

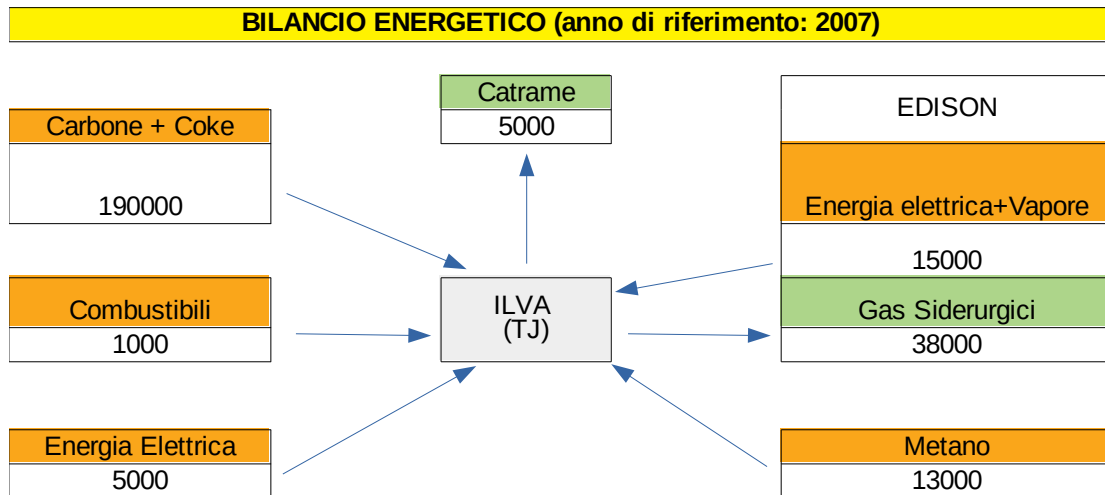
### Scenario produttivo “a freddo” - stabilimento ILVA di Taranto

Il processo produttivo dello stabilimento ILVA può essere globalmente scomposto tra “area a caldo” ed “area a freddo”.

Il primo, l’area a caldo, provvede alla produzione di coils e bramme che poi saranno successivamente lavorate nell’area a freddo.

L’area a freddo dello stabilimento ILVA viene alimentata dalle due centrali CET2 e CET3, le quali forniscono energia elettrica e vapore.

Globalmente, il bilancio dei flussi energetici è sintetizzato come segue:



L’indicazione EDISON appare in quanto il bilancio si riferisce al periodo in cui la proprietà delle centrali era della su citata.

Si può desumere **una forte dipendenza energetica dal carbone** (e dal coke), così come mostrato nel dettaglio anche nella tabella seguente.

Ripartizione dei consumi dei vettori energetici - anno di riferimento 2015					
		Quantità	um	Quantità in TEP	Incidenza %
V1	<b>Energia elettrica</b>	3.200.703.837,18	kWh	598.532	17,8%
V2a	<b>Gas Naturale</b>	10.299,39	TJ	245.997	7,3%
V2b	<b>Gas AFO</b>	13.235,22	TJ	316.118	9,4%
V2c	<b>Gas COKE</b>	6.584,20	TJ	157.261	4,7%
V2d	<b>Gas OG</b>	360,00	TJ	8.601	0,3%
V2a	<b>Parziale totale Gas Combustibili</b>	30.478,92	TJ	727.977	21,7%
V3	<b>Vapore</b>	3.251,11	TJ	86.279	2,6%
V4	<b>Carboni fossili + coke</b>	81.040,13	TJ	1.935.610	57,7%
	<b>Carburanti</b>	6.594,87	t	6.737	0,2%
Vtot	<b>Totale consumata</b>			3.355.134	100%

Gas AFO, COKE ed OG sono derivanti dall’area a caldo (rispettivamente altoforno, cokerie ed acciaierie).

