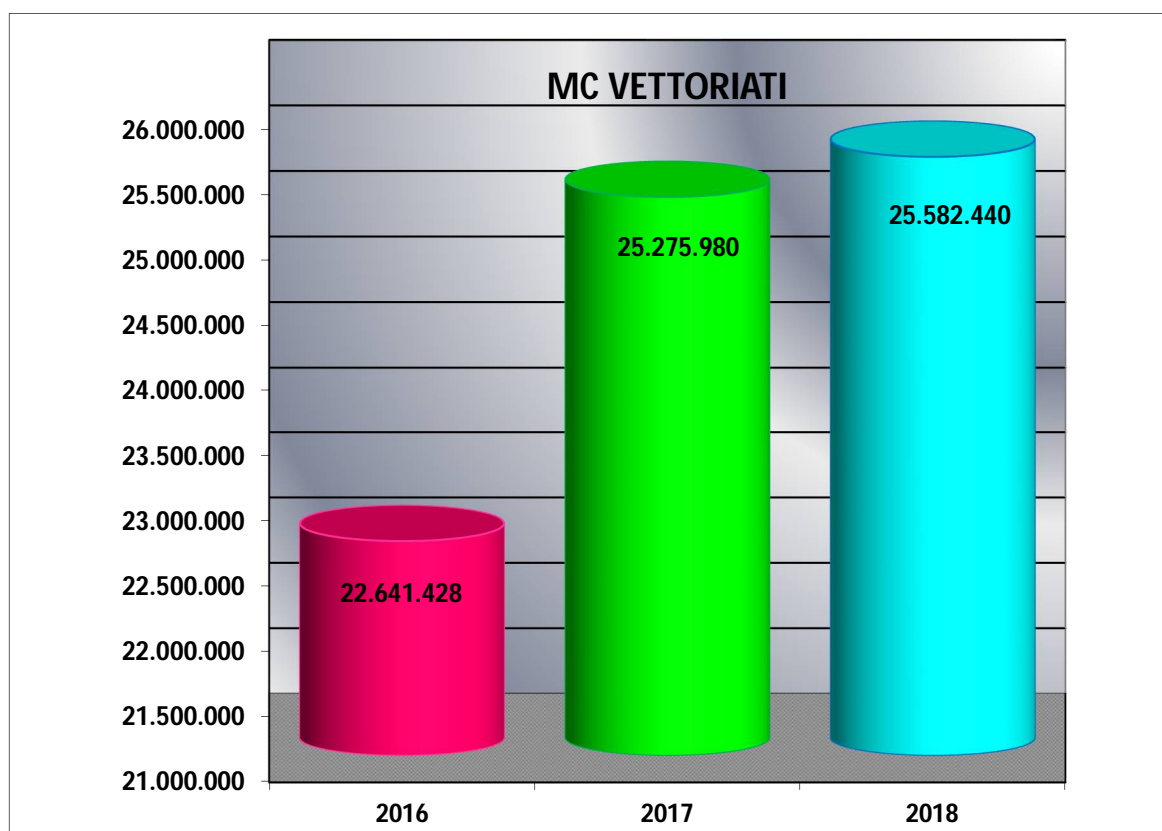
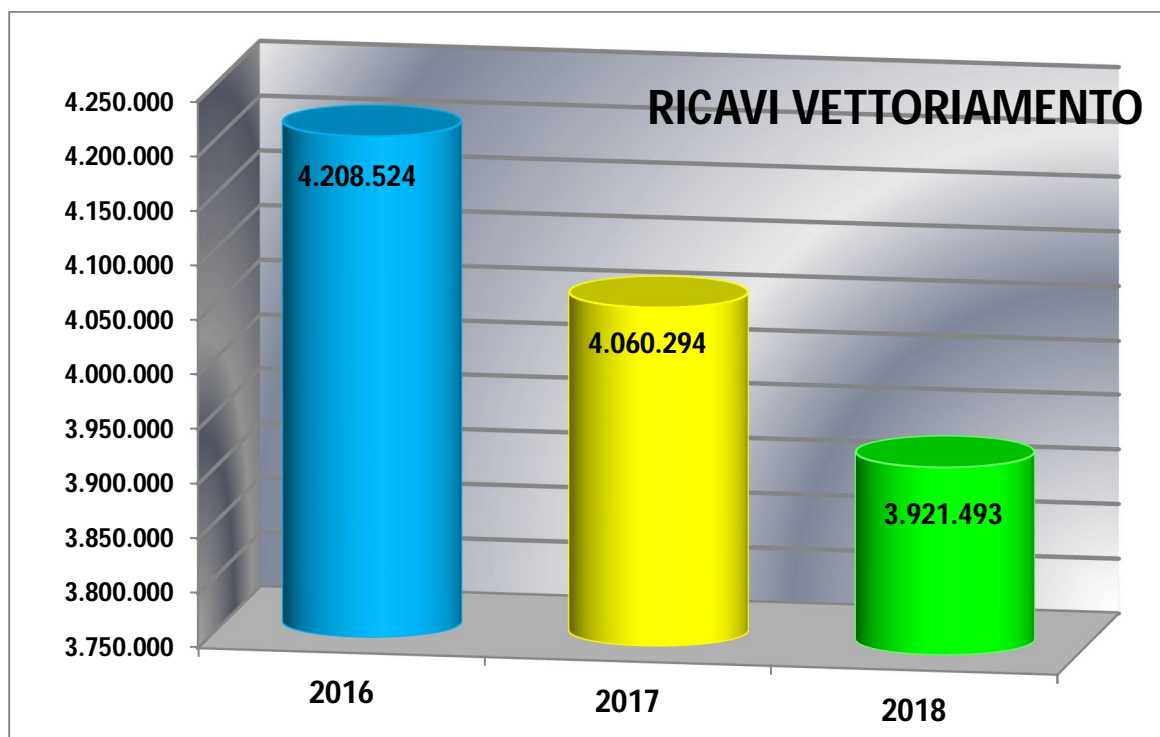