Nel dettaglio, i consumi energetici degli impianti sono indicati in questa tabella:



Ripartizione dei consumi di stabilimento per ATTIVITA' e SERVIZI – anno di riferimento 2015			
	Descrizione	TEP	Incidenza
	<b>Consumi totali</b>	3.355.134,00	100%
LC1	<b>Attività principali (di cui)</b>	2.908.551,00	86,7%
	<b>COKERIA</b>	141.070,00	4,2%
	<b>AGGLOMERATO</b>	276.628,00	8,2%
	<b>ALTOFORNI</b>	2.016.672,00	60,1%
	<b>ACCIAIERIA</b>	96.893,00	2,9%
	<b>LAMINAZIONE A CALDO</b>	328.977,00	9,8%
	<b>LAMINAZIONE A FREDDO</b>	44.452,00	1,3%
	<b>TUBIFICI</b>	3.859,00	0,1%
LC2	<b>Servizi ausiliari (di cui)</b>	311.521,00	9,3%
	<b>PRODUZIONE GAS TECNICI</b>	131.669,00	3,9%
	<b>PRODUZIONE E DISTRIBUZIONE FLUIDI DI PROCESSO</b>	79.498,00	2,4%
	<b>PARCHI PRIMARI</b>	4.590,00	0,1%
	<b>IMPIANTI MARITTIMI</b>	2.686,00	0,1%
	<b>PRODUZIONE CALCE E CALCARE</b>	25.201,00	0,8%
	<b>PRODUZIONE BRICCHETTE</b>	47,00	0,0%
	<b>SOFFIANTI</b>	67.829,00	2,0%
LC3	<b>Servizi generali (di cui)</b>	15.575,00	0,5%
	<b>SERVIZI TECNICI ED AMMINISTRATIVI</b>	9.532,00	0,3%
	<b>ALTRI SERVIZI GENERALI DI STABILIMENTO</b>	6.043,00	0,2%

Si può benissimo notare che **le sezioni dello stabilimento più energivore sono legate all'area a caldo** e, nello specifico, gli altoforni rappresentano gli impianti a maggior richiesta (oltre il 60%).

Energia area a caldo	Energia area a freddo
<b>TJ</b>	<b>TJ</b>
107.246,82	33.252,93
76,33%	23,67%

L'energia necessaria al funzionamento dell'area a freddo viene fornita dalle due centrali termoelettriche CET2 e CET3 di Taranto Energia.

### Produzione di energia alla capacità produttiva (scheda B.3.2)

Fase	Combustibile	Energia Termica		Energia elettrica		
		Potenza <sup>2</sup> termica di combustione [MWt]	Energia prodotta e ceduta a terzi [MWh]	Potenza elettrica nominale [MWe]	Energia prodotta [MWh]	Quota ceduta a terzi [MWh]
CET 3	Gas AFO, COG, LDG e naturale	1.324,6	903.488	188 x 3 <sup>(3)</sup>	4.465.800	4.354.155
CET 2	Gas AFO, COG, LDG, Gas naturale, Olio Combustibile	1.282	0	160 x 3	3.693.600	3.453.516
Totale		2.606,6	903.488	1.044	8.159.400	7.807.671

L'alimentazione delle centrali avviene con i gas rinvenuti dall'area a caldo dello stabilimento, con integrazione di gas metano ed olio combustibile.

Sostanzialmente, i gas hanno le seguenti caratteristiche

	PCI (kcal/Nmc)	composizione
Gas AFO	871,87	N <sub>2</sub> , CO, CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub>
Gas LDG	1.983,90	N <sub>2</sub> , CO, CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub>
Gas coke	4.481,10	H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , CO, N <sub>2</sub>
Idrogeno	2.402,01	
CO	2.539,46	
Metano	8.570,00	

In previsione di una cessazione della produzione dell'area a caldo, *verrebbero a mancare i gas AFO, LDG/OG e coke*, quindi l'area a freddo necessiterebbe di una nuova alimentazione.

### Produzione di energia elettrica mediante fonti rinnovabili

Il modello energetico in genere prevede la produzione di energia nello stesso momento in cui c'è bisogno, ma questo non è efficiente perché dovrebbe essere dimensionato in base alla potenza massima necessaria solo in determinati momenti e non in base alla potenza media.