GRAFICO 2



B) Spese di Gestione (Valori Euro/1000)

Proseguendo nel dettagliare il risultato di gestione elenchiamo di seguito gli importi delle altre voci del conto economico:

- le spese di gestione sono pari a € 2.637 mgl ed includono:
 - costi di gestione per € 1.605 mgl,
 - canone rete Comune di Grosseto € 571 mgl,
 - costo del personale € 461 mgl;
- il margine operativo lordo (EBITDA) della gestione è pari a € 2.150 mgl;
- gli ammortamenti ammontano complessivamente a € 485 mgl;
- il risultato della gestione finanziaria si chiude in positivo per un importo di € 27 mgl;
- l'utile di esercizio prima delle imposte è pari a € 1.692 mgl.

Per un confronto sull'andamento dei costi e i relativi scostamenti fra gli esercizi 2018 e 2017, si rimanda alla Nota Integrativa.

Altre attività:

▣ Distribuzione e misura:

Nel 2018 sono state realizzate piccole estensioni di rete e allacciamenti, sulla rete posata negli anni precedenti nelle località gestite dalla Società.

I PDR totali attivi al 31.12.2018 sono n. 31.641 così ripartiti: n. 31.431 eserciti a metano e n. 210 eserciti a GPL.

Si è adempiuto a quanto previsto dalla delibera ARERA 651/2014/R/Gas relativa alla telelettura dei misuratori gas (installazione di smart meter). Alla fine dell'esercizio, tutti i misuratori ricadenti nell'ambito di applicazione della delibera sopra citata risultano adeguati. Inoltre nella frazione di Marina di Grosseto si è proseguito con l'installazione di misuratori elettronici di classe G4 e G6.

Per quanto riguarda le attività soggette a livelli specifici, si riporta in calce la tabella riepilogativa delle prestazioni soggette, dalla quale si evincono le attività svolte e le relative performance.

Prestazione	Livelli specifici Autorità	Numero totale prestazione eseguite	cause di forza maggiore	Cause imputabili all'utente o a terzi	Cause imputabili all'esercente	Effettivo (Tempo medio rilevato)	Numero totale degli indennizzi corrisposti	Ammontare complessivo degli indennizzi corrisposti (euro)
Tempo attivazione fornitura	10	778	0	0	0	2,88	0	0,00
Tempo disattivazione fornitura	5	509	0	3	0	2,35	0	0,00
Tempo esecuzione lavori semplici	10	168	0	11	0	3,80	0	0,00
Tempo messa a disposizione altri dati tecnici richiesti dal venditore	10	17	0	0	0	1,65	0	0,00
Tempo preventivazione lavori semplici	15	234	0	0	0	1,15	0	0,00
Tempo di messa a disposizione dati tecnici con lettura richiesti dal venditore	10	53	0	0	0	2,47	0	0,00
Tempo riattivazione fornitura sospesa per morosità	2	184	0	0	0	1,07	0	0,00
Tempo di verifica gruppo di misura	20	2	0	0	0	0,50	0	0,00
Tempo Dati Tecnici COMPLESSI senza intervento di lettura	15	5	0	0	0	3,00	0	0,00
Tempo di sostituzione del gruppo di misura guasto	5	1	0	0	0	0,00	0	0,00
Tempo riattivazione fornitura sospesa per potenziale pericolo	2	1	0	0	0	0,00	0	0,00