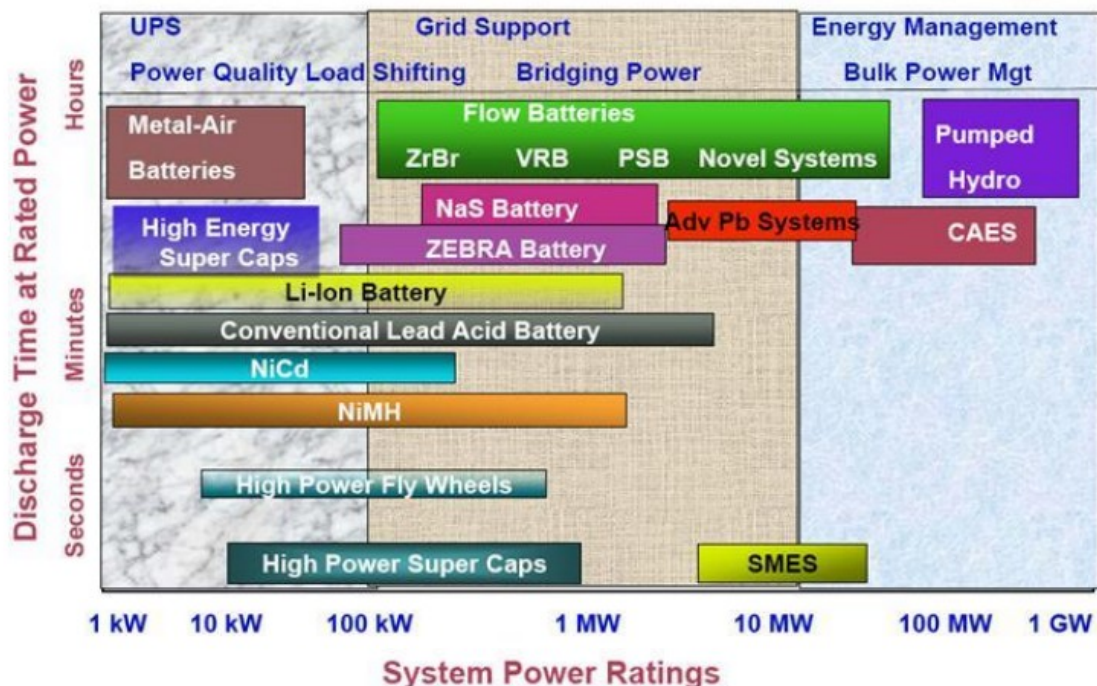
Un modo per rendere più efficiente questo sistema potrebbe essere quello di dimensionare i sistemi produttivi **in base all'energia necessaria** invece che in base alla potenza.

Per quanto riguarda l'energia elettrica, l'area a freddo necessita di 15.000 TJ per il suo funzionamento, energia che può essere fornita da *un parco fotovoltaico da 350 MW* ed occupante una superficie di circa 3 km<sup>2</sup>, a cui dovrebbe essere affiancato un sistema di gestione dell'energia per renderla disponibile alle esigenze dello stabilimento durante il giorno e durante l'anno e che serva a superare le discontinuità che possono sorgere tra il momento in cui avviene la produzione e quello in cui avviene il consumo.

Con un modello elettrico ibrido, il sistema di accumulo è stato ottenuto in modo virtuale dalla rete elettrica, ma si può avere un sistema di accumulo reale.