Totale complessivo	1952	0	14	0	2, 41	0	0, 00
--------------------	------	---	----	---	-------	---	-------

Circa la continuità e sicurezza, si conferma per l'esercizio corrente, come per gli esercizi precedenti, il raggiungimento del massimo incentivo, sia sulla componente odorizzazione sia sulla parte relativa alle dispersioni.

Inoltre in data 5 Marzo 2019 la Società stata oggetto di controllo tecnico da parte della Guardia Nucleo Speciale Beni e Servizi, su disposizione dell' ARERA, durante il controllo è stato appurato che il gas immesso era regolarmente odorizzato secondo la normativa vigente e la pressione di fornitura risultava conforme, pertanto le operazioni si sono concluse senza provvedimenti nei confronti della Società.

GERGAS, in ottemperanza a quanto previsto dalle deliberazioni ARERA n.11/07 e n. 231/14, e successive modificazioni ed integrazioni, anche per l'esercizio 2018, ha provveduto all'archiviazione dei "time sheet" giornalieri dei propri operai al fine di poter capitalizzare in maniera puntuale e dettagliata gli interventi di installazione misuratori. L'investimento ammonta ad € 17 mgl.

Nel corso dell'anno sono stati effettuati incontri formativi/informativi mirati al recepimento e approfondimento delle normative che regolano il settore di appartenenza della Società, al fine di accrescere le competenze del personale coinvolto nei vari processi aziendali. La formazione, come sempre, ha interessato sia il personale dipendente di GERGAS sia quello degli appaltatori.

Per quanto riguarda gli adempimenti previsti dal D. Lgs. 81/08 e successive modificazioni ed integrazioni, sono state portate avanti dal RSPP, in accordo con il Responsabile del Servizio Distribuzione ed il Presidente, sessioni formative e sopralluoghi negli ambienti di lavoro, nei cantieri e nei siti nei quali opera personale aziendale e personale dell'appaltatore, anche con ispezioni a sorpresa. In occasione di tali visite non sono state riscontrate criticità e tutto è risultato conforme al dettame normativo di riferimento, ed il personale intervistato è risultato adeguatamente formato ed informato.

□ Certificazione di Sicurezza:

La Società nel corso dell' anno 2018 ha conseguito la certificazione OHSAS 18001: 2007. in data 14 settembre 2018, è stata riconfermata la certificazione

□ Certificazione di Qualità:

La Società è certificata ISO 9001:2015, in data 24 e 25 gennaio 2018, è stata riconfermata la certificazione con nota positiva da parte dell'Ente Certificatore.

□ Certificazione Ambientale:

Gergas ha conseguito la certificazione ISO 14001:2015 nel 2017. In data 25 gennaio 2018, è stata riconfermata la certificazione con nota positiva da parte dell'Ente Certificatore.

□ Sicurezza:

Anche per l'esercizio 2018, è stato mantenuto il costante aggiornamento in merito alla sicurezza sui luoghi di lavoro.

Il RSPP ha effettuato le consuete rilevazioni e misurazioni nei siti aziendali al fine acquisire informazioni utili per rivisitare il documento di valutazione dei rischi ed allinearli alle disposizioni impartite dal D. Lgs. 81/08, dove e se necessario.

Si sono tenuti degli incontri formativi con il personale, sia interno sia degli appaltatori, al fine di diffondere la cultura della sicurezza sui luoghi di lavoro, obiettivo fondamentale da perseguire per l'attività svolta dalla Società.

Principalmente i temi trattati durante gli incontri sopra menzionati sono stati i seguenti:

- DPR 126/98 – regolamento recante norme per l'attuazione della direttiva 94/09/CE in materia di apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva;
- D. Lgs. 81/08 integrato da 106/09 titolo XI – protezione da atmosfere esplosive;
- L'utilizzo corretto dei dispositivi di protezione.

Inoltre al fine di verificare la corretta applicazione delle disposizioni in tema di sicurezza, costantemente vengono svolte, da parte del RSPP, ispezioni a sorpresa presso eventuali cantieri aperti ed i siti aziendali. In particolare, viene verificato che le maestranze indossino correttamente i DPI e le attrezzature utilizzate siano conformi al dettame normativo.

□ Implementazione di un modello di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del Decreto Legislativo 231/01:

L'Organismo di Vigilanza (OdV), istituito dal mese di novembre 2010, in attuazione del Decreto - all'art. 6, lett. b), in possesso dei requisiti di autonomia, indipendenza,

professionalità e continuità d'azione richiesti, si è costantemente riunito durante l'esercizio 2018 per il corretto svolgimento dei compiti ad esso assegnati che sono:

- vigilare sull'osservanza delle prescrizioni del Documento da parte dei destinatari;
- verificare la reale efficacia ed effettiva capacità del presente Documento, in relazione alla struttura aziendale, di prevenire la commissione dei reati di cui al Decreto;
- curare l'aggiornamento della "Mappatura delle Aree di Rischio";
- vigilare sul sistema di deleghe ai fini di garantire l'efficacia del Modello.

Tali riunioni sono state verbalizzate e trascritte in apposito registro dei verbali dell'Organismo di Vigilanza.

□ Tariffa:

- ➔ Con la delibera ARG/gas n. 159/08 del 6 novembre, l'Autorità ha approvato la Parte II "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG) del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il terzo periodo di regolazione (2009-2012) (TUDG), relativa alle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas.
- ➔ Con la delibera 573/2013/R/gas l'Autorità ha approvato il testo unico sulla regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo regolatorio 2014-2019. Tale deliberazione comporterà un aumento dei costi operativi per le imprese di piccole dimensioni e una diminuzione della remunerazione degli capitale investito pari al 6,9% circa.
- ➔ Con la delibera n. 858/2017/R/gas l'Autorità ha approvato la tariffa definitiva di distribuzione per l'anno 2016.
- ➔ Con la delibera n. 149/2018/R/gas l'Autorità ha approvato la tariffa di distribuzione per l'anno 2017 (delibera utilizzata per il calcolo del VRT).
- ➔ Con la delibera 99/2019/R/gas ARERA ha approvato la tariffa di distribuzione definitiva per l'anno 2018.

Personale dipendente.

Al 31 dicembre 2018 la Società ha in forza n.8 dipendenti, di cui n.6 impiegati e n.2 operai.

Attività di ricerca e sviluppo

Non sono stati sostenuti costi di ricerca e sviluppo nel corso dell'esercizio 2018.

Azioni proprie

Alla data di chiusura del bilancio nel portafoglio della Società non risultano azioni ordinarie proprie.

Operazioni su azioni proprie

Nel corso dell'esercizio non sono state effettuate operazioni su azioni proprie.

Situazione fiscale

La situazione fiscale della Società è regolare.

Ad oggi non sussistono passività di alcun tipo e non si è pertanto ravvisata l'opportunità di procedere ad accantonamenti per eventuali imposte future.

Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti e imprese sottoposte al controllo di queste ultime

Come già evidenziato in nota integrativa, nel corso del 2018, si sono verificati rapporti di natura economica e patrimoniale con E.S.TR.A. S.p.A. e le società da essa partecipate.

I costi e ricavi ed i relativi debiti e crediti, sono riportati nel prospetto "operazioni con parti correlate" allegato alla nota integrativa.

Nel corso dell'esercizio sono state effettuate le seguenti operazioni con società soggette a direzione e controllo di E.S.TR.A. S.p.A., e quest'ultima compresa:

- Compensi per consiglieri di amministrazione per € 54.333 (E.S.TR.A. S.p.A., Estra Energie S.r.l. e Centria S.r.l.);
- Servizi di assistenza alla fatturazione e assistenza sistemi informativi, segreteria organi direzionali, comunicazione esterna e affari legali, assistenza gare attive e passive, assistenza software, rimborso spese mensa e CCIAA, rimborso assicurazione dipendenti e aggiornamento MOGC modello 231/01 per € 187.379 (E.S.TR.A. S.p.A.);
- Consulenze e servizi tecnici per € 3.440 (Centria S.r.l.);
- Manutenzione rete gas per € 1.440 (Centria S.r.l.);
- Acquisto energia elettrica e gas metano per cabine e uffici per € 44.143 (Estra Energie

S.r.l.);

- Interessi passivi per cash pooling per € 21 (E.S.TR.A. S.p.A.);
- Ricavi per vettoriamiento rete gas metano per € 288.622 (Estra Energie S.r.l.);
- Ricavi per spostamento e altri lavori su rete per € 11.515 (Estra Energie S.r.l.);
- Ricavi per revisione documentale pratiche del. ARERA 40/14 per € 1.650 (Estra Energie S.r.l.)
- Ricavi per rimborso assicurazione clienti finali per € 237 (Estra Energie S.r.l.);
- Ricavi per service attivo per € 7.000 (Estra S.p.A.).