- Il sistema di accumulo maggiormente utilizzato è costituito dai **sistemi di pompaggio composti da due serbatoi idrici** posti a quote differenti attraverso i quali l'energia elettrica viene trasformata e accumulata sotto forma di energia potenziale ottenuta pompando acqua dal serbatoio a quota più bassa verso quello a quota più alta. In questo modo quando è necessario avere energia elettrica basterà aprire delle valvole e alimentare delle turbine idroelettriche con l'acqua proveniente dal serbatoio superiore. L'applicazione di questa tecnologia è comunque da valutare con attenzione, in considerazione delle energie in gioco e dell'andamento pressoché pianeggiante del paesaggio.
- Un altro modo per accumulare energia consiste nel farlo sotto forma di energia chimica: uno dei vettori energetici che possono essere utilizzati a tale scopo è **l'idrogeno** che non si trova in natura in forma molecolare ma solo combinato con altri elementi come nell'acqua in cui è combinato con l'ossigeno. Il sistema per accumulare l'energia consiste nello scindere le molecole in cui è presente l'idrogeno, così ricavare idrogeno gassoso che può essere compresso in bombole per essere stoccato e quindi distribuito per la sua utilizzazione. L'idrogeno può essere ricavato attraverso il processo di elettrolisi dell'acqua, con il quale si fa passare della corrente elettrica tra due elettrodi provocando la scissione della molecola di acqua. L'idrogeno così ricavato può essere stoccato in bombole sotto forma di gas compresso o liquefatto a basse temperature. Un altro utilizzo dell'idrogeno potrebbe essere ad esempio quello di miscelarlo con biometano per ottenere idrometano da immettere nella rete del gas o per alimentare i mezzi di trasporto.
- Uno dei sistemi di accumulo sotto forma di energia meccanica è quello ad **aria compressa** con il quale l'energia elettrica o meccanica viene utilizzata per comprimere l'aria dentro un serbatoio dove verrà stoccata e dalla quale verrà prelevata quando serve per alimentare delle macchine ad aria e così riottenere energia meccanica o elettrica. Lo stoccaggio può avvenire in serbatoi fuori terra oppure in serbatoi interrati o sottomarini.

Sicuramente una soluzione sarebbe l'utilizzo di un mix di queste alternative tecnologiche, con particolare riferimento all'utilizzo dell'idrogeno per alimentare i mezzi di trasporto. Per una valutazione dei costi servirebbe una analisi energetica di dettaglio dell'andamento dei consumi dello stabilimento, al fine di poter valutare la migliore soluzione dal punto di vista tecnico/economica.



I costi di alcuni dei sistemi di accumulo sono mostrati di seguito.

Figure 16: Properties of pumped hydro storage systems, 2016 and 2030

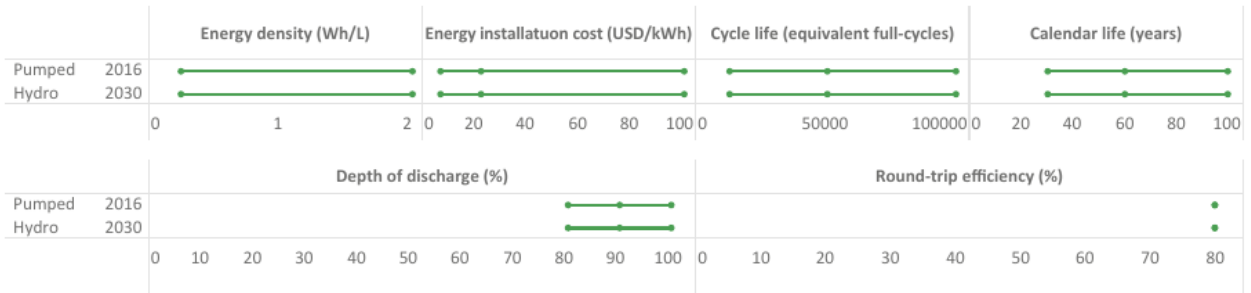


Figure 19: Properties of compressed air energy storage systems in 2016 and 2030

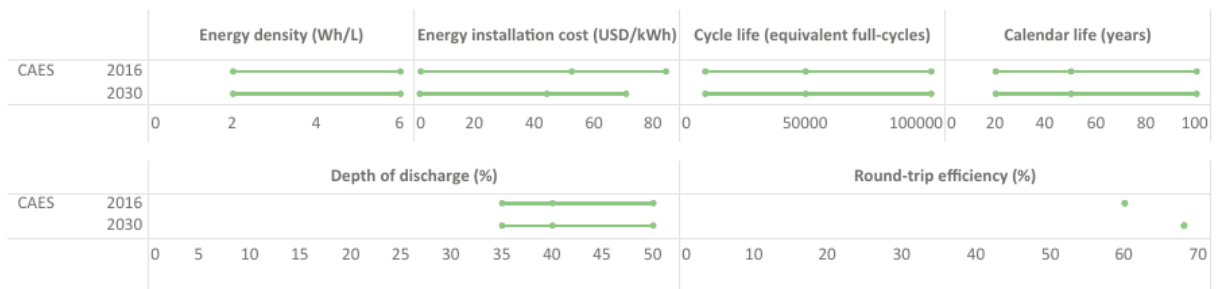


Figure 22: Properties of flywheel energy storage systems, 2016 and 2030

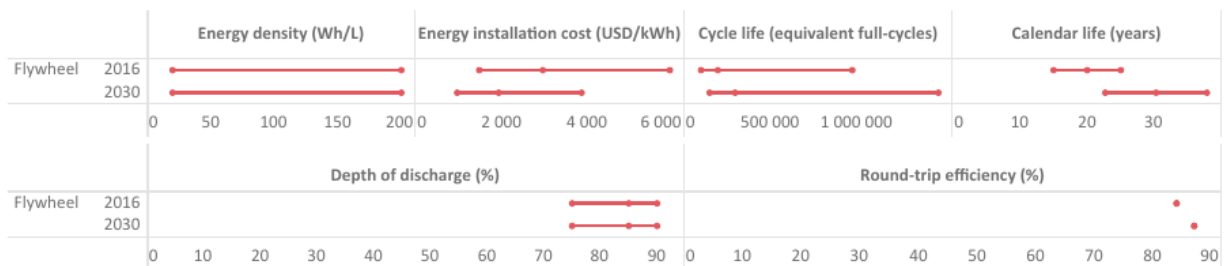


Figure 26: Properties of selected chemistries of lithium-ion battery electricity storage systems, 2016

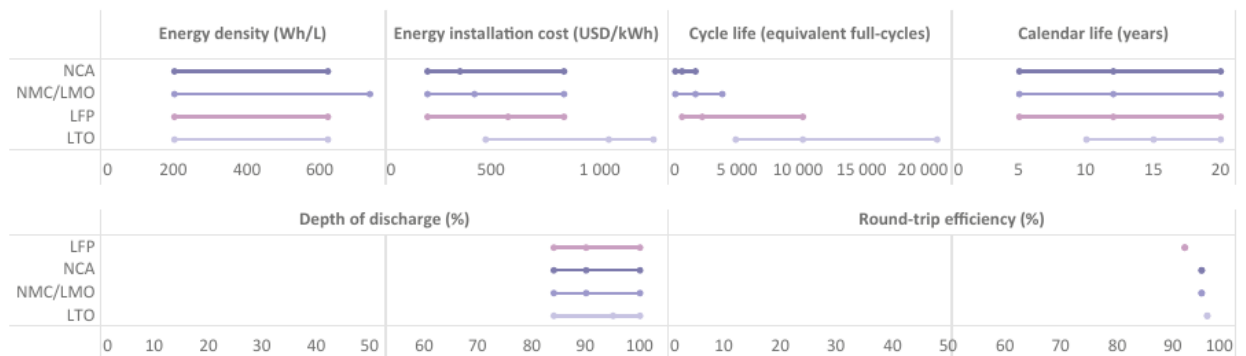
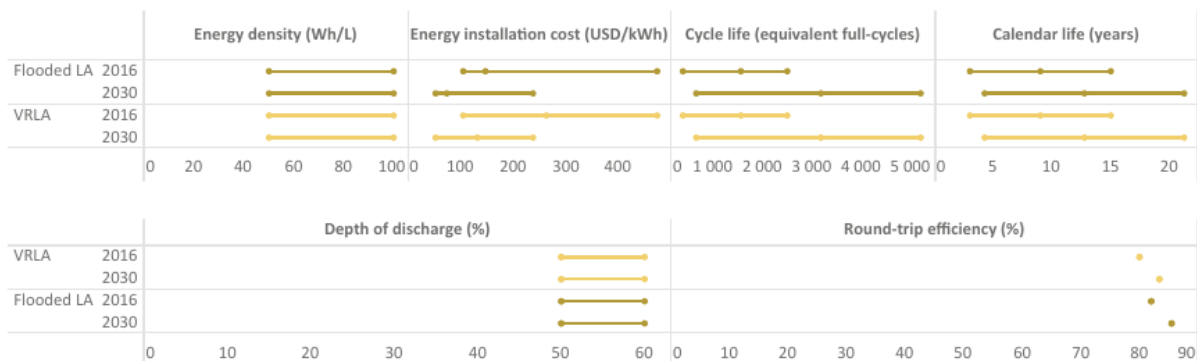
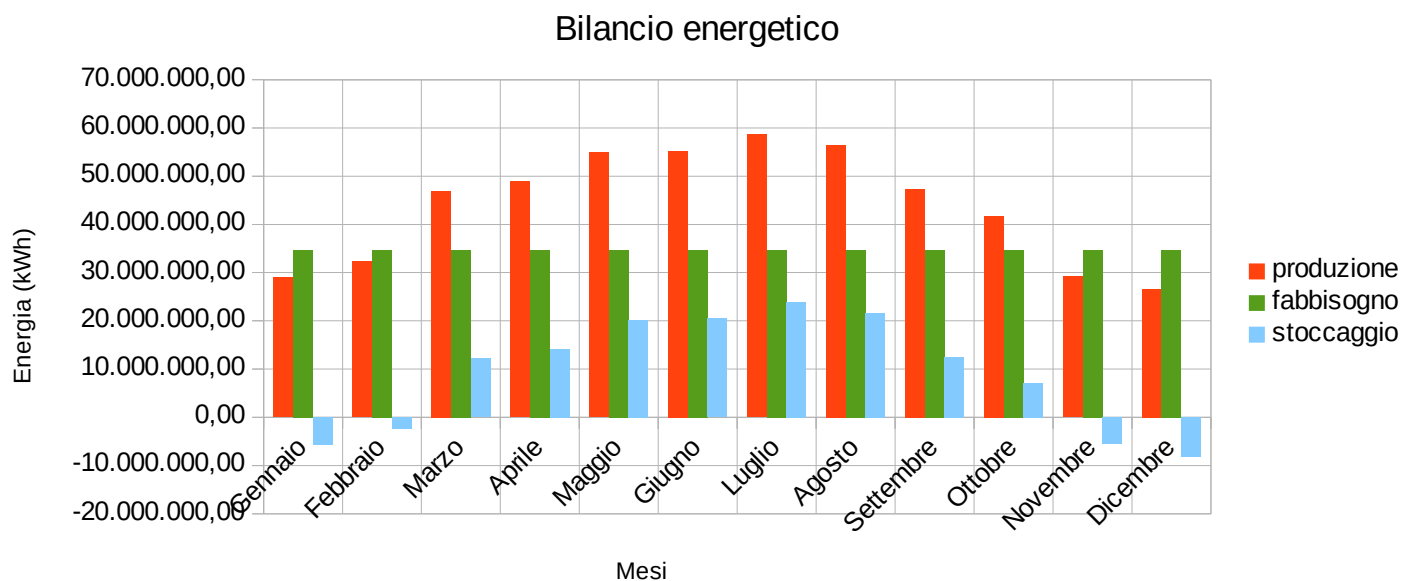


Figure 36: Properties of lead-acid battery energy storage systems, 2016 and 2030



Supponendo un fabbisogno costante di energia, un bilancio energetico stimato è il seguente.



Il grafico esprime la differenza tra il fabbisogno energetico e la produzione media mensile da impianto fotovoltaico, consentendo di stimare le capacità di stoccaggio e/o richiesta energetica in via preliminare.

In questo modo, supponendo che la capacità massima di stoccaggio necessaria sia di circa 25.000.000 kWh e di volerla soddisfare con sistemi CAES, il costo approssimativo (secondo le stime dell'Agencia IRENA pari a 50 \$/kWh) sarebbe di circa **1 miliardo di euro**, ed approssimativamente la metà per un analogo sistema di pompaggio idraulico.

Ricorrendo ad un sistema di celle a combustibile utilizzando idrogeno è presumibile una spesa pari a circa **900 milioni di euro**.

I costi alti di investimento sono però ampiamente ricompensati dall'innovazione rappresentata dalla tecnologia, dalla sua versatilità (l'idrogeno può essere anche utilizzato come vettore energetico per alimentare i veicoli), i bassi costi di esercizio (a differenza degli altri sistemi) e di impatto ambientale.

E' inoltre possibile che impianti per la gestione dell'idrogeno siano in parte già disponibili all'interno dello stabilimento.

Chiaramente la stima si riferisce al costo calcolato per un sistema di stoccaggio di capacità massima, da ridurre in una logica più integrata di gestione dell'energia con la rete ed attuando un risparmio energetico generale dello stabilimento.

Per fare un paragone, il costo di questo sistema di accumulo è equivalente a quello della conversione delle attuali centrali CET2 e CET3 in centrali termoelettriche a ciclo combinato con cogenerazione mediante uso di gas metano.

### Produzione di energia elettrica mediante la conversione in centrali a gas naturale

La fornitura di metano alle due centrali CET, eventualmente in sostituzione dei gas AFO, coke ed LDG/OG, è garantita dalle due attuali condotte dalla portata di 100.000 Nm<sup>3</sup>/h ciascuna, a servizio dell'ILVA di Taranto.

Infatti dai dati desumibili dalla dichiarazione ambientale di Taranto Energia si apprende che:

Gas	1000 Snmc	Energia kcal	TJ	Conversione in GN
GN	154.389,00	1,32311E+12	5.530,62	154.389.000,00
COKE	82.040,00	3,67629E+11	1.536,69	42.897.251,34
AFO+LDG	3.472.893,00	6,88987E+12	28.799,67	803.952.441,39
<b>Totale</b>			<b>35.866,97</b>	<b>1.001.238.692,73</b>

Portata gas naturale	200.000,00	Snmc/h
Ore funzionamento	7200	
Portata annua	1.440.000.000,00	Snmc
Rapporto esistente/necessario	1,44	

Effettuando la sostituzione tra i gas provenienti dall'area a caldo con il gas naturale, **le condotte tuttora in esercizio appaiono soddisfare il fabbisogno** con una eccedenza anche del 44%.

### Acciaieria elettrica

Nel contesto del mercato globale, il mercato orientale è favorito per ragioni dettate da alcune condizioni non replicabili in quello europeo, come gli aiuti di Stato e gli approcci agli impatti ambientali ed alle condizioni di lavoro, pertanto investire nella produzione di acciaio non assicura un tempo di ritorno.

Ciò anche a causa della mancanza della disponibilità di materie prime ed energia a basso prezzo.

Una alternativa al ciclo integrale è però rappresentata dai **forni elettrici**, i quali rappresentano l'economia circolare qualora abbiano come obiettivo il recupero dei rottami.

Partendo dal presupposto che il carico ambientale sulle matrici ambientali e sulla salute della popolazione è saturo, e che quindi nessuna produzione di acciaio dovrebbe essere più consentita in questi luoghi, l'uso di forni elettrici per una potenzialità massima di circa **700.000 tonnellate annue** ma alimentato da fonti rinnovabili prevede il seguente scenario energetico:

<b>Fabbisogno elettrico</b>	368.161.632,00	kWh/anno
<b>Potenza impianto FV</b>	283,20	MW
<b>Area FV necessaria</b>	2,27	kmq

La competitività del sistema dipende soprattutto dai costi dell'energia elettrica, che possono essere abbattuti esclusivamente mediante la produzione tramite le fonti rinnovabili, abbinata ad un sistema di accumulo che tenga conto delle differenze tra generazione ed utilizzo.

Il vantaggio dell'acciaieria elettrica è rappresentato anche dalla sua **versatilità, che la rende molto più elastica alle condizioni di mercato**, a condizione di realizzare un livello produttivo come quello indicato e non quanto adesso autorizzato allo stabilimento di Taranto.

il quale corrisponde alle stime di emissioni in atmosfera massime di seguito indicate

Emissioni in atmosfera			Stima	
Polveri	g/t	780	524.983.680,00	g/anno
Hg	mg/t	3350	2.254.737,60	g/anno
Pb	mg/t	2700	1.817.251,20	g/anno
Cr	mg/t	1900	1.278.806,40	g/anno
Ni	mg/t	1100	740.361,60	g/anno
Zn	mg/t	34000	22.883.904,00	g/anno
Cd	mg/t	54	36.345,02	g/anno
Cu	mg/t	342	230.185,15	g/anno
HF	mg/t	2900	1.951.862,40	g/anno
Hcl	mg/t	7000	4.711.392,00	g/anno
SO2	g/t	90	60.575.040,00	g/anno
Nox	g/t	170	114.419.520,00	g/anno
CO	g/t	2800	1.884.556.800,00	g/anno
TOC	gC/t	100	67.305.600,00	g/anno
Benzene	mg/t	3150	2.120.126,40	g/anno
Clorobenzene	mg/t	37	24.903,07	g/anno
IPA	mg/t	53	35.671,97	g/anno
PCB	mg/t	920	619.211,52	g/anno
PCDD/F	mgl/t	11,5	7.740,14	g/anno

### Conclusioni

Nell'ipotesi del funzionamento della sola area a freddo, la chiusura dell'area a caldo fa mancare i gas necessari per soddisfare il fabbisogno energetico e quindi si rende necessaria una fornitura alternativa di energia.



Illustrazione 1: 1= area discariche, 2= area Centrali Termiche, 3= parchi minerali, 4= acciaierie, 5= area cave



Precisando che questa è una simulazione, e che quindi risulta necessaria una stima più precisa dei dati di fabbisogno energetico e dello stato delle infrastrutture presenti, per l'attuazione della produzione con la sola area a freddo si può prevedere che **l'area delle discariche sia convertita in parco fotovoltaico (oppure l'area adibita a cave) ed alimentare totalmente l'area a freddo**, con l'ausilio di sistemi di accumulo energetico.

Inoltre, all'interno della zona in cui sono presenti le centrali termiche esistono le infrastrutture per la gestione del flusso energetico.

Gli investimenti da attuare per questo scenario sono:

- la costruzione del parco fotovoltaico da 350 MW (pari a **350 milioni di euro**, ma soggetto ad un notevole ribasso in ragione di economie di scala, senza contare il risparmio in termine di gestione ordinaria)
- sistema di accumulo energetico (pari a **900 milioni di euro** se effettuato con l'ausilio dell'idrogeno, ma con un sistema con più tecnologie il costo si può ridurre anche della metà, senza contare i vantaggi provenienti dall'avere un sistema più versatile)

Nel caso in cui si volesse affiancare una produzione di acciaio mediante forni elettrici, con una potenzialità massima di **700.000 tonnellate annue**, anche in questo caso l'alimentazione potrebbe avvenire mediante un parco fotovoltaico da realizzarsi presso l'area adibita attualmente a cave.

In questo scenario, ci sarebbero da aggiungere i costi relativi a:

- costruzione forno elettrico (costo pari a circa **100 milioni di euro**)
- costruzione parco fotovoltaico da 280 MW (costo pari a circa **280 milioni di euro**, ma soggetto ad un notevole ribasso in ragione di economie di scala, senza contare il risparmio in termine di gestione ordinaria)
- sistema di accumulo energetico (opzionale, ed in ragione delle esigenze produttive)

Va precisato che la produzione con forno elettrico presenta problematiche ambientali analoghe al ciclo integrale nel caso in cui il rottame trattato non fosse di qualità.