I rapporti con le suddette società non comprendono operazioni atipiche e/o inusuali e sono regolati da normali condizioni di mercato, pertanto non hanno influito in modo anomalo sul risultato d'esercizio.

GERGAS ha continuato ad interagire con le suddette società con la volontà di creare e di sfruttare all'interno del Gruppo le sinergie che permetteranno di ottimizzare l'attività della società stessa.

Rischi ed incertezze

L'attuale normativa di settore prevede che il servizio di distribuzione del gas naturale venga affidato attraverso delle procedure di gara da svolgersi per Ambiti Territoriali minimi entro termini temporali predefiniti. Gergas gestisce l'attività di distribuzione gas in territori in cui dovranno essere indette gare ai sensi di tale normativa. A seguito delle gare che dovranno essere indette per l'assegnazione delle concessioni, la Società potrebbe non essere in grado di conservare la titolarità di una o più delle proprie concessioni, oppure potrebbe aggiudicarsi le concessioni a condizioni meno favorevoli di quelle attuali, con possibili effetti negativi sulla situazione economico-patrimoniale e finanziaria.

In base però all'attuale normativa (articolo 14 del decreto legislativo, n. 164 del 2000 così modificato dall'art. 24 comma 1 del D.lgs 93/2011), GERGAS godrà del regime che la legge assegna in sede di gara a qualunque gestore uscente del servizio (id est, tipicamente, il diritto all'indennizzo/rimborso relativo alle reti).

I crediti indicati nella situazione al 31.12.2018 non presentano situazioni di rischio. In via

prudenziale è comunque presente un fondo svalutazione crediti per complessivi € 170 mgl relativo alle emissioni già effettuate per quanto riguarda l'attività di distribuzione, misura e vendita di GPL e l'attività di distribuzione gas metano.

L'attività svolta da GERGAS è totalmente regolamentata dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), pertanto non si rilevano rischi su prezzi di vendita.

Le considerazioni sulla situazione finanziaria sono riportate nel paragrafo "analisi patrimoniale e finanziaria" della presente relazione.

In considerazione della tipologia di attività svolta dalla società non si rilevano significativi rischi ambientali.

Infine, per quanto riguarda il fondo per rischi ed oneri , € 461.356, apposto nell'esercizio 2011 a seguito delle comunicazioni da parte CCSE dei risultati dei saldi di perequazione per gli esercizi 2009 e 2010 con riferimento alle località in avviamento, in relazione al quale la Società ha presentato un ricorso al TAR del Lazio contro la CSEA, proprio in merito alla modalità di applicazione delle percentuali adottate sulle località in avviamento del suddetto vincolo dei ricavi, è da evidenziare che, ad oggi, non è stata ancora definita la causa e, pertanto, non è possibile apportare aggiornamenti o ascrivere eventuali utilizzi a bilancio.

Informazioni relative all'uso di strumenti finanziari

Come previsto dall'art. 2428 c.c. si comunica che la Società al fine di coprire il rischio di tasso variabile collegato al mutuo sottoscritto con BNL, ha stipulato un'operazione in strumenti derivati "di copertura", con la stessa Azienda Bancaria.

Il contratto sottoscritto è giunto a naturale scadenza al 31.12.2018 contemporaneamente alla completa e puntuale estinzione del finanziamento. Si riportano comunque a seguire i dati:

1. Interest Rate Swap 184986 (*receive* Euribor 6m più 1,25% vs tasso fisso del 5,38%) su un valore nozionale ad ammortamento, scadenza 31 dicembre 2018.

Il derivato in oggetto era considerato di copertura in quanto speculare all'operazione di finanziamento a tasso variabile in essere con BNL.

Fatti di rilievo verificatisi dopo la chiusura dell'esercizio

Non vi sono fatti di rilievo da segnalare alla data di approvazione del presente bilancio.

Prevedibile evoluzione della gestione

Non è prevista alcuna variazione sostanziale nella gestione futura legata all'attività svolta da GERGAS.

La Società sulla base dell'incremento degli investimenti effettuati e delle deliberazioni emanate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, ritiene che il VRT continuerà a risentire di un lieve decremento.

Per ulteriori informazioni sulle suddette operazioni si rimanda a quanto riportato in Nota Integrativa.

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente