



Ricerca di Sistema elettrico

Scenari energetici sull'utilizzo della CO₂ per l'accumulo di energia in Sardegna

M. Mureddu, A. Porcu, F. Ferrara, A. Pettinau, G. Cau

SCENARI ENERGETICI SULL'UTILIZZO DELLA CO₂ PER L'ACCUMULO DI ENERGIA IN SARDEGNA

M. Mureddu, A. Porcu, F. Ferrara, A. Pettinau (Sotacarbo SpA)

G. Cau (Dipartimento di Ingegneria meccanica, chimica e dei materiali, Università di Cagliari)

Gennaio 2019

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2018

Progetto: *Tecnologie e metodologie low carbon e Edifici a energia quasi zero (nZEB) – I16C18000200001*

Parte A: Tecnologie per l'impiantistica energetica 'low carbon'

Tema A: Impianti ad emissione negativa: Gassificazione e co-gassificazione di biomasse per lo sviluppo di piccoli sistemi energetici e trattamento del syngas e utilizzo della CO₂

Sottotema a.4: Utilizzo di CO₂ per la produzione di combustibili (metanolo e Dimetiletere (DME))

Responsabile del Progetto: dott.ssa Franca Rita Picchia, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "*Tecnologie e metodologie Low Carbon e Edifici ad energia quasi zero (nZEB)*"

Responsabile scientifico ENEA: ing. Paolo Deiana

Responsabile scientifico SOTACARBO: ing. Enrico Maggio

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE AL PROGETTO.....	5
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI.....	5
3 CONCLUSIONI.....	7
4 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	7
5 ALLEGATO	7

Sommario

A prosecuzione delle attività sperimentali condotte nel PAR 2017 (a.4 Utilizzo di CO₂ per la produzione di combustibili - metanolo e DME) e con l'obiettivo dello svolgimento delle prove di sintesi del metanolo e della conversione catalitica diretta "one-step" da miscele CO₂/H₂ a DME in diverse condizioni operative, è stato intrapreso uno studio teorico che ha consentito di avere un quadro generale sull'applicazione delle tecnologie energetiche di riutilizzo della CO₂ riferito al sistema energetico della Sardegna. L'accordo stipulato tra la Sotacarbo e il Dipartimento di Ingegneria meccanica, chimica e dei materiali dell'Università di Cagliari, si inquadra nell'ambito dello studio preliminare volto all'avanzamento delle conoscenze nel settore dei processi innovativi di utilizzo dell'anidride carbonica e di accumulo dell'energia da fonti rinnovabili. L'attività ha previsto uno studio dello stato attuale del sistema di generazione elettrica della Sardegna, per individuare l'entità delle problematiche inerenti lo stoccaggio di energia (principalmente sotto forma di metanolo e DME) e le fonti concentrate di CO₂ (principalmente derivanti da centrali termoelettriche e realtà industriali) disponibili sul territorio sardo. Nello specifico sono state condotte le seguenti indagini:

- Analisi del sistema energetico sardo;
- Screening delle fonti concentrate di CO₂ (centrali termoelettriche e industrie);
- Analisi della disponibilità geografica e temporale di energia elettrica in eccesso da accumulare chimicamente mediante la produzione di combustibili liquidi.

1 Introduzione al progetto

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) prevede il raggiungimento di obiettivi ambiziosi entro il 2030 attraverso la chiusura di tutti gli impianti termoelettrici alimentati a carbone entro il 2025. Tale chiusura avrà un impatto importante sul sistema energetico sardo, in quanto attualmente circa 990 MW_e di capacità produttiva da termoelettrico sono alimentati a carbone. Risulta quindi importante in chiave futura analizzare l'attuale sistema energetico regionale. La futura chiusura di tali impianti, unitamente alla forte penetrazione dei sistemi di generazione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili (quali in particolare quelle eolica e solare, e alla diffusione della generazione distribuita), avrà un impatto negativo sulla stabilità della rete elettrica. L'accumulo dell'energia sotto varie forme è un aspetto strategico per il sistema energetico sardo. Nello specifico, la ricerca svolta riguarda l'analisi del sistema energetico della Sardegna, con particolare riferimento al sistema di generazione elettrica, finalizzato alla valutazione dei benefici (in termini di stabilità della rete elettrica e riduzione delle emissioni inquinanti) derivanti dall'introduzione di sistemi di accumulo energetico basati sulla produzione di combustibili liquidi integrati con sistemi di generazione elettrica da fonti rinnovabili.

Il surplus di energia elettrica in Sardegna, può essere in parte utilizzato per la produzione di combustibili pregiati, "puliti" e "rinnovabili", mediante opportuni processi di idrogenazione della CO₂, ottenuta da processi di cattura integrati in impianti termoelettrici o industriali in genere, con idrogeno prodotto da processi elettrolitici. In questo contesto si inserisce la prosecuzione delle attività sperimentali condotte nel PAR 2017 (a.4 Utilizzo di CO₂ per la produzione di combustibili (metanolo e DME) con l'obiettivo di condurre delle prove di sintesi del metanolo e della conversione catalitica diretta "one-step" da miscele CO₂/H₂.

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

Ai fini della caratterizzazione delle potenzialità di produzione dei combustibili liquidi da surplus di produzione di energia elettrica, lo studio è stato rivolto, principalmente, ad una analisi sistematica del sistema energetico della Sardegna, con specifico riferimento al sistema di generazione elettrica. Lo studio si articola in tre parti distinte concernenti le seguenti tematiche:

1. Analisi della struttura del sistema di generazione elettrica della Sardegna;
2. Ricognizione delle principali fonti concentrate di CO₂ nel settore elettrico in Sardegna;
3. Potenzialità di produzione di combustibili liquidi "rinnovabili" da surplus di produzione di energia elettrica in Sardegna.

È stata preliminarmente svolta una analisi del sistema di generazione elettrica della Sardegna volta a caratterizzarne la struttura, le potenzialità e l'incidenza delle diverse tecnologie di generazione elettrica basate sui combustibili fossili e sulle fonti rinnovabili. Sono state analizzate in dettaglio la struttura e la consistenza degli impianti termoelettrici, con particolare riguardo ai tre principali poli di Fiume Santo, Portovesme e Sarroch, degli impianti idroelettrici, a bioenergie e degli impianti eolici e fotovoltaici.

Attraverso l'utilizzo di dati e informazioni rilevati da pubblicazioni e rapporti statistici prodotti dai principali operatori del mercato elettrico, da TERNNA e dal GSE, oltre che dal PEARS ed altri documenti correlati della Regione Autonoma della Sardegna, sono stati quindi analizzati la produzione per fonte e il bilancio energetico del sistema elettrico regionale. Sono state altresì quantificate le emissioni di CO₂ dei principali impianti di generazione elettrica a combustibile fossile, che per consistenza della concentrazione di emissioni possono essere indicati come siti ideali per l'integrazione con sistemi di separazione della CO₂ e di produzione di idrogeno e di combustibili liquidi.

In base ai dati raccolti ed elaborati è stata valutata, in termini globali e su base annua, la possibilità di utilizzare il surplus di produzione elettrica per alimentare sistemi integrati di produzione di idrogeno e di combustibili liquidi. Da questa valutazione sono state infine ottenute indicazioni sulla potenziale produzione di combustibili liquidi (specificamente metanolo e dimetiletere) e sui conseguenti effetti sulla riduzione delle emissioni di CO₂ a livello regionale.

SEPARAZIONE CO₂ POST-COMB	U.M.	min	max
Mancata produzione elettrica	kWh/kgCO ₂	0,163	0,244
Assorbimento ausiliari elettrici	kWh/kgCO ₂	0,037	0,037
Assorbimento compressori CO ₂	kWh/kgCO ₂	0,147	0,147
Assorbimento equivalente totale	kWh/kgCO ₂	0,347	0,428
Mancata produzione elettrica	kWh/kgMeOH	0,224	0,336
Assorbimento ausiliari elettrici	kWh/kgMeOH	0,051	0,051
Assorbimento compressori CO ₂	kWh/kgMeOH	0,202	0,202
Assorbimento equivalente totale	kWh/kgMeOH	0,477	0,588
PRODUZIONE IDROGENO	U.M.	min	max
Assorbimento elettrolizzatori	kWh/kgH ₂	50,0	70,0
Assorbimento compressori H ₂	kWh/kgH ₂	3,985	3,985
Assorbimento totale	kWh/kgH ₂	53,985	73,985
Assorbimento elettrolizzatori	kWh/kgMeOH	9,375	13,125
Assorbimento compressori H ₂	kWh/kgMeOH	0,747	0,747
Assorbimento totale	kWh/kgMeOH	10,122	13,872
PRODUZIONE METANOLO	U.M.	min	max
Assorbimento totale CO ₂ +H ₂	kWh/kgMeOH	10,599	14,460
FATTORI DI PRODUZIONE	U.M.	min	max
Produzione MeOH	t/anno	264.178	193.634
Produzione DME	t/anno	367.551	269.403
Produzione H ₂	t/anno	49.533	36.306
Utilizzo CO ₂	t/anno	363.245	266.246
Rapporto CO ₂ utilizzata/emessa	%	5,12	3,75

Tabella 1. Caratteristiche basilari, assunzioni e potenzialità della produzione di metanolo e dimetiletere da surplus di produzione di energia elettrica.

Dal presente studio si evince che, considerati il notevole surplus di produzione elettrica disponibile e la notevole produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, esiste in Sardegna un notevole potenziale di produzione di metanolo da idrogenazione di CO₂, e di eventuale produzione/co-produzione di dimetiletere, realizzabile anche attraverso un sistema distribuito di impianti di piccola e media taglia, con capacità di produzione annua da qualche centinaio a diverse migliaia di tonnellate.

Un tale sistema, opportunamente e strategicamente integrato con il sistema di generazione elettrica della Sardegna, potrebbe fornire un significativo contributo per una più efficace gestione del dispacciamento dell'energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili non programmabili e per una più efficace operatività degli impianti termoelettrici a combustibili fossili, oltre che alla riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera.

Come già osservato, infatti, la produzione da FER non programmabili, eolica e solare fotovoltaica, risulta dello stesso ordine di grandezza, e negli anni più recenti perfino maggiore, del surplus di produzione esportato verso altre regioni. Pertanto, l'accumulo energetico in forma chimica realizzato attraverso la produzione di combustibili sintetici prodotti mediante idrogenazione di CO₂, con produzione di idrogeno da surplus di produzione elettrica, si può ritenere senza dubbio un efficace strumento di razionalizzazione e di gestione ottimale della produzione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili.

3 Conclusioni

Il presente studio, inquadrato nell'ambito dell'Accordo di Programma MISE-ENEA "PAR 2018" e concernente una estensione delle attività di ricerca condotte dalla Sotacarbo sul tema "a.4 Utilizzo di CO₂ per la produzione di combustibili - metanolo e DME", è volto all'avanzamento delle conoscenze nel settore dei processi innovativi di utilizzo dell'anidride carbonica e di accumulo dell'energia da fonti rinnovabili. Ai fini della caratterizzazione delle potenzialità di produzione dei combustibili in parola da surplus di produzione di energia elettrica, lo studio è stato rivolto, principalmente, ad una analisi sistematica del sistema energetico della Sardegna, con specifico riferimento al sistema di generazione elettrica.

Dalle valutazioni effettuate in tal senso sono state ottenute indicazioni sulla potenziale produzione di combustibili liquidi, specificamente metanolo e dimetiletere, e sui conseguenti effetti sulla riduzione delle emissioni di CO₂ a livello regionale.

Nell'ipotesi di utilizzare tutto il surplus di produzione elettrica, con riferimento al valore medio annuo del surplus degli ultimi cinque anni, sarebbe possibile produrre una quantità di idrogeno compresa tra i valori 36-50 kt/anno, a seconda dell'efficienza dei processi, e conseguentemente, se l'idrogeno venisse utilizzato totalmente per l'idrogenazione della CO₂, 194-264 kt/anno di metanolo ovvero 269-368 kt/anno dimetiletere. L'utilizzo di CO₂ sarebbe compreso tra i valori 266-363 kt/anno, che corrispondono, indicativamente, a percentuali comprese tra 3,75-5,12% della produzione annua complessiva delle centrali EP Fiumesanto e IGCC SARAS insieme.

L'ipotesi di utilizzare l'intero surplus di produzione elettrica è ovviamente non verosimile ed è stata qui considerata semplicemente al fine di fornire un'indicazione di riferimento sulla massima produzione annua possibile di idrogeno, metanolo e dimetiletere, oltreché di valutare la massima quantità di CO₂ utilizzabile allo scopo. Sulla base del surplus di produzione elettrica disponibile, pertanto, potrebbero essere realizzati in Sardegna impianti di produzione di metanolo da idrogenazione di CO₂ di taglie simili a quelle degli impianti attualmente esistenti (con capacità produttiva da qualche centinaio a diverse migliaia di t/anno), capaci di fornire un significativo contributo ad una più efficace gestione del dispacciamento dell'energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili non programmabili e ad una più efficace operatività degli impianti termoelettrici a combustibili fossili, oltre che alla riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera.

4 Abbreviazioni ed acronimi

DME - Dimetiletere

ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

DIMCM - Dipartimento di Ingegneria Meccanica, Chimica e dei Materiali

FER – Fonti Energetiche Rinnovabili

GSE – Gestore dei Servizi Energetici

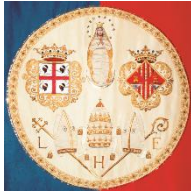
IGCC – Integrated Gasification Combined Cycle

MiSE - Ministero per lo Sviluppo Economico

PEARS – Piano Energetico Ambientale Regione Sardegna

SOTACARBO S.p.A. - Società di Tecnologia Avanzate Low CARBOn

5 Allegato



Università degli Studi di Cagliari

Dipartimento di Ingegneria meccanica, chimica e dei materiali

SCENARI ENERGETICI SULL'UTILIZZO DELLA CO₂ PER L'ACCUMULO DI ENERGIA IN SARDEGNA

Prof. Ing. Giorgio Cau

Dipartimento di Ingegneria meccanica, chimica e dei materiali
Università di Cagliari

Dicembre 2018

INDICE

INTRODUZIONE		1
1. ANALISI DEL SISTEMA DI GENERAZIONE ELETTRICA DELLA SARDEGNA		3
1.1	PREMESSA	3
1.2	LA STRUTTURA DEL SISTEMA DI GENERAZIONE ELETTRICA	3
	1.2.1 Gli impianti di generazione termoelettrica	3
	1.2.2 Gli impianti termoelettrici di autoproduzione	9
	1.2.3 Gli impianti di generazione da bioenergie	10
	1.2.4 Dati ufficiali TERNA sugli impianti termoelettrici al 31/12/2017	12
	1.2.5 Gli impianti di generazione idroelettrica	12
	1.2.6 Gli impianti di generazione eolica	15
	1.2.7 Gli impianti di generazione fotovoltaica	19
	1.2.8 Interconnessione Sardegna-Continente	22
1.3	LA PRODUZIONE E IL CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA	24
	1.3.1 Composizione del mix energetico e struttura del bilancio energetico	24
	1.3.2 Consumi di energia elettrica per macrosettore	31
	1.3.3 Consumi pro-capite di energia elettrica	31
	1.3.4 Picchi di potenza	32
2. RICOGNIZIONE DELLE PRINCIPALI FONTI CONCENTRATE DI CO ₂ NEL SETTORE ELETTRICO IN SARDEGNA		35
3. POTENZIALITÀ DI PRODUZIONE DI COMBUSTIBILI LIQUIDI "RINNOVABILI" DA SURPLUS DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN SARDEGNA		41
3.1	PROCESSI DI SEPARAZIONE (CATTURA) DELLA CO ₂	41
	3.1.1 Tecnologie di separazione post-combustione	42
	3.1.2 Tecnologie di separazione pre-combustione	43
3.2	PROCESSI DI ELETTROLISI DELL'ACQUA	43

3.3	PROCESSI DI IDROGENAZIONE DELLA CO ₂	43
	3.3.1 Produzione di metanolo	44
	3.3.2 Produzione di dimetiletere	45
	3.3.3 Impianti realizzati e in fase di sviluppo	45
3.4	POTENZIALITÀ DI PRODUZIONE DI METANOLO E DIMETILETERE DA SURPLUS DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	46
CONCLUSIONI		51
BIBLIOGRAFIA		55
APPENDICE		59

INTRODUZIONE

Il presente studio si inquadra nell'Accordo di Programma MISE-ENEA "PAR 2017", e concerne una estensione delle attività di ricerca condotte dalla Sotacarbo nell'ambito del tema "a.4 Utilizzo di CO₂ per la produzione di combustibili - metanolo e DME". In particolare, le attività di ricerca in parola si inquadrano nell'ambito dello studio preliminare volto all'avanzamento delle conoscenze nel settore dei processi innovativi di utilizzo dell'anidride carbonica e di accumulo dell'energia da fonti rinnovabili.

L'accumulo dell'energia sotto varie forme rappresenta infatti un'esigenza sempre più sentita principalmente in relazione alla forte penetrazione dei sistemi di generazione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, quali in particolare quelle eolica e solare, e alla diffusione della generazione distribuita e delle smart-grid più in generale.

Nello specifico, il presente studio, intitolato "*Scenari energetici sull'utilizzo della CO₂ per l'accumulo di energia in Sardegna*", riguarda principalmente l'analisi del sistema energetico della Sardegna, con particolare riferimento al sistema di generazione elettrica, ed è finalizzato alla valutazione dei benefici derivanti dall'introduzione di sistemi di accumulo energetico basati sulla produzione di combustibili liquidi integrati con sistemi di generazione elettrica da fonti rinnovabili. In tal senso, l'attività prevede un'analisi dello stato attuale del sistema di generazione elettrica della Sardegna, per una stima preliminare dell'impatto che sistemi distribuiti di accumulo dell'energia, principalmente sotto forma di metanolo e dimetiletere (DME), potrebbero avere sul sistema energetico e sulle relative emissioni inquinanti.

Lo studio è articolato in tre parti come di seguito specificato:

1. Analisi della struttura del sistema di generazione elettrica della Sardegna;
2. Ricognizione delle principali fonti concentrate di CO₂ nel settore elettrico in Sardegna;
3. Potenzialità di produzione di combustibili liquidi "rinnovabili" da surplus di produzione di energia elettrica in Sardegna.

Nel corso della prima parte è stata preliminarmente svolta una analisi del sistema di generazione elettrica della Sardegna volta a caratterizzarne la struttura, le potenzialità e l'incidenza delle diverse tecnologie di generazione elettrica basate sui combustibili fossili e sulle fonti rinnovabili. Sono state analizzate in dettaglio la struttura e la consistenza degli impianti termoelettrici, con particolare riguardo ai tre principali poli di Fiume Santo, Portovesme e Sarroch, degli impianti idroelettrici, a bioenergie e degli impianti eolici e fotovoltaici.

Attraverso l'utilizzo di dati e informazioni rilevati da pubblicazioni e rapporti statistici prodotti dai principali operatori del mercato elettrico, da TERNA e dal GSE, oltre che dal PEARS ed altri documenti correlati della Regione Autonoma della Sardegna, sono stati quindi analizzati la produzione per fonte e il bilancio energetico del sistema elettrico regionale.

Sulla base di quanto emerso dall'analisi del sistema di generazione elettrica, nella seconda parte dello studio sono state quantificate le emissioni di CO₂ dei principali impianti di generazione elettrica a combustibile fossile, che per consistenza della concentrazione di emissioni possono essere indicati come siti ideali per l'integrazione con sistemi di separazione della CO₂ e di produzione di idrogeno e di combustibili liquidi.

La quantificazione delle emissioni di CO₂, oltre che con l'utilizzo di dati reali di emissione rilevati da rapporti pubblicati dai principali produttori, è stata anche effettuata, a fini comparativi, utilizzando un modello appositamente sviluppato basato sui fattori di emissione, a partire dai consumi di combustibile fossile sempre rilevati da rapporti pubblicati dai produttori. La metodologia sviluppata potrà essere eventualmente estesa ad alcuni siti industriali di rilevante interesse ove siano reperibili informazioni sui bilanci energetici e sui consumi di combustibili fossili.

Sempre a partire dalle risultanze dell'analisi del sistema regionale di generazione elettrica, nella terza parte dello studio è stata valutata, in termini globali e su base annua, la possibilità di utilizzare il surplus di produzione elettrica per alimentare sistemi integrati di produzione di idrogeno e di combustibili liquidi. Da questa valutazione sono state infine ottenute indicazioni sulla potenziale produzione di combustibili liquidi (specificamente metanolo e dimetiletere) e sui conseguenti effetti sulla riduzione delle emissioni di CO₂ a livello regionale.

1. ANALISI DEL SISTEMA DI GENERAZIONE ELETTRICA DELLA SARDEGNA

1.1. PREMESSA

Nel presente capitolo vengono richiamate le caratteristiche salienti del sistema dell'energia elettrica della Sardegna. Il capitolo è articolato in due parti fondamentali.

Nella prima parte viene innanzitutto analizzata l'attuale struttura del sistema di generazione elettrica della Sardegna, con un'approfondita descrizione del parco di generazione termoelettrica, delle centrali termoelettriche di autoproduzione e degli impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili, specificamente da bioenergie e da fonti idraulica, eolica e fotovoltaica. Vengono poi brevemente esaminati i collegamenti della rete elettrica regionale con il continente, verso la Toscana e verso il Lazio.

Nella seconda parte viene riportato un quadro riassuntivo della produzione e del consumo di energia elettrica, attraverso un'analisi dei bilanci dell'energia elettrica negli ultimi dieci anni.

1.2. LA STRUTTURA DEL SISTEMA DI GENERAZIONE ELETTRICA

Come risulta dall'ultimo rapporto TERNA "*Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*", aggiornato al 31/12/2017 [1], a tale data il sistema di generazione elettrica della Sardegna era caratterizzato da una potenza efficiente lorda complessiva di 4.743,9 MW di cui 4.443,7 MW relativi a impianti di operatori del mercato elettrico (Produttori) e 300,2 MW a impianti di Autoproduttori¹.

Più specificamente, la potenza efficiente lorda complessiva è data da 466,4 MW (9,83% del totale) provenienti da impianti idroelettrici (18 impianti di Produttori), 2.505,1 MW (52,81% del totale) da impianti termoelettrici (di cui 2.204,9 MW da 43 impianti e 57 sezioni di impianto² di Produttori e 300,2 MW da 9 impianti e 15 sezioni di impianto di Autoproduttori), 1.023,6 MW (21,58% del totale) da impianti eolici (580 impianti di Produttori) e 748,8 MW (15,78% del totale) da impianti fotovoltaici (34.536 impianti di Produttori).

1.2.1. Gli impianti di generazione termoelettrica

Il sistema di generazione termoelettrica, si basa principalmente su tre grandi centrali termoelettriche, specificamente la centrale EP Produzione (ex

¹ Ai sensi del Dlgs 79/99, art.2, comma 2 "Autoproduttore" è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio.

² Si intende per sezione di impianto un modulo in grado di produrre energia elettrica in modo sostanzialmente autosufficiente.

E.ON) di Fiume Santo in località Cabu Aspru (SS), la centrale ENEL Grazia Deledda di Postoscuso in località Portovesme (SU) e la centrale SARAS (ex SARLUX) di Sarroch (CA). Alla "Unità di Business" ENEL di Portoscuso fanno anche capo due gruppi turbogas telecomandati installati ad Assemini. La tabella 1.1 sintetizza le caratteristiche degli principali impianti termoelettrici operanti nei poli summenzionati.

Centrale	Sezione	Potenza nominale (MW)	Combustibile	Tipo di Impianto
Fiume Santo (EP)				
	FO3	320	Carbone/biomasse	Vapore
	FO4	320	Carbone/biomasse	Vapore
	Totale	640		
Portovesme (ENEL)				
	SU2	350	Carbone/biomasse	Vapore
	SU3	240	Carbone/OCD	Vapore
	Totale	590		
Sarroch (SARAS)				
	SX1	185	Syngas da TAR	IGCC
	SX2	185	Syngas da TAR	IGCC
	SX3	185	Syngas da TAR	IGCC
	Totale	555		
Assemini (ENEL)				
	AS1	90	Gasolio	Turbogas
	AS2	90	Gasolio	Turbogas
	Totale	180		
Totale		1.965		

Tabella 1.1. Potenza nominale lorda delle principali centrali termoelettriche dei Produttori operanti in Sardegna

Concorrono a formare il parco di generazione delle tre principali centrali termoelettriche 4 sezioni a vapore convenzionali per complessivi 1.230 MW e 3 sezioni IGCC per complessivi 555 MW.

Le 2 sezioni FO3 e FO4 della centrale di Fiumesanto e la sezione SU2 della centrale di Portovesme, per una potenza complessiva di 990 MW, corrispondente al 39,52% del totale termoelettrico (2.505,1 MW), sono alimentate a carbone e possono operare in co-combustione con biomasse solide in percentuale massima del 5% dell'energia totale del combustibile in ingresso. La sezione SU3 della centrale di Portovesme, con potenza di 240 MW, corrispondente a circa il 9,58% del totale termoelettrico, può essere alimentata con carbone e con olio combustibile denso. Con riferimento ai due poli di generazione termoelettrica in oggetto, il 25,55% della potenza lorda totale da impianti termoelettrici, per complessivi 640 MW, è dislocato presso la centrale EP di Fiume Santo, il 23,55%, per complessivi 590 MW, presso la centrale ENEL di Portovesme. I 3 gruppi IGCC della centrale SARAS, con potenza complessiva di 555 MW, pari al 22,15% del totale termoelettrico, sono

alimentati con syngas derivante da gassificazione dei residui della raffinazione del petrolio.

Detti impianti, la cui produzione al netto dei servizi ausiliari è interamente ceduta alla rete, costituiscono l'80,96% della potenza complessiva lorda degli operatori del mercato elettrico (2.204,9 MW) ovvero il 71,25% del totale termoelettrico (2.505,1 MW) e, come detto, sono in capo a tre soli Produttori (EP, ENEL, SARAS).

Il restante 19,04% della potenza complessiva lorda degli operatori del mercato elettrico è costituito dai 2 gruppi turbogas della centrale ENEL di Assemini, alimentati con gasolio, con potenza complessiva lorda di 180 MW, (8,16%), a cui si aggiungono 40 impianti alimentati con biomasse di varia tipologia e potenza, che includono gli impianti di termovalorizzazione e di biodigestione dei rifiuti, per un totale di 91,26 MW [2]³.

Nel seguito è riportata una breve descrizione dei principali impianti in oggetto.

Centrale EP Produzione di Fiume Santo

La centrale EP Produzione di Fiume Santo è stata realizzata da ENEL negli anni 1992-93, poi acquistata da Endesa nel 2001 nel quadro del processo di liberalizzazione del mercato elettrico nazionale, acquistata successivamente da E.ON nel 2008 dopo l'acquisizione di Endesa Europa da parte di ENEL e, infine, acquistata da EP Produzione nel 2015. Essa comprende attualmente due sezioni a vapore da 320 MW (potenza nominale lorda).

Nel giugno 2018 è iniziata la demolizione le due vecchie sezioni a vapore da 160 MW ciascuna, alimentate a olio combustibile, entrate in servizio rispettivamente negli anni 1983 e 1984 e definitivamente dismesse alla fine del 2013.

Nel 2013 sono state inoltre demolite le due sezioni turbogas da 40 MW ciascuna, alimentate a gasolio, entrate in servizio nel 2005 e utilizzate per la copertura delle punte giornaliere di carico, con un limitato periodo di utilizzazione (inferiore a 500 ore/anno). La loro installazione era inoltre concepita come disponibilità a TERNA di riserva terziaria e di gruppi adatti al "Black Start", utilizzabili per il riavviamento in 15 minuti della Centrale di Fiume Santo quale impianto termoelettrico deputato dal Piano di riaccensione della rete elettrica della Sardegna alla prima rialimentazione della rete stessa. La centrale è considerata strategica per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e locale e pertanto è qualificata come "impianto essenziale" fino al 2020 [3].

Le due sezioni a vapore da 320 MW, del tipo a doppio surriscaldamento e preriscaldamento rigenerativo dell'acqua di alimento mediante spillamenti di vapore, sono entrate in servizio rispettivamente nel 1992 (il primo settembre) e nel 1993 (il 27 novembre). Le due sezioni sono dotate di sistemi per l'abbattimento delle polveri, degli ossidi di azoto e degli ossidi di zolfo; esse sono state progettate per l'utilizzo di carbone, ma sono state alimentate con olio

³ Sono inclusi gli impianti delle centrali termoelettriche di Fiume Santo e di Portovesme, già considerate negli impianti termoelettrici, in relazione alla possibilità di funzionamento in co-combustione con biomasse.

combustibile prima, e con orimulsion successivamente, fino all'anno 2003. Dal 2003 sono alimentate con carbone, la sezione FO3 dal mese di luglio, la sezione FO4 dal mese di ottobre.

Il carbone viene stoccato in un carbonile avente una capacità di circa 300.000 t. Esso è approvvigionato con navi carboniere fino a 80.000 t, viene scaricato nel porto industriale di Porto Torres e trasferito al carbonile mediante un nastro trasportatore chiuso, in depressione per evitare la fuoriuscita di polveri durante il trasporto, su un percorso articolato di circa 6.950 m. Dal carbonile il carbone viene quindi trasferito agli impianti termoelettrici mediante due nastri trasportatori operanti in parallelo lunghi ciascuno 1.700 m circa.

La tabella 1.2 riporta l'energia elettrica lorda prodotta dalla centrale EP Fiumesanto nel periodo 2012-2017 insieme al fattore di utilizzazione⁴, ai dati di consumo dei diversi combustibili utilizzati (carbone, biomasse, olio combustibile denso, gasolio) e alle emissioni di CO₂ [4].

Anno	Prod. e.e. (GWh)	Fattore di utilizzo	Carbone (kt)	Biomasse (kt)	OCD (kt)	Gasolio (kt)	Prod. CO ₂ (kt)
2017	4.043	0,721	1.487	2,516	1,990	0,558	3.514
2016	2.810	0,501	1.075	1,082	4,355	1,148	2.535
2015	2.655	0,474	1.013	14 (*)	4,400	1 (*)	2.404
2014	3.631	0,648	1.340	6 (*)	11,222	1 (*)	3.188
2013	3.937	0,702	1.420	4 (*)	34 (*)	1 (*)	3.482
2012	4.295	0,766	1.376	4 (*)	94 (*)	1 (*)	3.588

(*) Valore approssimato

Tabella 1.2. Produzione lorda di energia elettrica, fattore di utilizzazione, consumo di combustibile ed emissioni di CO₂ della centrale termoelettrica EP Fiumesanto

Dalla tabella si osserva come il fattore di utilizzo della centrale sia diminuito sistematicamente, in ordine alle priorità di dispacciamento, dal 2010 al 2016, per poi recuperare valore, nel 2017, con l'attribuzione della qualifica di impianto di produzione essenziale per la sicurezza del sistema elettrico [3].

Centrale ENEL di Portovesme

La centrale ENEL di Portovesme (centrale "Grazia Deledda") era composta, fino al 2001, da tre sezioni a vapore aventi ciascuna potenza nominale lorda pari a 240 MW. Le prime due sezioni, entrate in servizio commerciale rispettivamente nel 1965 e nel 1966, sono state fermate nel 1998 e smantellate nel 2001 per essere sostituite da un nuovo impianto a letto fluido atmosferico circolante, entrato in esercizio commerciale nel 2006 (il 4 ottobre) di potenza nominale lorda pari a circa 350 MW alimentato con carbone, con una frazione di carbone Sulcis fino al 20% (valore nominale) in termini di energia.

La terza sezione, entrata in servizio nel 1986, può essere alimentata sia con olio combustibile che con carbone ed è basata su un ciclo termodinamico

⁴ Fattore di utilizzazione $u = E_L / (P_N \cdot 8.760)$, essendo E_L la produzione lorda di energia elettrica e P_N la potenza nominale (lorda) dell'impianto.

convenzionale a doppio surriscaldamento del vapore (rispettivamente 538 °C e 16,3 MPa e 538 °C e 3,5 MPa) con preriscaldamento rigenerativo dell'acqua di alimento effettuato mediante spillamenti di vapore dalla turbina. La sezione è dotata di un sistema di desolforazione dei fumi mediante assorbimento a umido con calcare, che consente di rispettare i limiti sulle emissioni di SO₂ anche utilizzando carbone Sulcis con un tenore di zolfo fino all'8%. Essa è inoltre dotata di un denitrificatore SCR del tipo "tail-end" e di un sistema ESP per la rimozione delle polveri.

Le tabelle 1.3 e 1.4 riportano l'energia elettrica lorda prodotta rispettivamente dai gruppi SU2 e SU3 dalla centrale ENEL "Grazia Deledda" nel periodo 2012-2016 insieme al fattore di utilizzazione, ai dati di consumo dei diversi combustibili utilizzati (carbone, biomasse, olio combustibile denso, gasolio) e alle emissioni di CO₂ [5]. Non risultano reperibili i corrispondenti valori relativi all'anno 2017.

Anno	Prod. e.e. (GWh)	Fattore di utilizzo	Carbone (kt)	Biomasse (kt)	OCD (kt)	Gasolio (kt)	Prod. CO ₂ (kt)
2017	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		n.d.	n.d.
2016	552	0,180	185	47,0	---	2,147	493
2015	973	0,317	329	138	---	1,707	952
2014	1.200	0,391	382	195	---	2,160	898
2013	1.531	0,499	481	250	---	0,909	1.188
2012	1.643	0,536	539	261	---	1,443	1.253

Tabella 1.3. Produzione lorda di energia elettrica, fattore di utilizzazione, consumo di combustibile ed emissioni di CO₂ del gruppo SU2 della CTE ENEL "Grazia Deledda"

Anno	Prod. e.e. (GWh)	Fattore di utilizzo	Carbone (kt)	Biomasse (kt)	OCD (kt)	Gasolio (kt)	Prod. CO ₂ (kt)
2017	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2016	208	0,099	75,5	---	2,286	1,076	186
2015	531	0,253	223	---	10,062	0,661	342
2014	731	0,348	314	---	10,377	0,531	749
2013	252	0,120	97,0	---	13,103	0,560	237
2012	754	0,359	317	---	19,228	0,810	729

Tabella 1.4. Produzione lorda di energia elettrica, fattore di utilizzazione, consumo di combustibile ed emissioni di CO₂ del gruppo SU3 della CTE ENEL "Grazia Deledda"

Si evidenzia che il carbone utilizzato negli anni 2012-2015 include una frazione del 18-19% di carbone Sulcis.

Si osserva, anche in questo caso, la sistematica diminuzione dell'utilizzo di entrambi i gruppi SU2 e SU3, in ordine alle priorità di dispacciamento, dal 2012 al 2015, e l'ulteriore drastica diminuzione dal 2016 dopo l'esclusione della centrale dall'elenco degli impianti essenziali.

Centrale SARAS di Sarroch

L'impianto IGCC SARAS (ex SARLUX) di Sarroch, realizzato da un "Raggruppamento Temporaneo di Imprese" costituito da Snamprogetti, General-Electric e Turbotecnica, è entrato in funzione alla fine dell'anno 2000 ed è in esercizio commerciale dal 2001. Esso è essenzialmente costituito da una sezione di gassificazione basata su tecnologia Texaco "total quench" per la produzione del gas di sintesi, una sezione di purificazione/condizionamento del gas grezzo prodotto e una sezione di potenza costituita da tre gruppi a ciclo combinato "GE STAG 109E" della General Electric costituiti ciascuno da una turbina a gas da circa 135 MW, alimentata con il gas di sintesi, un generatore di vapore a recupero con post-combustione a valle della turbina a gas e una turbina a vapore da circa 50 MW, con un unico punto di emissione dei prodotti di combustione in atmosfera. Lo zolfo presente nel gas grezzo prodotto dalla gassificazione del combustibile primario è convertito in zolfo elementare in un impianto "Claus-SCOT" che consente una rimozione dello zolfo superiore al 99,5%.

L'impianto per la produzione dell'ossigeno necessario per la gassificazione è situato in altra area all'esterno della raffineria SARAS. Esso è esercito da altra società pur essendo la produzione dell'ossigeno completamente destinata all'impianto IGCC.

L'impianto IGCC, che per le sue caratteristiche intrinseche era destinato ad un funzionamento "di base", è stato concepito per operare con un fattore di utilizzazione superiore al 90% con un funzionamento equivalente a potenza nominale continua di circa 8.000 ore/anno, con una cessione obbligata di energia elettrica alla rete, secondo le modalità di cui al CIP 6/92.

L'impianto è alimentato con i residui pesanti della raffinazione del petrolio di esclusiva provenienza dalla raffineria SARAS in quantità pari a circa 1.126.000 t/anno. In condizioni nominali esso produce inoltre circa 100 t/h di vapore a media pressione, 85 t/h di vapore a bassa pressione e 40.000 Nm³/h di idrogeno puro al 99%, ottenuto dal syngas mediante un processo di separazione a membrana, per gli usi di processo della raffineria.

Anno	Prod. e.e. (GWh)	Fattore di utilizzo	TAR (kt)	Produzione di CO ₂ (kt)			
				IGCC	Raffineria	Imp. Nord	Totale
2017	4.086	0,846	1.085	3.585	2.338	452	6.375
2016	4.588	0,948	1.181	3.839	2.288	380	6.507
2015	4.450	0,923	1.158	3.761	2.411	422	6.594
2014	4.353	0,899	1.149	3.768	1.990	---	5.758
2013	4.217	0,872	1.123	3.699	2.183	---	5.882
2012	4.194	0,867	1.146	3.690	2.239	---	5.929

Tabella 1.5. Produzione netta di energia elettrica, fattore di utilizzazione, consumo di combustibile ed emissioni di CO₂ della centrale IGCC e della raffineria SARAS

La tabella 1.5 riporta l'energia elettrica netta⁵ (immessa in rete) prodotta dalla centrale IGCC SARAS nel periodo 2012-2017 insieme al fattore di utilizzazione, ai dati di consumo del combustibile utilizzato (TAR di raffineria) e alle emissioni di CO₂ dell'impianto IGCC e degli altri impianti della raffineria [6].

Centrale ENEL di Assemini.

La centrale ENEL di Assemini è costituita da due gruppi turbogas Fiat-Westinghouse mod. TG50/C aventi una potenza lorda di 90 MW ciascuno (potenza netta 88 MW), in grado di funzionare con gasolio o con distillati di petrolio leggeri, predisposti per il funzionamento con il gas naturale. I tempi di avviamento sono di circa 30 minuti per il passaggio da macchina ferma al pieno carico sulla rete elettrica. I due gruppi turbogas, operati in telecomando, sono dotati di motori diesel di lancio di potenza unitaria di circa 2.350 kW e sono in grado di avviarsi anche senza alimentazione esterna dalla rete pubblica.

La centrale turbogas è stata inizialmente realizzata per contribuire alla copertura dei picchi di carico, con un limitato periodo di utilizzazione. Il 26/02/2011 ciascun gruppo turbogas è stato autorizzato a operare, con scadenza 26/02/2016, per una durata massima non superiore a 500 ore/anno.

Il 21/12/2015 è stato autorizzato l'esercizio dei due gruppi turbogas per i servizi di compensazione sincrona della rete, di riaccensione in black start up e di emergenza.

Dal 2016 la centrale turbogas di Assemini opera in regime di Essenzialità ai fini della sicurezza del sistema elettrico [3]. Come detto, infatti, i due gruppi turbogas della centrale di Assemini sono ora deputati alla riaccensione e alla prima rialimentazione della rete elettrica della Sardegna in caso di black-out totale (servizio di black start up) al posto dei due gruppi turbogas della centrale EP produzione di Fiume Santo demoliti del 2013 (all'epoca in capo a E.ON).

1.2.2. Gli impianti termoelettrici di autoproduzione

Oltre agli impianti termoelettrici testé richiamati, la rete sarda dispone anche del contributo delle centrali termoelettriche degli Autoproduttori industriali, nonché di quello dei numerosi impianti a fonti rinnovabili.

Il parco termoelettrico degli Autoproduttori industriali, come mostrato dalla tabella 1.6, consiste complessivamente di 5 impianti con 9 gruppi di generazione⁶ per una potenza lorda complessiva di 300,75 MW.

⁵ Diversamente dalle tabelle 1.2-1.4 che riportano invece l'energia elettrica prodotta lorda.

⁶ Sono esclusi alcuni impianti fuori servizio o in servizio sospeso da molti anni come la centrale ex SIR-Ruminaca di Assemini, parte della centrale Syndial di Portotorres, la centrale della cartiera di Arbatax, la centrale CWF di Santa Giusta e alcuni altri impianti minori.

Produttore - Località	Alimentazione	Gruppi Potenza (MW)	Potenza Impianto (MW)
Polimeri Europa, Sarroch (CA)	OCD e gas di recup.	2x26	52
Syndial, Portotorres (SS)	OCD/FOK/GPL	1x45	45
Gruppo Clivati, Ottana (NU)	OCD e gas di recup.	2x70	140
SARAS, Sarroch (CA)	Gas di recupero	EG1/2/3-EG4	52,75
Syndial Assemini (CA)	OCD e idrogeno	1x11	11
Totale Autoproduttori			300,75

Tabella 1.6. Potenza nominale lorda degli impianti di autoproduzione industriale

1.2.3. Gli impianti di generazione da bioenergie

Alla formazione del parco di generazione termoelettrica della Sardegna concorrono anche 33 impianti a bioenergie, per una potenza complessiva di 90,17 MW [7].

In particolare risultano in esercizio 20 impianti per la produzione di biogas per una potenza complessiva di 14,48 MW, 5 impianti per la produzione di biogas da discarica per complessivi 6,88 MW, 5 impianti a biomasse solide per complessivi 15,77 MW, 2 impianti a biomasse liquide per complessivi 37,04 MW e un impianto a RUI (rifiuti urbani indifferenziati) per complessivi 16 MW. A questi si aggiungono, con riferimento a quanto indicato in [7], i due impianti termoelettrici della centrale ENEL di Portovesme⁷ e i due della centrale EP di Fiume Santo che operano in co-combustione con biomasse solide. La quota di potenza elettrica di detti impianti corrispondente all'alimentazione con biomasse solide non è univocamente quantificabile poiché essa dipende dalla quantità (max 5% in termini di energia in ingresso) e dalla qualità (potere calorifico) delle biomasse utilizzate.

Ai citati impianti si aggiunge il nuovo impianto PowerCrop a biomasse solide da 22,8 MW, realizzato dalla STC Power nell'area industriale di Macchiareddu (CA), che ha iniziato i primi avviamenti nel novembre 2018 portando la potenza complessiva degli impianti a bioenergie a 113 MW. Sono inclusi, nell'elenco di cui sopra, i due impianti Tecnocasic di termovalorizzazione dei rifiuti da 9,4 MW e 4,5 MW⁸.

La tabella 1.7 che segue riporta l'elenco degli impianti in parola per tipo di alimentazione, con l'indicazione della localizzazione e della potenza. La tabella riporta anche il nuovo impianto PowerCrop da 22,8 MW di Macchiareddu mentre non riporta le centrali EP di Fiume Santo ed ENEL di Portovesme già riportate nella precedente tabella 1.1.

⁷ In realtà nella centrale ENEL di Portovesme le biomasse vengono utilizzate solo nel gruppo SU2 da 350 MW.

⁸ La potenza complessiva è indicata pari a 16 MW in [7].

Oltre la metà della potenza totale degli impianti a bioenergie, per un totale di 59,3 MW, fa capo a due soli impianti: il nuovo impianto PowerCrop a biomasse solide da 22,8 MW di Macchiareddu e l'impianto a biocombustibili liquidi (centrale Biopower del gruppo Clivati) installato a Ottana, costituito da due MCI da circa 17 MW ciascuno integrati con un generatore di vapore a recupero ed una turbina a vapore da 2,8 MW.

Località	Potenza (kW)	Località	Potenza (kW)
Impianti a biogas		Impianti a biomasse solide	
Macomer	200	Nurri	196
Tula	200	Iglesias	1.998
Mores	198	Nuraminis	180
Guspini	600	Sarroch	256
Bortigali	144	Serramanna	13.140
Arborea	100	Macchiareddu (Cagliari)	22.800
Arborea	998	Totale biomasse solide	38.570
San Nicolò D'arcidano	999		
Ozieri	999		
Sassari	999		
Sassari	999		
Sassari	999		
Sassari	999		
Tula	50		
Tula	999		
Decimoputzu	999		
Guspini	999	Impianti a biomasse liquide	
Pabillonis	999		
Sanluri	999	Ottana	36.500
Villacidro	999	Serrenti	544
Totale biogas	14.478	Totale biomasse liquide	36.944
Impianti a biogas da discarica		Impianti a rifiuti	
Villacidro	2.706	Capoterra	16.005
Ozieri	660		
Olbia	835		
Serdiana	1.875		
Carbonia	800		
Totale biogas da discarica	6.876	Totale rifiuti	16.005

Tabella 1.7. Potenza nominale lorda degli impianti di produzione di energia elettrica da bioenergie

1.2.4. Dati ufficiali TERNA sugli impianti termoelettrici al 31/12/2017

È opportuno sottolineare che i dati ufficiali pubblicati dal TERNA in [1,2] sulla situazione degli impianti di generazione termoelettrica della Sardegna al 31 dicembre 2017 differiscono sensibilmente da quelli testé riportati e discussi.

Per gli impianti termoelettrici, infatti, TERNA riporta una potenza efficiente lorda complessiva pari a 2.505,1 MW (2.204,9 MW da Produttori e 300,2 MW da Autoproduttori) a fronte di una potenza complessiva riportata nel presente studio pari a 2.355,9 MW (1.965 MW dai grandi impianti termoelettrici dei Produttori, 300,75 MW da Autoproduttori industriali e 90,17 MW da impianti termoelettrici a bioenergie, esclusa la nuova centrale da 22,8 MW di Macchiareddu), con una discrepanza di 149,2 MW.

La potenza degli impianti in capo agli Autoproduttori di cui in tabella 1.6 (300,75 MW) è praticamente coincidente con quella riportata da TERNA (300,2 MW). Tuttavia, mentre la potenza riportata da TERNA è data da 9 impianti e 15 sezioni di impianto, la tabella 1.6 indica 5 impianti e 10 sezioni. È verosimile che le differenze riscontrate siano da imputare a piccole discrepanze tra i valori della potenza degli impianti indicati nella tabella 1.6 e quelli registrati da TERNA e alla presenza di impianti di autoproduzione di piccola potenza di cui non si ha riscontro.

Per quanto riguarda, invece, la potenza degli impianti in capo ai Produttori, la discrepanza tra il valore complessivo indicato da TERNA (2.204,9 MW) e quello qui riportato (1.965 MW dei grandi impianti termoelettrici e 90,17 MW degli impianti a bioenergie, per un totale di 2.055,2 MW) è significativa e ammonta a 149,7 MW. Per quanto riguarda gli impianti a bioenergie la discrepanza tra dati GSE [7] (90,17 MW) e dati TERNA [2] (91,26 MW) è pressoché trascurabile. Resta quindi una discrepanza di 148,6 MW tra dati TERNA e le presenti valutazioni sulla potenza in capo ai Produttori da termoelettrico convenzionale. Tale discrepanza, per quanto noto, è verosimilmente dovuta all'inclusione nel bilancio ufficiale di TERNA di vari impianti fuori servizio o in condizioni di servizio sospeso o incerto.

1.2.5. Gli impianti di generazione idroelettrica

In Sardegna sono presenti 18 impianti idroelettrici con 27 gruppi di generazione di varia tipologia e potenza, per una potenza efficiente lorda complessiva di 470,46 MW [1,2]. Più specificamente, 12 impianti con 20 gruppi, per una potenza complessiva di 402,11 MW, sono in capo a ENEL, 6 impianti con 7 gruppi, per una potenza complessiva di 68,35 MW, sono in capo a ENAS. Tra questi sono incluse le due centrali idroelettriche Tirso 1 e Tirso 2 di Busachi, la cui titolarità è passata da ENEL alla Regione Sardegna, con la conseguente gestione da parte di ENAS, il 20 marzo 2018.

La tabella 1.8 che segue riporta una sintesi degli impianti in parola.

Centrale	Comune	Num. Gruppi	Pot. Gruppo (MW)	Pot. Imp. (MW)	Macchinario
Impianti ENEL					
Taloro 1° salto (Cucchinadorza)	Ovodda	2	20,8	41,6	F-V
Taloro 2° salto (Badu Ozzana)	Teti	2	13,2	26,4	F-V
Taloro 3° salto (Benzone)	Sorradile	1	6,3	6,3	F-V
Taloro (Gusana/Cucchinadorza)	Ovodda	3	80	240,0	F-V
Flumendosa 1° salto	Villagrande S.	2	3,9	7,8	F-O
Flumendosa 2° salto	Villagrande S.	3	9,4	28,2	P-O
Flumendosa 3° salto	Villagrande S.	2	4,8	9,6	F-O
Coghinas	Oschiri	1	22,7	22,7	F-V
Casteldoria	S. Maria Coghinas	1	5,0	5,0	K-V
Lago di Monte Lerno	Ozieri	1	9,9	9,9	F-V
Posada	Torpé	1	0,812	0,812	F-O
Pedra Othoni	Dorgali	1	3,8	3,8	F-V
Totale Idroelettrico ENEL		20	---	402,11	
Impianti ENAS					
Tirso 1° salto	Busachi	1	20,0	20,0	F-V
Tirso 2° salto	Busachi	1	4,0	4,0	K-V
Uvini	Siurgus Donigala	2	13,1+1,3	14,3	K-V+F-O
Santu Miali	Furtei	1	27,5	27,5	F-V
San Lorenzo	Sestu	1	1,25	1,25	F-O
Simbirizzi	Quartucciu	1	1,3	1,3	F-O
Totale Idroelettrico ENAS		7	---	68,35	
Totale Idroelettrico		29	---	470,46	

F Turbina Francis - K Turbina Kaplan - P Turbina Pelton

V Asse verticale - O Asse orizzontale

Tabella 1.8. Potenza nominale lorda delle centrali idroelettriche

Con riferimento agli impianti indicati in tabella 1.8 si specifica inoltre quanto segue:

- L'impianto del Taloro 1° salto (Cucchinadorza, Ovodda), da 41,6 MW, risale al 1961 ed è dotato di una turbina Francis ad asse verticale;
- L'impianto del Taloro 2° salto (Badu Ozzana, Teti), da 26,4 MW, risale al 1962 ed è dotato di una turbina Francis ad asse verticale;
- L'impianto del Taloro 3° salto (Benzone, Sorradile), da 6,3 MW, risale al 1963 ed è dotato di una turbina Francis ad asse verticale;

- L'impianto di pompaggio del Taloro (Ovodda), da 240 MW, risale agli anni 1972-78 ed è dotato di 3 turbine Francis reversibili ad asse verticale;
- Gli impianti del Flumendosa 1°, 2° e 3° salto (Villagrande Strisaili), per complessivi 45,6 MW, risalgono al 1949; l'impianto del 1° salto è dotato di due turbine Francis ad asse orizzontale, l'impianto del 2° salto di 3 turbine Pelton ad asse orizzontale, l'impianto del 3° salto di 2 turbine Francis ad asse orizzontale;
- L'impianto del Coghinas (Oschiri), da 22,7 MW, risale al 1927 ed è dotato di una turbina Francis ad asse verticale;
- L'impianto di Casteldoria sul Coghinas (S. Maria Coghinas), da 5 MW, risale al 1963 ed è dotato di una turbina Kaplan ad asse verticale;
- L'impianto di Ozieri (Lago di Monte Lerno) sul Rio Mannu di Ozieri, da 9,9 MW, risale al 1994 ed è dotato di una turbina Francis ad asse verticale;
- L'impianto di Posada (Torpè) sul rio Posada, da 0,812 MW, risale al 1960 ed è dotato di una turbina Francis ad asse orizzontale;
- L'impianto di Pedra Othoni sul Cedrino (Dorgali), da 3,8 MW, risale al 2007 ed è dotato di una turbina Francis ad asse verticale; esso sostituisce l'impianto dismesso del Cedrino (Dorgali) da 1,8 MW (risalente al 1951), dotato di 3 turbine Francis ad asse orizzontale da 0,6 MW ciascuna;
- Gli impianti del Tirso 1° e 2° salto (Busachi), per complessivi 24 MW, risalgono al 2005; l'impianto del 1° salto, da 20 MW, è dotato di una turbina Francis ad asse orizzontale, l'impianto del 2° salto, da 4 MW, è dotato di una turbina Kaplan ad asse orizzontale;
- L'impianto di Uvini (Siurgus Donigala), da 13 MW, risale al 1960 ed è dotato di una turbina Kaplan ad asse verticale; l'impianto è stato riqualificato nel 2017 con un nuovo gruppo Kaplan da 13,1 MW ad asse verticale e un nuovo gruppo Francis da 1,3 MW ad asse orizzontale;
- L'impianto di Santu Miali, da 25,3 MW, risale al 1960 ed è dotato di una turbina Francis ad asse verticale; l'impianto è stato riqualificato nel 2017 con un nuovo gruppo Francis da 27,5 MW ad asse verticale;
- L'impianto di San Lorenzo (Sestu), da 1,25 MW (GSE 1,5 MW [7]) e l'impianto di Simbirizzi (Quartucciu), da 1,3 MW (GSE 1,6 MW [7]), sono entrati in esercizio nel 2007 e sono entrambi dotati di una turbina Francis ad asse orizzontale.

La potenza complessiva degli impianti in parola, pari a 470,46 MW, differisce di 4,06 MW per eccesso da quella riportata da TERNA in [1,2] (466,4 MW), probabilmente a causa della variazione della potenza degli impianti di Uvini (+1,4 MW) e di Santu Miali (+2,2 MW), riqualificati nel 2017, e di qualche piccola discrepanza sulla potenza degli altri impianti.

Si osserva inoltre che il 51% della potenza idroelettrica lorda è costituita dai 3 gruppi da 80 MW ciascuno della centrale di pompaggio del Taloro.

Il funzionamento di tutti gli impianti idroelettrici citati, ad eccezione della centrale di pompaggio del Taloro, è subordinato all'impiego delle acque per uso irriguo e potabile ovvero alle eccedenze rispetto alla capacità dei serbatoi.

In ragione dei vincoli e dei limiti di funzionamento la producibilità media annua del sistema idroelettrico è piuttosto modesta e pari a circa 608 GWh negli ultimi due anni 2016-2017 con una produzione lorda di circa 275 GWh nel 2016 e di circa 329 GWh nel 2009; ad essa corrisponde un fattore di utilizzazione teorico medio annuo dell'intero sistema dell'8% circa (anno 2017).

1.2.6. Gli impianti di generazione eolica

Il settore della generazione elettrica da fonti energetiche rinnovabili ha subito una rapida e vigorosa espansione in conseguenza del dispositivo introdotto dal D.Lgs 16/03/1999 n. 79 (Decreto Bersani sulla liberalizzazione del mercato elettrico in attuazione della Direttiva 96/92/CE) ai fini dello sviluppo delle fonti rinnovabili, oltre che degli ulteriori dispositivi di legge di cui al D.Lgs 29/12/2003 n. 387, di attuazione della Direttiva 2001/77/CE, e al DM 24/10/2005.

Il D.Lgs 79/1999 (art. 11), in particolare, introduceva l'obbligo, a carico dei Produttori e degli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti 100 GWh, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° Aprile 1999. La quota inizialmente stabilita era pari al 2% dell'eccedenza i 100 GWh, con 3 incrementi annui dello 0,35% fino al 2006 e con 6 ulteriori incrementi annui dello 0,75%, con una quota finale, nel 2012, del 7,55%. Produttori ed importatori soggetti all'obbligo potevano adempiervi immettendo in rete elettricità prodotta da loro impianti a fonti rinnovabili oppure acquistando da altri Produttori titoli (certificati verdi, CV) comprovanti la produzione dell'equivalente quota.

Il D.Lgs n. 387/03, si proponeva la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia e recepiva la definizione di fonte rinnovabile di cui alla summenzionata Direttiva 2001/77/CE⁹. Il DM 24/10/2005, infine, dettava nuove disposizioni per la qualificazione degli impianti a fonte rinnovabile (qualificazione IAFR) e per l'emissione dei certificati verdi.

La promozione delle fonti energetiche rinnovabili introdotta dai citati provvedimenti legislativi, con l'erogazione di incentivi economici particolarmente attraenti e remunerativi, ha prodotto un rinnovato interesse per la generazione elettrica da fonti rinnovabili, con un conseguente vigoroso sviluppo delle relative tecnologie, del settore eolico in particolare.

⁹ Ai sensi del D.Lgs 387/03 (art. 2) per fonti energetiche rinnovabili si intendono le fonti energetiche non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas). In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani."

A livello europeo, lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili è stato poi ulteriormente promosso attraverso la Direttiva 2009/28/CE, recante modifica e abrogazione della Direttiva 2001/77/CE, e attualmente, a livello nazionale, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico è incentivata attraverso il D.M. 23/06/2016, in coerenza con la Direttiva 2009/28/CE.

Ciò premesso, al 31 dicembre 2017 risultavano installati in Sardegna 580 impianti eolici per una potenza complessiva di 1.023,6 MW [1, 2]. Dal sistema informativo geografico "Atlaimpianti" del GSE [7] risultano attualmente (al 1° dicembre 2018) 475 impianti per una potenza complessiva di 1.054,4 MW.

Le tabelle 1.9 e 1.10 che seguono riportano una sintesi della consistenza del settore eolico in Sardegna relativa ai soli impianti presenti nel sistema informativo del GSE [7] al 1° dicembre 2018. Più specificamente le tabelle riportano la dimensione del settore (numero di impianti, potenza complessiva e potenza media per impianto) nelle 5 province sarde per i seguenti campi di potenza:

- $P \leq 20$ kW
- $20 < P \leq 60$ kW
- $60 < P \leq 200$ kW
- $200 < P \leq 1.000$ kW
- $1.000 < P \leq 5.000$ kW
- $P > 5.000$ kW)

Come detto, alla data indicata risultavano complessivamente installati in Sardegna 475 impianti eolici per una potenza complessiva di 1.054,4 MW, di cui:

- 34 impianti (7,16% del totale), per una potenza complessiva di 333,0 kW (0,032% del totale), nella fascia di potenza minore di 20 kW. La potenza media in questa fascia varia da un minimo di 7,1 kW nella provincia di Sassari a un massimo di 15,3 kW nella provincia di Oristano.
- 24 impianti (5,05% del totale), per una potenza complessiva di 1.072,9 kW (0,102% del totale), nella fascia di potenza compresa tra 20 e 60 kW. La potenza media in questa fascia varia da un minimo di 40,0 kW nelle province di Nuoro e di Oristano a un massimo di 49,0 kW nella provincia di Sassari. Non ci sono impianti in questa fascia nella provincia di Cagliari.
- 380 impianti (80,00% del totale), per una potenza complessiva di 45.750 kW (4,34% del totale), nella fascia di potenza compresa tra 60 e 200 kW. La potenza media in questa fascia varia da un minimo di 117,2 kW nella provincia di Oristano a un massimo di 122,5 kW nella provincia del Sud Sardegna. Non ci sono impianti in questa fascia nella provincia di Cagliari.
- 10 impianti (2,11% del totale), per una potenza complessiva di 4.440 kW (0,421% del totale), nella fascia di potenza compresa tra 200 e 1.000 kW. La potenza media in questa fascia varia da un minimo di 385 kW nella provincia di Sassari a un massimo di 900 kW nella provincia di Oristano.

Non ci sono impianti in questa fascia nelle province di Cagliari e del Sud Sardegna.

- 4 impianti (0,842% del totale), per una potenza complessiva di 6.888 kW (0,653% del totale), nella fascia di potenza compresa tra 1.000 e 5.000 kW. La potenza media in questa fascia varia da un minimo di 1.199 kW nella provincia del Sud Sardegna a un massimo di 3.170 kW nella provincia di Sassari. Non ci sono impianti in questa fascia nelle province di Nuoro e di Oristano.
- 23 impianti (4,84% del totale), per una potenza complessiva di 995.904 kW (94,45% del totale), nella fascia di potenza maggiore di 5.000 kW. La potenza media in questa fascia varia da un minimo di 22.500 kW nella provincia di Cagliari a un massimo di 98.900 kW nella provincia di Oristano.

Dall'analisi della distribuzione del numero degli impianti e della potenza complessiva per fasce di potenza si evince quanto segue:

- Gli impianti di potenza maggiore di 5 MW pur con una incidenza numerica piuttosto limitata (23 impianti, pari al 4,84% del totale) sono caratterizzati dalla maggiore incidenza sulla potenza complessiva (995,9 MW, pari al 94,45% del totale).
- Gli impianti di potenza compresa nel campo 60-200 kW, sono i più numerosi (380 impianti, pari all'80% del totale) pur presentando nel complesso una incidenza limitata sulla potenza totale (45,75 MW, pari al 4,34% del totale).
- Il settore del mini e micro eolico, con riferimento agli impianti di potenza inferiore a 60 kW, è in espansione, pur presentando attualmente una numerosità ancora modesta di 58 impianti (12,2% del totale) con una potenza complessiva di 1.405,9 kW (0,133% del totale). La potenza media degli impianti di taglia inferiore a 20 kW è di 9,8 kW mentre quella degli impianti nella fascia 20-60 kW è di 44,7 kW.

	P ≤ 20 kW			20 kW < P ≤ 60 kW			60 kW < P ≤ 200 kW		
	Numero impianti	P. tot (kW)	P. med (kW)	Numero Impianti	P. tot (kW)	P. med (kW)	Numero impianti	P. tot (kW)	P. med (kW)
Cagliari	5	44,60	8,92	0	0,00	0,00	0	0	0,0
Sassari	16	113,60	7,10	12	587,90	48,99	176	21.112	120,0
Nuoro	2	22,80	11,40	4	160,00	40,00	67	7.998	119,4
Sud Sardegna	5	60,00	12,00	6	245,00	40,83	110	13.476	122,5
Oristano	6	92,00	15,33	2	80,00	40,00	27	3.164	117,2
Totale	34	333,00	9,79	24	1.072,90	44,70	380	45.750	120,4

Tabella 1.9. Impianti di generazione elettrica da fonte eolica in Sardegna – P ≤ 200 kW (dicembre 2018)

	200 kW < P ≤ 1000 kW			1000 kW < P ≤ 5000 kW			P > 5000 kW		
	Numero impianti	P. tot (kW)	P. med (kW)	Numero Impianti	P. tot (kW)	P. med (kW)	Numero impianti	P. tot (kW)	P. med (kW)
Cagliari	0	0	0	1	1.320	1.320	2	45.000	22.500
Sassari	4	1.540	385	1	3.170	3.170	13	540.950	41.612
Nuoro	5	2.000	400	0	0	0	2	128.604	64.302
Sud Sardegna	0	0	0	2	2.398	1.199	5	182.450	36.490
Oristano	1	900	900	0	0	0	1	98.900	98.900
Totale	10	4.440	444	4	6.888	1.722	23	995.904	43.300

Tabella 1.10. Impianti di generazione elettrica da fonte eolica in Sardegna – P > 200 kW (dicembre 2018)

1.2.7. Gli impianti di generazione fotovoltaica

Grazie agli incentivi del conto energia di cui ai decreti DM 28 luglio 2005 e DM 6 giugno 2006 (primo conto energia), DM 19 febbraio 2007 (secondo conto energia) e DM 6 agosto 2010 (terzo conto energia), DM 5 maggio 2011 (quarto conto energia) e DM 5 luglio 2012 (quinto conto energia), oltre ai meccanismi di detrazione fiscale introdotti successivamente, il settore della generazione elettrica da impianti fotovoltaici ha avuto un vigoroso sviluppo in Sardegna così come in Italia in generale.

Al 31 dicembre 2017 risultavano installati in Sardegna 34.536 impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 748,8 MW, mentre al 31 dicembre 2013, dopo la fine del quinto conto energia nel luglio 2013, si contavano 27.711 impianti per una potenza complessiva di 705,3 MW, con una crescita nei quattro anni dal 2013 al 2017 del 24,6% del numero degli impianti e del 6,2% della potenza, con una potenza media dei nuovi impianti di 6,4 kW [1,8].

Le tabelle 1.11 e 1.12 che seguono riportano una sintesi della consistenza del settore fotovoltaico in Sardegna relativa ai soli impianti presenti nel sistema informativo del GSE [7] al 1° dicembre 2018¹⁰. Più specificamente le tabelle riportano la dimensione del settore (numero di impianti, potenza complessiva e potenza media per impianto) nelle 5 province sarde per i seguenti campi di potenza:

- $P \leq 3$ kW
- $3 < P \leq 20$ kW
- $20 < P \leq 200$ kW
- $200 < P \leq 1.000$ kW
- $1.000 < P \leq 5.000$ kW
- $P > 5.000$ kW)

Alla data indicata risultavano complessivamente installati in Sardegna 32.865 impianti solari fotovoltaici per una potenza complessiva di 643,35 MW, di cui:

- 10.304 impianti (31,35% del totale), per una potenza complessiva di 29.190 kW (4,54% del totale), nella fascia di potenza minore di 3 kW. La potenza media in questa fascia varia da un minimo di 2,79 kW nella provincia di Cagliari a un massimo di 2,87 kW nella provincia di Oristano.
- 21.357 impianti (64,98% del totale), per una potenza complessiva di 142.539 kW (22,16% del totale), nella fascia di potenza compresa tra 3 e 20 kW. La potenza media in questa fascia varia da un minimo di 5,93 kW nella provincia di Cagliari a un massimo di 6,92 kW nella provincia di Sassari.
- 932 impianti (2,84% del totale), per una potenza complessiva di 72.833 kW (11,32% del totale), nella fascia di potenza compresa tra 20 e 200 kW. La

¹⁰ Si tratta di 32.865 impianti, a fronte dei 27.711 risultanti al 31/12/2013 e dei 22.287 risultanti al 31/12/2012, in relazione alla data di cessazione del 5° conto energia del 06/07/2013.

potenza media in questa fascia varia da un minimo di 74,6 kW nella provincia di Sassari a un massimo di 83,2 kW nella provincia di Oristano.

- 206 impianti (0,627% del totale), per una potenza complessiva di 139.294 kW (21,65% del totale), nella fascia di potenza compresa tra 200 e 1.000 kW. La potenza media in questa fascia varia da un minimo di 565 kW nella provincia di Cagliari a un massimo di 779 kW nella provincia del Sud Sardegna.
- 54 impianti (0,164% del totale), per una potenza complessiva di 152.399 kW (23,69% del totale), nella fascia di potenza compresa tra 1.000 e 5.000 kW. La potenza media in questa fascia varia da un minimo di 2.466 kW nella provincia di Oristano a un massimo di 3.035 kW nella provincia del Sud Sardegna.
- 12 impianti (0,037% del totale), per una potenza complessiva di 107.093 kW (16,65% del totale), nella fascia di potenza maggiore di 5.000 kW. La potenza media in questa fascia varia da un minimo di 5.826 kW nella provincia di Cagliari a un massimo di 10.201 kW nella provincia di Sassari.

Dall'analisi della distribuzione del numero degli impianti e della potenza complessiva per fasce di potenza si evince quanto segue:

- La fascia di potenza 3-20 kW è quella caratterizzata dal maggiore numero di impianti (21.357, pari al 65% del totale), con una potenza complessiva di 142.539 kW, pari al 22,16% del totale.
- Quote di potenza dello stesso ordine di grandezza sono date dagli impianti appartenenti alla fascia 200-1.000 kW (206 impianti, pari allo 0,627% del totale), con una potenza complessiva di 139.294 kW, pari al 21,65% del totale, e alla fascia 1.000-5.000 kW (54 impianti, pari allo 0,164% del totale), con una potenza complessiva di 152.399 kW, pari al 23,69% del totale.
- Gli impianti di potenza inferiore a 20 kW (le prime due fasce), complessivamente pari a 31.661, che numericamente rappresentano la quasi totalità del parco di generazione fotovoltaica (96,34%), sono caratterizzati da una potenza complessiva 171.729 kW, pari a poco più di un quarto (26,7%) del totale.

	P ≤ 3 kW			3 kW < P ≤ 20 kW			20 kW < P ≤ 200 kW		
	Numero impianti	P. tot (kW)	P. med (kW)	Numero Impianti	P. tot (kW)	P. med (kW)	Numero impianti	P. tot (kW)	P. med (kW)
Cagliari	2.495	6.956	2,79	3.428	20.335	5,93	119	9.764	82,0
Sassari	2.222	6.288	2,83	6.301	43.617	6,92	266	19.851	74,6
Nuoro	1.548	4.424	2,86	4.073	28.083	6,89	156	12.210	78,3
Sud Sardegna	2.810	8.000	2,85	5.208	34.512	6,63	239	18.370	76,9
Oristano	1.229	3.522	2,87	2.347	15.991	6,81	152	12.640	83,2
Totale	10.304	29.190	2,83	21.357	142.539	6,67	932	72.833	78,1

Tabella 1.11. Impianti di generazione elettrica da fonte solare fotovoltaica in Sardegna – P ≤ 200 kW (dicembre 2018)

	200 kW < P ≤ 1000 kW			1000 kW < P ≤ 5000 kW			P > 5000 kW		
	Numero impianti	P. tot (kW)	P. med (kW)	Numero Impianti	P. tot (kW)	P. med (kW)	Numero impianti	P. tot (kW)	P. med (kW)
Cagliari	30	16.940	565	5	12.789	2.558	1	5.826	5.826
Sassari	59	37.989	644	10	29.783	2.978	5	51.006	10.201
Nuoro	35	23.274	665	7	20.094	2.871	2	18.596	9.298
Sud Sardegna	43	33.518	779	19	57.670	3.035	1	5.981	5.981
Oristano	39	27.573	707	13	32.063	2.466	3	25.685	8.562
Totale	206	139.294	676	54	152.399	2.822	12	107.093	8.924

Tabella 1.12. Impianti di generazione elettrica da fonte solare fotovoltaica in Sardegna – P > 200 kW (dicembre 2018)

1.2.8. Interconnessione Sardegna-Continente

Il sistema elettrico della Sardegna è interconnesso con il sistema elettrico nazionale mediante due elettrodotti in corrente continua, rispettivamente il SA.PE.I. (Sardegna-Penisola Italiana) e il SA.CO.I (Sardegna-Corsica-Italia). La Sardegna è inoltre collegata con la Corsica mediante un elettrodotto in corrente alternata denominato SAR.CO. (Sardegna-Corsica) [9].

Collegamento SA.PE.I.

Il nuovo sistema del SA.PE.I. collega la Sardegna alla Penisola attraverso le due sottostazioni di conversione di Fiumesanto (Porto Torres, SS) e Latina. Esso è basato su due cavi aventi lunghezza complessiva di 435 km, con un tratto sottomarino di 420 km, tra Fiume Santo e Nettuno (RM), che si immerge fino alla profondità record di 1.640 m, e un tratto terrestre di circa 15 km tra Nettuno e la sottostazione di Latina. Il collegamento è costituito da un doppio cavo HVDC a 500 kV e ciascun cavo assicura una capacità di trasporto di 500 MW, per una capacità complessiva di 1.000 MW.

Il collegamento SA.PE.I. doveva essere realizzato, secondo il Programma triennale 2002-2005 di sviluppo del Sistema elettrico nazionale del GRTN (allora gestore della rete di trasmissione nazionale), entro il dicembre 2005. In realtà, il piano di fattibilità tecnica, economica e ambientale, redatto dalle Società CESI e TERNA, è stato ultimato nei primi mesi dell'anno 2003 e i lavori sono stati avviati alla fine del 2006, dopo un iter autorizzativo durato poco più di un anno.

Il primo dei due cavi è stato posato nel 2008 ed è entrato in esercizio nel novembre 2009, il secondo è stato posato nel 2010 ed è entrato in esercizio nel dicembre 2010. Il sistema bipolare è stato inaugurato il 17 marzo 2011 in occasione del centocinquantenario dell'Unità d'Italia ed è entrato in effettivo esercizio nel luglio 2011.

La realizzazione del SA.PE.I. è stata a suo tempo prevista per garantire una maggiore flessibilità della rete sarda non solo ai fini della sua sicurezza di esercizio ma anche per assecondare le potenzialità di notevole sviluppo della generazione elettrica da fonte eolica, oltre che per consentire agli operatori elettrici della Sardegna di partecipare con minori vincoli di scambio alle contrattazioni del mercato elettrico. Tale infrastruttura riveste inoltre notevole interesse per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale ed europea in vista anche del possibile collegamento in corrente continua tra il continente Africano e quello europeo [10].

Collegamento SA.CO.I.

Il sistema del SA.CO.I. è un collegamento ad alta tensione a 200 kV in corrente continua realizzato negli anni '60 del secolo scorso. Esso era inizialmente basato su due stazioni di conversione a vapori di mercurio da 200 MW ciascuna, una a Codrongianos in Sardegna, l'altra a Suvereto in Toscana. Sulla base di una convenzione tra l'EDF (Electricité de France), e la Carbosarda (Società Carbonifera Sarda) era inoltre prevista una fornitura di energia elettrica

all'EDF in Corsica tramite una terza stazione di conversione a Lucciana, per una potenza massima iniziale di 20 MW, successivamente elevata a 50 MW a seguito dei patti aggiuntivi ENEL-EDF del 1980. Il collegamento è stato poi potenziato (e ridenominato SA.CO.I 2) nel 1992 mediante la realizzazione delle due nuove stazioni di conversione a tiristori da 300 MW ciascuna che hanno consentito di utilizzare appieno la capacità dei cavi sottomarini.

A causa della limitata vita residua dovuta alla vetustà dei cavi e delle conseguenti limitazioni sulla capacità di trasmissione e sulla flessibilità di esercizio, oltre che delle elevate perdite di trasmissione, considerato anche il vigoroso sviluppo del settore eolico a partire dagli inizi del 2000, il collegamento SA.CO.I. 2 ha rappresentato per molti anni un punto critico di congestione della connessione con la penisola, con notevoli limitazioni per gli operatori elettrici della Sardegna nel mercato.

In ordine a tali problematiche il sistema è stato affiancato, nel 2011, dalla nuova infrastruttura SA.PE.I. di collegamento con il continente (Zona Centro-Sud della rete TERNA), ma sono rimasti critici il collegamento e la capacità di trasmissione tra la Sardegna, la Corsica e la Zona Centro-Nord della rete TERNA.

Collegamento SAR.CO.

Il SAR.CO. è un collegamento in corrente alternata a 150 kV tra la Sardegna (stazione elettrica di Santa Teresa) e la Corsica (stazione elettrica di Bonifacio). Il collegamento, entrato in esercizio nel 2006, ha una lunghezza complessiva di 31,6 km, con un tratto sottomarino lungo circa 16 km, e una capacità di 50 MW.

Nuovo collegamento SA.CO.I. (SA.CO.I. 3)

Come detto, TERNA ha da tempo in programma il potenziamento dell'esistente collegamento HVDC tri-terminale SA.CO.I. 2, ormai obsoleto, con la realizzazione di un nuovo collegamento tra la Sardegna e la Toscana attraverso la Corsica denominato SA.CO.I. 3 [10].

Il nuovo collegamento sarà realizzato sfruttando l'attuale struttura e lo stesso tracciato del SA.CO.I. 2 e prevede realizzazione di due nuovi elettrodotti con tratte aeree, in cavo terrestre e in cavo marino, la rimozione dei vincoli di trasporto sulle tratte aeree esistenti in Sardegna, Corsica e Toscana, la ricostruzione e il potenziamento delle esistenti stazioni di conversione di Codrongianos e di Suvereto. Più specificamente, le nuove linee a 200 kV si sviluppano attraverso elettrodotti aerei HVAC per una lunghezza complessiva di 264 km, elettrodotti in cavo terrestre HVAC per una lunghezza complessiva di 14 km ed elettrodotti in cavo marino HVDC per una lunghezza complessiva di 242 km, con una capacità complessiva di trasporto fino a 400 MW, il doppio di quella originaria [11].

Il nuovo sistema SA.CO.I.3 consentirà una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili e di ridurre le perdite di rete, il rischio di energia non fornita e il costo dei servizi di dispacciamento. La nuova infrastruttura ricopre inoltre un ruolo importante per il completamento del mercato elettrico europeo,

rafforzando il ruolo dell'Italia come hub naturale dell'energia nell'area del Mediterraneo. L'inizio dei lavori è stato annunciato da TERNA nel marzo 2018 in occasione della presentazione del piano strategico 2018-2022.

1.3. LA PRODUZIONE E IL CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA

Qui di seguito viene riportata una dettagliata analisi del bilancio energetico della Sardegna relativo all'anno 2017 e alla sua evoluzione nell'ultimo decennio 2008-2017, con particolare riferimento alla composizione del mix energetico e alla struttura del bilancio energetico, ai consumi di energia elettrica per macrosettore e pro-capite e alla caratterizzazione dei picchi di potenza.

1.3.1. Composizione del mix energetico e struttura del bilancio energetico

La tabella 1.13 sintetizza il bilancio dell'energia elettrica in Sardegna nel 2017 (ultimo disponibile) [1] disaggregato per tipologia di produttore (Produttori e Autoproduttori) e per tipologia di impianto (idroelettrico, termoelettrico, eolico e fotovoltaico). I valori dell'energia riportati in tabella sono espressi in GWh.

Nel 2017, la produzione totale lorda è stata di 13.304,8 GWh di cui 13.271,6 (pari al 99,75% del totale) da Produttori (principalmente EP Fiumesanto, ENEL, e SARAS) e 33,2 (0,25% del totale) da Autoproduttori.

La produzione è costituita da 10.311,1 GWh (77,5% del totale) da impianti termoelettrici, 328,7 GWh (2,47% del totale) da impianti idroelettrici, 1.656,4 GWh (12,45% del totale) da impianti eolici e 1.008,7 (7,58% del totale) da impianti fotovoltaici. La produzione complessiva da fonti rinnovabili non programmabili, eolica e fotovoltaica, è di 2.665,1 GWh, pari al 20,0% del totale.

Detratti 861,7 GWh richiesti dagli ausiliari per la produzione (essenzialmente degli impianti termoelettrici) e 107,8 GWh per i pompaggi, risulta una produzione netta destinata al consumo pari a 12.335,3 GWh di cui 12.303,9 GWh da operatori del mercato elettrico e 31,4 da Autoproduttori. Sottraendo alla produzione netta destinata al consumo il saldo con l'estero (esportazioni verso la Corsica), pari a 695,9 GWh, e il saldo con le altre regioni (esportazioni verso la Toscana attraverso il collegamento SA.CO.I. e verso il Lazio attraverso il collegamento SA.PE.I.), complessivamente pari a 2.878,1 GWh, restano 8.761,3 GWh che rappresentano l'energia elettrica effettivamente richiesta sulla rete al lordo delle perdite di trasmissione. Detratte infine le perdite sulla rete, complessivamente pari a 335,2 GWh, si ottiene il consumo totale, pari a 8.426,0 GWh.

Come si evince dal bilancio energetico sintetizzato in tabella 1.13, l'energia richiesta sulla rete al lordo delle perdite, pari a 8.761,3 GWh, è inferiore alla produzione netta destinata al consumo interno (al netto delle esportazioni verso la Corsica), pari a 11.639,4 GWh. Il surplus di 2.878,1 GWh, pari al 32,9% dell'energia richiesta sulla rete (al lordo delle perdite), è esportato, come detto, verso la penisola attraverso i collegamenti SA.CO.I. e SA.PE.I.

Anno 2017	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Totale
Produzione lorda			
idroelettrica	328,7	-	328,7
termoelettrica	10.277,9	33,2	10.311,1
eolica	1.656,4	-	1.656,4
fotovoltaica	1.008,7	-	1.008,7
Totale produzione lorda	13.271,6	33,2	13.304,8
Ausiliari per la produzione	859,9	1,8	861,7
Produzione netta			
idroelettrica	323,6		323,6
termoelettrica	9.449,1	31,4	9.480,5
eolica	1.646,8		1.646,8
fotovoltaica	992,2		992,2
Totale produzione netta	12.411,7	31,4	12.443,1
Energia per i pompaggi	107,8		107,8
Produzione netta al consumo	12.303,9	31,4	12.335,3
Cessioni degli Autoproduttori	+3,5	-3,5	
Saldo con l'estero	-695,9		-695,9
Saldo con le altre regioni	-2.878,1		-2.878,1
Energia richiesta sulla rete	8.733,4	27,9	8.761,3
Perdite	335,2		335,2
Consumi finali			
Autoconsumi	408,3	27,9	436,2
Mercato libero	6.040,3		6.040,3
Mercato tutelato	1.949,6		1.949,6
Totale consumi	8.398,1	27,9	8.426,0

Tabella 1.13. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 2017

Le tabelle 1.14 e 1.15 riportano una sintesi dei bilanci dell'energia elettrica in Sardegna relativi agli anni 2008-2012 e 2013-2017 (valori dell'energia espressi in GWh), mentre le tabelle A.1-A.9 riportate nell'Appendice alla fine del presente rapporto, forniscono, analogamente alla tabella 1.13, una rappresentazione di dettaglio dei bilanci dell'energia elettrica a ritroso dal 2016 al 2008. Con riferimento ai dati riportati nelle tabelle 1.14 e 1.15, la figura 1.1 mostra inoltre l'andamento della produzione lorda totale, della produzione destinata al consumo e dell'energia richiesta sulla rete nel periodo 2008-2017.

BILANCIO ENERGETICO	2008	2009	2010	2011	2012
Produzione lorda totale	14.159	14.200	14.135	14.276	14.535
Servizi ausiliari per la produzione	1.014	1.050	987	1.046	978
Produzione netta totale	13.145	13.150	13.147	13.230	13.558
Energia destinata ai pompaggi	514	444	352	212	211
Produzione netta destinata al consumo	12.631	12.706	12.795	13.018	13.347
Saldi con l'estero (Corsica)	-636	-638	-580	-689	-716
Saldo con altre regioni	+482	-258	-441	-536	-1.633
Energia richiesta	12.477	11.810	11.774	11.793	10.999
Perdite	542	566	600	528	477
Consumi netti	11.935	11.244	11.774	11.793	10.999

Tabella 1.14. Sintesi dei bilanci di energia elettrica (GWh) in Sardegna nel periodo 2008-2012

BILANCIO ENERGETICO	2013	2014	2015	2016	2017
Produzione lorda totale	14.365	13.936	12.465	12.247	13.305
Servizi ausiliari per la produzione	889	912	629	629	862
Produzione netta totale	13.476	13.024	11.836	11.618	12.443
Energia destinata ai pompaggi	178	136	116	158	108
Produzione netta destinata al consumo	13.298	12.888	11.720	11.459	12.335
Saldi con l'estero (Corsica)	-536	-631	-690	-663	-696
Saldo con altre regioni	-3.458	-3.452	-2.059	-2.154	-2.878
Energia richiesta	9.304	8.805	8.971	8.643	8.761
Perdite	699	427	466	348	335
Consumi netti	9.304	8.805	8.971	8.643	8.761

Tabella 1.15. Sintesi dei bilanci di energia elettrica (GWh) in Sardegna nel periodo 2013-2017

Come si evince dalle tabelle 1.14 e 1.15 e dalla figura 1.1, la produzione lorda totale ha mostrato valori piuttosto stabili nell'intervallo 14-14,5 TWh nel periodo 2008-2014. Si evidenzia, per inciso, che valori della produzione maggiori di 14 TWh (con un picco di oltre 15 TWh nel 2006) perduravano dal 2002 (valori non indicati in figura). Dalla tabella 1.15 si rileva che la produzione lorda ha poi subito una sensibile diminuzione dopo il 2014 sull'onda degli effetti determinati dalla chiusura dello stabilimento Alcoa di Portovesme, avviata nel 2012, oltre che a causa della diffusa crisi del comparto industriale più in generale. La produzione destinata al consumo segue qualitativamente l'andamento della produzione lorda totale.

L'energia richiesta sulla rete, rimasta pressoché invariata, se non con modeste fluttuazioni, nel periodo 2002-2008 (non indicato in figura), ha subito una prima sensibile diminuzione dal 2008 al 2009, per poi diminuire progressivamente, in misura significativa, dal 2011 al 2014, passando da valori dell'ordine di 12,5 TWh nel 2008 a valori minori di 9 TWh dal 2014 al 2017.

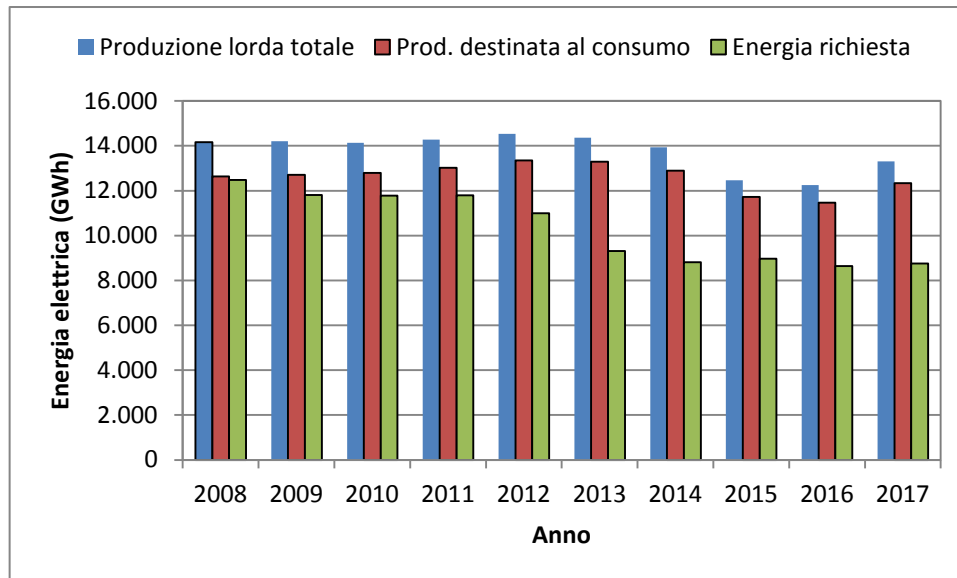


Figura 1.1. Produzione di energia elettrica lorda totale, destinata al consumo e richiesta sulla rete nel periodo 2008-2017

Le figure 1.2 e 1.3 riportano un raffronto tra la produzione netta da fonti rinnovabili eolica e solare fotovoltaica (fonti non programmabili) e la produzione netta destinata al consumo negli anni 2008-2017. Più specificamente, la figura 1.2 riporta i valori di produzione netta da fonte eolica, fotovoltaica, totale eolico e fotovoltaico e, per confronto, la produzione netta al consumo, mentre la figura 1.3 riporta la quota percentuale di energia totale prodotta da fonte rinnovabile non programmabile (eolica + fotovoltaica) in rapporto alla produzione netta destinata al consumo.

Dalla figura 1.3 si osserva, in particolare, che nel 2016 la quota dei consumi complessivi di energia coperta da fonti rinnovabili è risultata pari al 24,2%, superando sia la previsione del DM 15 marzo 2012 per il 2016 (12,5%) sia l'obiettivo da raggiungere al 2020 (17,8%) [12]. Questo obiettivo è stato superato già nel 2013 con una percentuale del 20%, confermata nel 2014, superata nel 2015 (20,7%), e mantenuta oltre il 21% nel 2017.

Sempre con riferimento ai dati riportati nelle tabelle 1.14 e 1.15, le figure 1.4 e 1.5 mostrano rispettivamente, per il periodo 2008-2017, l'andamento dei saldi con l'estero e con le altre regioni e un raffronto tra la produzione destinata al consumo e l'energia richiesta sulla rete (produzione destinata al consumo al netto dei saldi con l'estero e con le altre regioni).

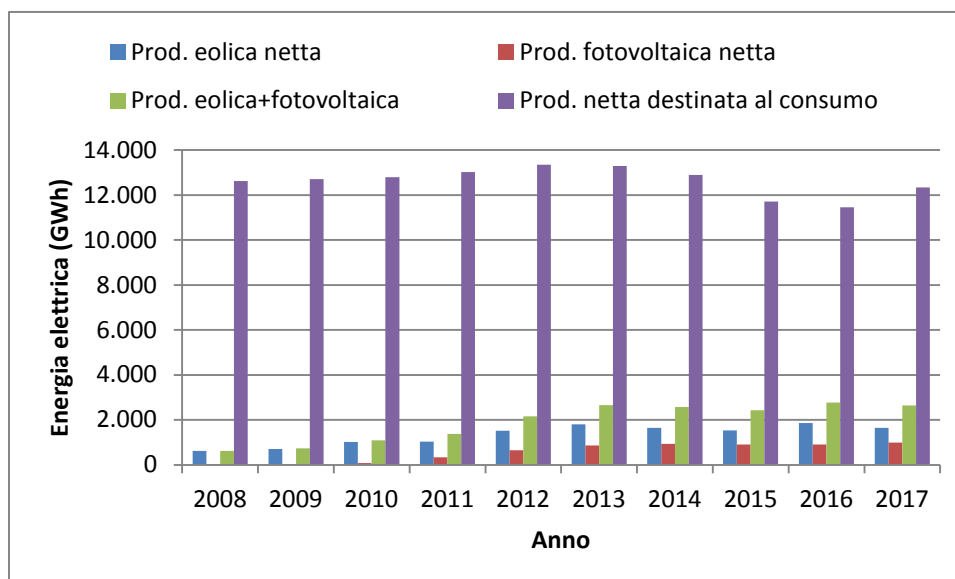


Figura 1.2. Produzione netta di energia elettrica da fonte eolica, solare fotovoltaica e destinata al consumo nel periodo 2008-2017

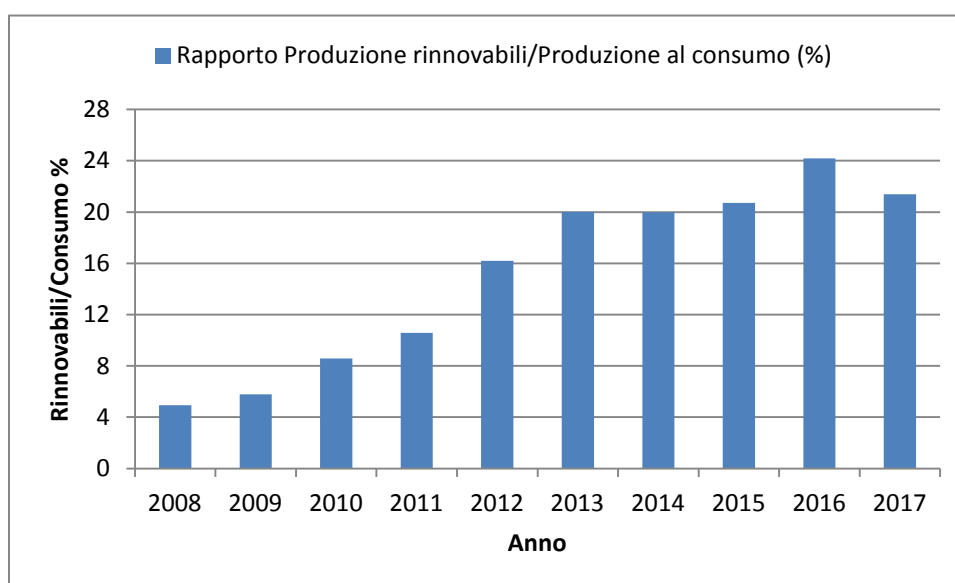


Figura 1.3. Percentuale della produzione netta da fonte rinnovabile (solare+eolica) in rapporto alla produzione netta destinata al consumo nel periodo 2008-2017

Il saldo con le altre regioni (importazioni meno esportazioni) è stabilmente negativo (esportazione) a partire dal 2009, ed è aumentato drasticamente nel 2012 triplicando il suo valore (1,6 TWh) rispetto al 2011 (536 GWh). Le esportazioni sono ancora significativamente aumentate fino a valori di quasi 3,5 TWh negli anni 2013 e 2014, ridimensionandosi quindi su valori di poco superiori a 2 TWh negli anni 2015-2016, per poi aumentare nuovamente fino a quasi 3 TWh nel 2017. È appena il caso di osservare, al proposito, che il saldo

con le altre regioni è stato sistematicamente positivo (importazione) per circa 30 anni fino al 2001, con una drastica inversione di tendenza nel 2002, dopo l'entrata in esercizio della centrale IGCC SARLUX (ora SARAS) nel 2001, rafforzata nel 2006 dall'entrata in esercizio del nuovo gruppo ENEL a letto fluido.

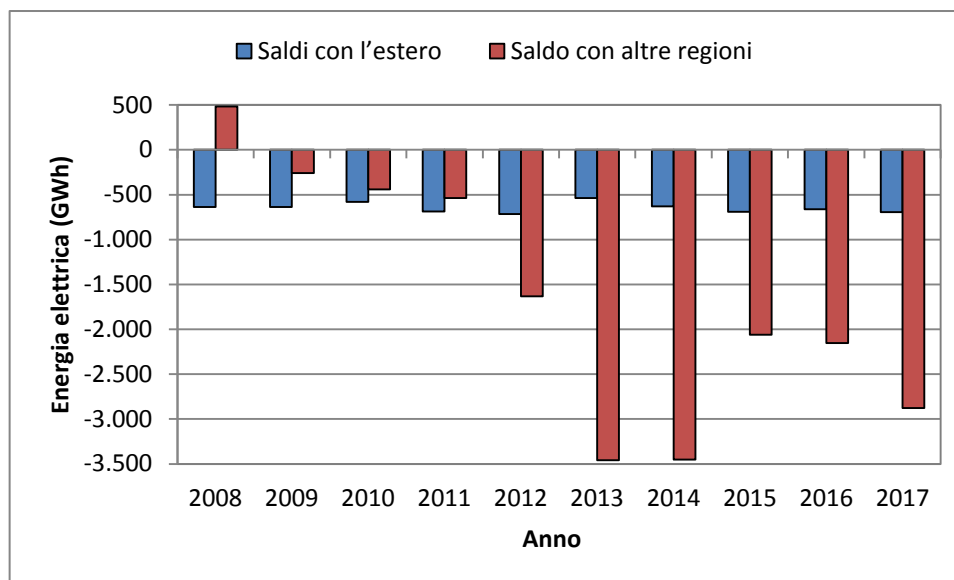


Figura 1.4. Saldo con l'estero e con le altre regioni nel periodo 2008-2017

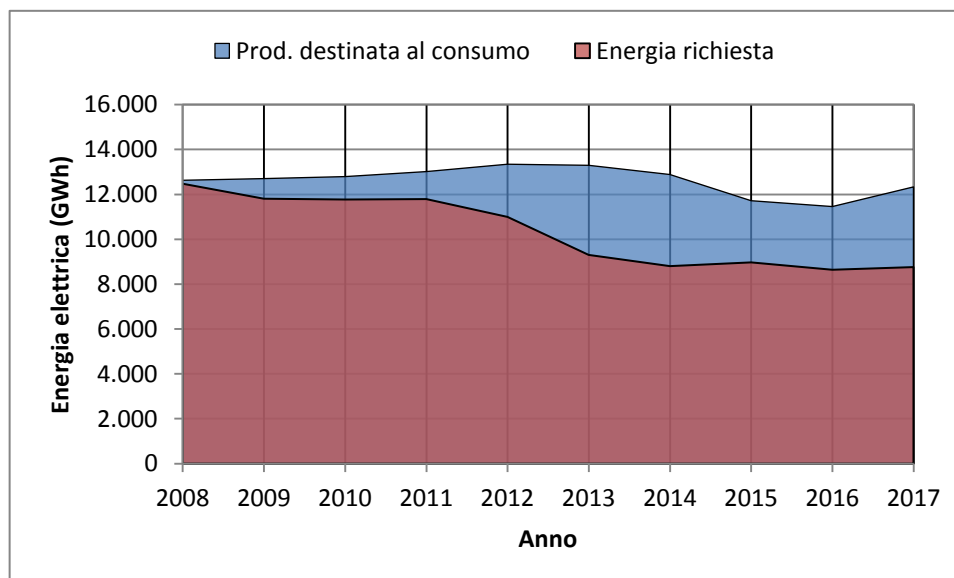


Figura 1.5. Produzione destinata al consumo ed energia richiesta sulla rete nel periodo 2008-2017

Il saldo con l'estero, determinato esclusivamente dalle esportazioni verso la Corsica, è praticamente consolidato su a una domanda interna intorno a 650 GWh/anno, con una escursione media dell'ordine di 50 GWh.

La figura 1.6 mostra infine un significativo raffronto tra l'andamento delle esportazioni di energia elettrica verso altre regioni (opposto del saldo con le altre regioni) e la produzione totale di energia elettrica da impianti eolici e fotovoltaici (fonti energetiche rinnovabili non programmabili) nel periodo 2008-2017.

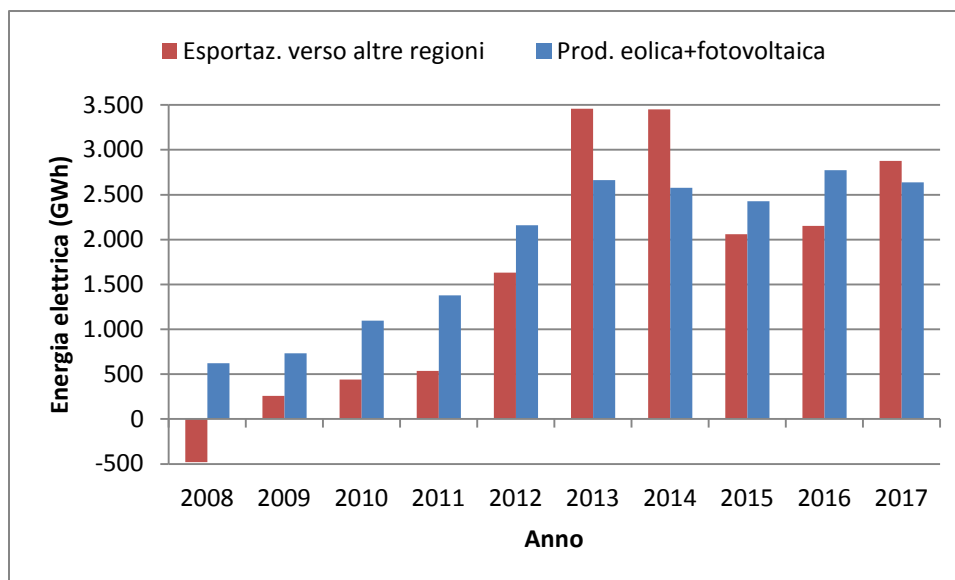


Figura 1.6. Esportazioni di energia elettrica verso altre regioni e produzione totale da impianti eolici e fotovoltaici nel periodo 2008-2017

Come si evince dalla figura 1.6, a parte gli anni 2013-2014, e in minor misura l'anno 2017, la produzione da FER non programmabili è stata maggiore del surplus di produzione esportato verso altre regioni. In particolare, i valori medi della produzione da FER non programmabili e del surplus esportato verso altre regioni sono stati rispettivamente dell'ordine di 2.600 e di 2.800 GWh negli ultimi cinque anni (2013-2017) e di 2.600 e di 2.360 GWh negli ultimi tre anni (2015-2017).

Le due grandezze in esame, in realtà, sono caratterizzate da andamenti giornalieri e stagionali con valori istantanei che non rispecchiano le reciproche relazioni medie annue di cui in figura 1.6, in ordine alla natura intermittente della fonte solare e alle fluttuazioni casuali della domanda e della produzione eolica e fotovoltaica. Pur tuttavia, considerati gli ordini di grandezza delle relative potenze in gioco, sono evidenti le notevoli potenzialità di accumulo energetico, sotto varie forme, delle eccedenze di produzione elettrica rispetto alla domanda interna. L'energia elettrica prodotta in eccesso, infatti, può essere accumulata in forma elettrochimica (batterie di varia tipologia e tecnologia), meccanica (cinetica e potenziale), termica (previa trasformazione termodinamica ad alta efficienza con pompe di calore e macchine frigorifere), termochimica (rottura e ricomposizione di legami chimici mediante reazioni endo/esotermiche reversibili) e chimica, con produzione, ad esempio, di idrogeno, vettori di idrogeno e combustibili sintetici gassosi e liquidi, quali metano, metanolo, dimetiletere, ecc.

Un sistema di accumulo energetico distribuito finalizzato a livellare il surplus di produzione che caratterizza il bilancio energetico regionale, potrebbe fornire in tal modo un significativo contributo alla razionale espansione in Sardegna delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili, alla più efficace gestione del dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da tali fonti e, di conseguenza, anche alla più efficace ed efficiente operatività degli impianti termoelettrici a combustibili fossili e alla riduzione delle esportazioni verso altre regioni, oltre che ad una intrinseca riduzione delle emissioni di CO₂.

1.3.2. Consumi di energia elettrica per macrosettore

La figura 1.7 riporta la distribuzione dei consumi netti disaggregati con riferimento ai quattro principali macrosettori (agricoltura, industria, terziario e domestico) e totali nel periodo 2008-2017. Come si evince dalla figura 1.7, il settore industriale incide in maniera assai rilevante sui consumi totali, mentre è marginale l'incidenza del settore dell'agricoltura. I settori terziario e domestico hanno invece una incidenza confrontabile. La figura 1.7 evidenzia il drammatico declino del settore industriale che, pur sempre preponderante rispetto agli altri settori, è stato caratterizzato da un drastico ridimensionamento dei consumi già a partire dal 2012 a causa della chiusura dello stabilimento Alcoa di Portovesme, avviata nello stesso anno.

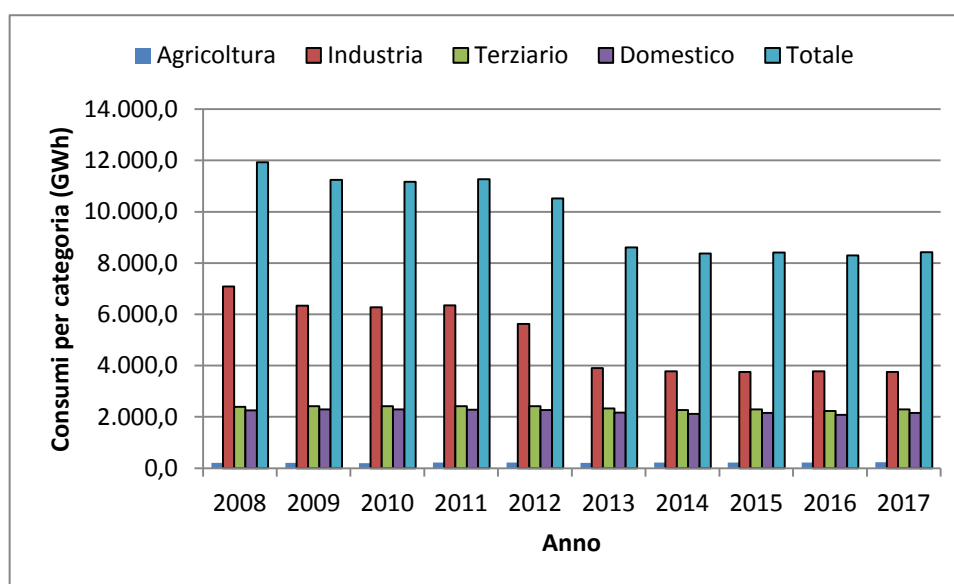


Figura 1.7. Consumi di energia elettrica per macrosettori nel periodo 2008-2017

1.3.3. Consumi pro-capite di energia elettrica

La figura 1.8 riporta un confronto tra i consumi di energia elettrica per abitante in Sardegna e in Italia nel periodo 2008-2017. L'andamento dei consumi pro-capite in Sardegna ricalca piuttosto fedelmente quello dei consumi totali di cui in figura 1.7 essendo questi tra loro pressoché proporzionali in relazione alla popolazione, che nel periodo considerato ha subito un

decremento molto modesto (a parte una discontinuità negativa riscontrata in occasione del censimento del 2011 rispetto alle anagrafe comunali).

Dalla Figura 1.8 si rileva un consumo medio annuo pro-capite sistematicamente decrescente nel periodo considerato, attestato dal 2013 intorno a 5.000 kWh/ab, poco al di sopra del valore medio nazionale.

È appena il caso di osservare che questo parametro, generalmente utilizzato come indice di sviluppo, nel decennio 2000-2009 (solo parzialmente indicato in figura) è stato sistematicamente maggiore del 35% circa rispetto al valore medio nazionale. Nella fattispecie, tuttavia, questa circostanza non rappresentava una situazione di maggiore benessere in Sardegna rispetto al resto dell'Italia, poiché il valore più elevato dei consumi pro-capite di energia elettrica rispetto alla media nazionale era fondamentalmente determinato dalla rilevante presenza in Sardegna di insediamenti industriali ad elevato assorbimento elettrico (in particolare l'industria dell'alluminio a Portovesme) ed in parte anche dai maggiori consumi elettrici per usi termici non obbligati nei settori civile e terziario in ordine alla mancanza del gas naturale in Sardegna. La cessazione della produzione dello stabilimento ALCOA, a partire dal 2012, ha causato, come già osservato, una drastica riduzione dei consumi elettrici finali, determinando di conseguenza il riallineamento dei consumi elettrici pro-capite della Sardegna con quelli nazionali.

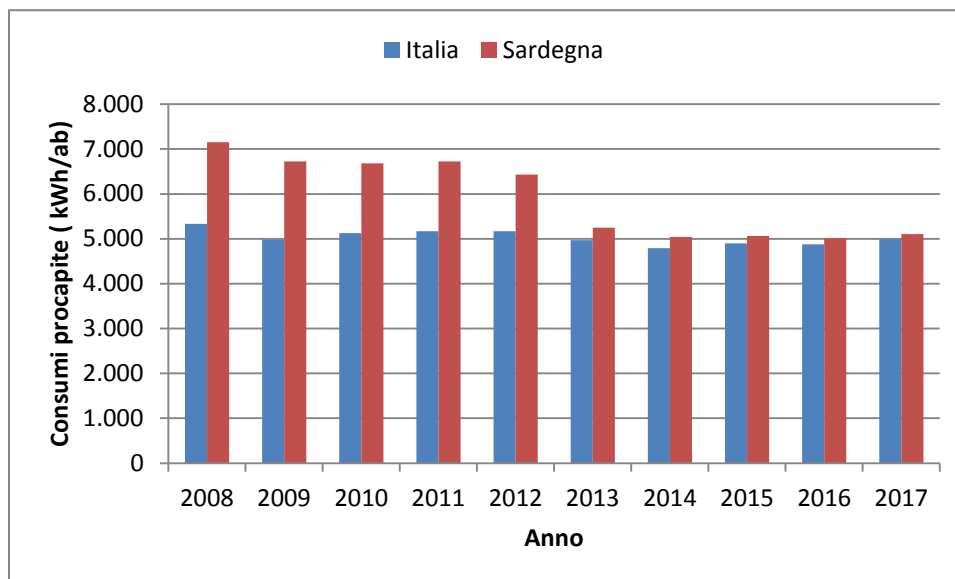


Figura 1.8. Consumi di energia elettrica per abitante nel periodo 2008-2017.

1.3.4. Picchi di potenza

La Figura 1.9 mostra infine l'andamento dei valori massimi delle medie orarie delle punte di fabbisogno di potenza richiesta sulla rete, in estate e in inverno, nel periodo 2008-2016. La tabella 1.16 riporta più in dettaglio i valori delle punte rilevati ogni mese nel medesimo periodo. I valori riportati nella figura 1.9 e nella tabella 1.16 sono tratti dai Rapporti Mensili sul Sistema Elettrico pubblicati da TERNA [13] e si fermano al maggio 2016. Il formato di detti

rapporti, infatti, è stato radicalmente trasformato a partire dal giugno 2016 e nella nuova edizione non è più disponibile il valore della punta oraria per area.

L'andamento della punta oraria di fabbisogno nel corso degli anni è coerente con i consumi totali. Le due punte estiva e invernale sono molto vicine, con alternanze dovute essenzialmente a fattori meteo climatici, e sono passate da valori intorno a 1.800 MW prima del 2009 a valori leggermente inferiori, intorno a 1.600-1.700 MW negli anni 2010-2012, per poi diminuire ancora intorno a 1300 MW, con la cessazione della produzione dello stabilimento ALCOA, negli anni successivi.

È significativo confrontare il valore attuale delle punte di potenza, attualmente intorno a 1300-1400 MW, con la potenza efficiente lorda complessiva, pari a 4.743,9 MW, dopo una carenza cronica di riserva di potenza perdurata fino quasi al 2010.

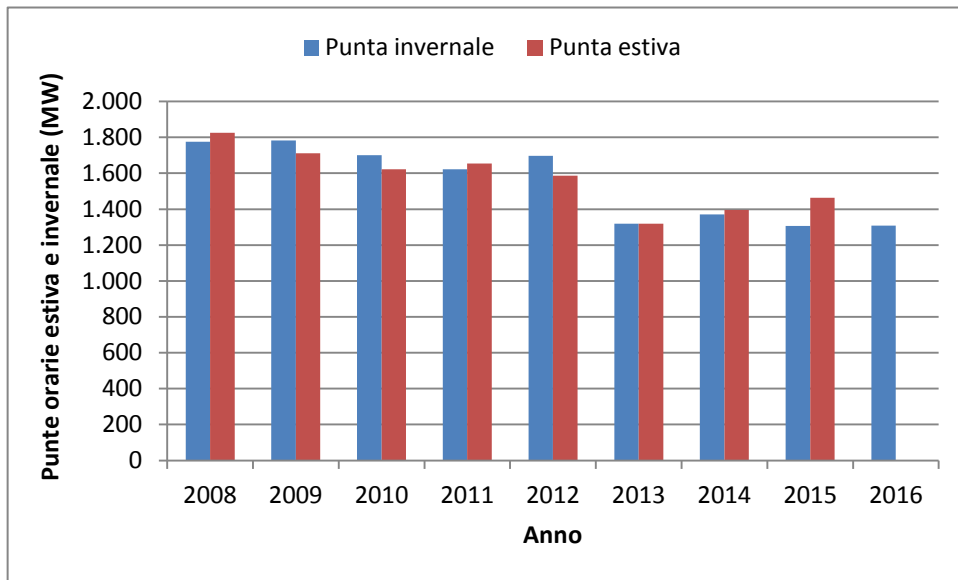


Figura 1.9. Punta medie orarie invernali ed estive nel periodo 2008-2016.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gennaio	1.775	1.735	1.612	1.741	1.512	1.319	1.320	1.290	1.206	
Febbraio	1.738	1.783	1.700	1.697	1.698	1.271	1.371	1.283	1.183	
Marzo	1.735	1.660	1.540	1.567	1.480	1.152	1.343	1.306	1.308	
Aprile	1.587	1.629	1.309	1.338	1.273	1.057	1.165	1.200	1.076	
Maggio	1.609	1.534	1.382	1.284	1.295	1.067	1.167	1.142	1.001	
Giugno	1.708	1.546	1.516	1.485	1.480	1.216	1.288	1.136		
Luglio	1.807	1.712	1.623	1.590	1.578	1.442	1.395	1.463		
Agosto	1.825	1.679	1.486	1.654	1.586	1.408	1.376	1.371		
Settembre	1.757	1.585	1.562	1.609	1.313	1.185	1.223	1.305		
Ottobre	1.602	1.468	1.340	1.296	1.091	1.104	1.160	1.037		
Novembre	1.755	1.470	1.608	1.460	1.228	1.359	1.173	1.227		
Dicembre	1.645	1.563	1.679	1.556	1.333	1.305	1.254	1.213		

Tabella 1.16. Punta orarie di fabbisogno per mese e per anno nel periodo 2008-2016 (valori in MW).
I valori in rosso indicano le punte annuali invernale ed estiva

2. RICOGNIZIONE DELLE PRINCIPALI FONTI CONCENTRATE DI CO₂ NEL SETTORE ELETTRICO IN SARDEGNA

Nel settore della produzione di energia elettrica, le più significative fonti concentrate di CO₂ sono quelle dei poli energetici delle centrali termoelettriche EP di Fiume Santo ed ENEL di Portovesme e della raffineria SARAS, per quest'ultima in parte in capo all'impianto IGCC e in parte ai processi di raffinazione. Le tabelle 1.2-1.5, sintetizzano, come già discusso, i dati di produzione di energia elettrica, di utilizzo degli impianti, di consumo di combustibile e di CO₂ emessa.

Non vengono prese in considerazione, nel presente studio, le emissioni di CO₂ degli impianti degli Autoproduttori, caratterizzati da potenze limitate e, nella maggior parte di casi, da fattori di utilizzo altrettanto limitati e incerti, specie per quanto concerne la prospettiva di utilizzo futuro.

I dati riportati nelle tabelle 1.2-1.5 consentono di effettuare un bilancio energetico dell'impianto di generazione elettrica e pertanto possono essere utilizzati per tarare un modello previsionale delle emissioni di CO₂, basato sui fattori di emissione, applicabile a qualunque altro sito di generazione elettrica o di produzione industriale più in generale.

Noti infatti la produzione annua di energia elettrica E_A (GWh/anno), il consumo annuo di combustibile M_C (t/anno) e il suo potere calorifico inferiore H_i (MJ/kg, GJ/t), si può innanzitutto determinare il rendimento medio dell'impianto:

$$\eta_g = 3600 \cdot \frac{E_A}{M_C \cdot H_i} \quad (2.1)$$

Nota il fattore F_{CO_2} di emissione di CO₂ del combustibile, dato dalla massa di CO₂ prodotta dalla combustione dell'unità di massa di combustibile, la produzione annua (t/anno) di CO₂, M_{CO_2} , è data dal prodotto:

$$M_{CO_2} = F_{CO_2} \cdot M_C = 3600 \cdot F_{CO_2} \cdot \frac{E_A}{\eta_g \cdot H_i} \quad (2.2)$$

Il fattore di emissione F_{CO_2} è dato dalla relazione:

$$F_{CO_2} = \kappa_C \cdot \frac{\mathcal{M}_{CO_2}}{\mathcal{M}_C} \quad (2.3)$$

dove κ_C è la frazione massica di carbonio nel combustibile, M_{CO_2} e M_C sono le masse molecolari della CO_2 e del carbonio rispettivamente.

Si possono infine calcolare le emissioni specifiche e_{CO_2} di CO_2 (g_{CO_2}/kWh , kg_{CO_2}/MWh , t_{CO_2}/GWh) mediante la relazione:

$$e_{CO_2} = \frac{M_{CO_2}}{E_A} \quad (2.4)$$

La tabella 2.1 riporta, a titolo di esempio, le caratteristiche di composizione ed energetiche dei campioni di due carboni di diversa provenienza (Sud Africa e Russia), valutate sul "tal quale" ("as received"), e dei relativi fattori di emissione.

Provenienza	Sud Africa_1	Sud Africa_2	Russia_1	Russia_2
Analisi immediata (%Wt)(*)				
Carbonio fisso	54,0	52,7	47,4	47,6
Volatili	23,0	25,9	31,8	31,9
Ceneri	15,0	14,4	11,1	10,4
Umidità	8,0	7,0	9,7	10,1
Analisi elementare (%Wt)				
Carbonio	65,45	65,7	65,2	65,9
Idrogeno	3,85	3,64	4,41	n.d.
Zolfo	0,54	0,85	0,30	0,30
Azoto	1,62	1,61	2,00	n.d.
Ossigeno	5,54	6,84	7,29	n.d.
Ceneri	15,0	14,4	11,1	10,35
Umidità	8,0	7,0	9,7	10,13
Potere Calorifico Inf. (MJ/kg)	25,00	25,03	25,29	25,37
Fattore di emissione di CO_2	2,40	2,41	2,39	2,42

Tabella 2.1. Composizione, potere calorifico inferiore e fattore di emissione di CO_2 di alcuni carboni

Il modello di valutazione delle emissioni di CO_2 rappresentato dalle eq. (2.1-2.4) è stato verificato con una applicazione alla centrale EP di Fiume Santo (nella quale sono stati utilizzati nel passato i carboni russi citati nella tabella 2.1) e all'impianto IGCC SARAS. Per quanto riguarda la centrale ENEL di Portovesme, nel corso degli anni considerati sono state utilizzate miscele di carbone di importazione e di carbone Sulcis in varie proporzioni (fino al 20% in termini di energia) e in misura diversa nei due gruppi SU2 e SU3. Ciò rende più incerta o più laboriosa la valutazione del potere calorifico e del fattore di emissione medio equivalente e pertanto il modello in parola non è stato applicato a questa centrale. D'altra parte, le applicazioni di seguito presentate, riferite come detto alle centrali EP Fiume Santo e SARAS, hanno mero significato esemplificativo, con l'unico scopo di verificare la coerenza del

modello previsionale; la verifica del modello con la sua applicazione alla centrale Sulcis è pertanto irrilevante.

Con riferimento alla centrale EP Fiume Santo la tabella 2.2 riporta, per il periodo 2012-2017, il rendimento globale netto presunto, calcolato mediante l'eq. (2.1) e le emissioni totali e specifiche di CO₂, calcolate mediante le eq. (2.2) e (2.4) rispettivamente, in funzione dell'energia elettrica netta immessa in rete (riportata nella seconda colonna) e del consumo dei diversi combustibili (carbone, biomasse, OCD, gasolio) di cui in tabella 1.2. Per semplicità, i valori del rendimento e delle emissioni di CO₂ sono calcolati con riferimento ai valori medi costanti del potere calorifico e del fattore di emissione di CO₂ dei vari combustibili utilizzati indicati nella tabella 2.3; i valori relativi al carbone, in particolare, sono dati da un arrotondamento dei corrispondenti valori dei carboni russi riportati in tabella 2.1. La tabella 2.2 riporta anche, per confronto, i valori ufficiali delle emissioni totali di CO₂ pubblicati dal Produttore (Cfr. tabella 1.2) e lo scostamento percentuale dei valori calcolati rispetto a quelli ufficiali del Produttore.

Anno	Prod. e.e. (GWh)	Rendim. presunto	CO ₂ calc. (kt)	CO ₂ spec. (g/kWh)	CO ₂ uff.le (kt)	ΔCO ₂ %
2017	3.565	0,340	3.582	1.005	3.514	1,94
2016	2.454	0,322	2.600	1.060	2.535	2,58
2015	2.317	0,320	2.477	1.069	2.404	3,04
2014	3.186	0,333	3.268	1.026	3.188	2,52
2013	3.461	0,333	3.532	1.020	3.482	1,42
2012	3.794	0,352	3.624	955	3.588	1,00

Tabella 2.2. Rendimento presunto ed emissioni totali e specifiche di CO₂ della centrale EP Fiume Santo nel periodo 2012-2017

Combustibile	Carbone	Biomasse	OCD	Gasolio
PCI (MJ/kg)	25,30	13,70	40,00	43,00
Fatt. di em. CO ₂	2,40	2,00	3,30	3,20

Tabella 2.3. Valori medi dei poteri calorifici e dei fattori di emissione assunti per i diversi combustibili utilizzati nella centrale EP Fiume Santo

Come si evince dalla tabella 2.2, l'eq. (2.2) riproduce con buona approssimazione i valori delle emissioni totali di CO₂, che differiscono di qualche punto percentuale rispetto ai dati ufficiali del produttore. Gli scostamenti, scontata l'affidabilità dei dati pubblicati dal Produttore, sono dovuti essenzialmente alle approssimazioni sui valori dei poteri calorifici e dei fattori di emissione.

Dal confronto tra i dati di potenza lorda di cui in tabella 1.2 con quelli di potenza netta di cui in tabella 2.2, emerge inoltre una elevata incidenza degli assorbimenti degli ausiliari, mediamente maggiore del 12% della potenza lorda, e la conseguente incidenza sul rendimento netto, che presenta un valore medio sull'intero periodo considerato del 33,3%.

Con riferimento alla centrale IGCC SARAS, in maniera analoga, la tabella 2.4 riporta, per il periodo 2012-2017, il rendimento globale netto presunto, calcolato mediante l'eq. (2.1) e le emissioni totali e specifiche di CO₂, calcolate mediante le eq. (2.2) e (2.4) rispettivamente, in funzione dell'energia elettrica netta immessa in rete (riportata nella seconda colonna) e del consumo di combustibile (TAR) di cui in tabella 1.5. I valori del rendimento e delle emissioni di CO₂ sono calcolati con riferimento ad un valore medio costante del potere calorifico pari a 40 MJ/kg e del fattore di emissione di CO₂ pari a 3,3. Come del caso precedente la tabella 2.4 riporta anche, per confronto, i valori ufficiali delle emissioni totali di CO₂ pubblicati dal Produttore (Cfr. tabella 1.5) e lo scostamento percentuale dei valori calcolati rispetto a quelli ufficiali del Produttore.

Anno	Prod. e.e. (GWh)	Rendim. presunto	CO ₂ calc. (kt)	CO ₂ spec. (g/kWh)	CO ₂ uff.le (kt)	ΔCO ₂ %
2017	4.086	0,339	3.581	876	3.585	-0,13
2016	4.588	0,350	3.897	849	3.839	1,52
2015	4.450	0,346	3.821	859	3.761	1,61
2014	4.353	0,341	3.792	871	3.768	0,63
2013	4.217	0,338	3.706	879	3.699	0,19
2012	4.194	0,329	3.782	902	3.690	2,49

Tabella 2.4. Rendimento presunto ed emissioni totali e specifiche di CO₂ della centrale IGCC SARAS nel periodo 2012-2017

In questo caso, la minore incertezza sui valori del potere calorifico e del fattore di emissione di CO₂ del TAR consente di calcolare le emissioni di CO₂ con maggiore accuratezza. Infatti, le emissioni totali di CO₂ calcolate mediante l'eq. (2.2) differiscono dai valori ufficiali pubblicati dal Produttore con scostamenti mediamente intorno a un punto percentuale.

La tabella 2.5 riporta, infine, alcune caratteristiche significative di composizione ed energetiche e i fattori di emissione dei combustibili di più comune e diffuso utilizzo in campo industriale. Più specificamente la tabella in parola riporta le seguenti grandezze caratteristiche:

- C, H numero di atomi di carbonio e idrogeno nella molecola
- $\left(\frac{C}{H}\right)_M$ rapporto massico carbonio/idrogeno
- $\left(\frac{C}{comb}\right)_M$ frazione massica di carbonio nel combustibile
- $\left(\frac{C_C}{C_{CH_4}}\right)_M$ rapporto (carbonio nel combustibile)/(carbonio nel CH₄) a parità di massa
- Hi potere calorifico inferiore del combustibile

$\left(\frac{C_c}{C_{CH_4}}\right)_E$ rapporto (carbonio nel combustibile)/(carbonio nel CH₄) a parità di energia

F_{CO_2} fattore di emissione di CO₂

Combustibile	C	H	$\left(\frac{C}{H}\right)_M$	$\left(\frac{C}{comb}\right)_M$	$\left(\frac{C_c}{C_{CH_4}}\right)_M$	Hi (MJ/kg)	$\left(\frac{C_c}{C_{CH_4}}\right)_E$	F_{CO_2}
Metano	1	4	3,00	0,750	1,000	50,18	1,000	2,750
Etano	2	6	4,00	0,800	1,067	46,63	1,148	2,933
Propano	3	8	4,50	0,818	1,091	46,12	1,187	2,999
Butano	4	10	4,80	0,828	1,103	45,50	1,217	3,036
Pentano	5	12	5,00	0,833	1,111	45,11	1,236	3,054
Esano	6	14	5,14	0,837	1,116	44,86	1,249	3,069
Eptano	7	16	5,25	0,840	1,120	44,68	1,258	3,080
Ottano	8	18	5,33	0,842	1,123	44,54	1,265	3,087
Metanolo	---	---	3,00	0,375	0,500	20,09	1,249	1,375
Etanolo	---	---	4,00	0,522	0,696	26,95	1,295	1,913
Dimetiletere	---	---	4,00	0,522	0,696	28,88	1,209	1,913
Gasolio/Kerosene			6,50	0,850	1,133	43,00	1,323	3,117
Olio leggero (LFO)	---	---	7,00	0,875	1,167	43,00	1,361	3,208
Olio denso (HFO, IF-300)	---	---	8,80	0,880	1,173	40,00	1,472	3,227
Torba (*)	---	---	---	0,45-0,60	0,60-0,80	17,2-22,2	1,75-1,81	1,65-2,20
Lignite (*)	---	---	---	0,60-0,75	0,80-1,00	28,1-30,1	1,43-1,67	2,20-2,75
Litantrace (*)	---	---	---	0,75-0,92	1,00-1,23	28,9-36,8	1,74-1,67	2,75-3,37
Antracite (*)	---	---	---	0,92-0,95	1,23-1,27	36,0-37,2	1,710	3,37-3,48

(*) Valori di composizione e potere calorifico riferiti al secco, senza ceneri.

Tabella 2.5. Caratteristiche di composizione ed energetiche e fattori di emissione di CO₂ di alcuni combustibili di utilizzo industriale

I dati riportati in tabella 2.5 forniscono, insieme alle eq. (2.1-2.4), uno strumento utile per valutazione delle emissioni totali e specifiche di CO₂ di un qualsivoglia impianto o sito industriale di interesse.

3. POTENZIALITÀ DI PRODUZIONE DI COMBUSTIBILI LIQUIDI "RINNOVABILI" DA SURPLUS DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN SARDEGNA

Sulla base delle precedenti valutazioni è possibile eseguire una stima delle potenzialità teoriche di produzione di combustibili liquidi "rinnovabili" da surplus di produzione di energia elettrica. Più specificamente, nel seguito verrà considerata la produzione di metanolo e dimetiletere mediante idrogenazione di CO₂ derivante da processi di cattura con idrogeno ottenuto da processi elettrolitici alimentati da surplus di energia elettrica.

Trattandosi di una stima teorica preliminare, la presente analisi è finalizzata esclusivamente alla valutazione delle suddette potenzialità, prescindendo da considerazioni di carattere economico ed è propedeutica a studi successivi più approfonditi, anche sul piano economico.

Nell'ambito della presente analisi verranno quantificati, facendo principalmente riferimento a dati di letteratura, i bilanci di energia e materia dei vari processi concatenati di separazione chimica della CO₂, di produzione di idrogeno da elettrolisi dell'acqua, di idrogenazione della CO₂ con produzione di metanolo e dimetiletere.

3.1. PROCESSI DI SEPARAZIONE (CATTURA) DELLA CO₂

La "cattura" della CO₂ da flussi gassosi derivanti da processi termici di conversione dell'energia, finalizzata alla sua segregazione in ambienti diversi dall'atmosfera, può essere effettuata ricorrendo a tecnologie inquadabili essenzialmente tra le seguenti [14,15]:

- post-combustione;
- pre-combustione;
- ossi-combustione.

Le tecnologie "post-combustione" prevedono la separazione della CO₂ dai prodotti di combustione e si applicano a impianti motori termici convenzionali. La CO₂ viene separata dai prodotti della combustione mediante processi di assorbimento chimico. Le tecnologie post-combustione possono essere efficacemente applicate a impianti già esistenti.

Le tecnologie "pre-combustione" prevedono la separazione della CO₂ da combustibili gassosi (syngas costituiti essenzialmente da H₂, CO, CO₂, H₂O) ottenuti previa trasformazione di altri combustibili, mediante processi di reforming (di combustibili gassosi e liquidi) o di gassificazione (di combustibili solidi e liquidi). Il CO presente nel syngas può essere convertito tramite una reazione con vapore d'acqua ("water gas shift reaction", WGS) in CO₂ e H₂. La CO₂ prodotta viene poi separata, generalmente, mediante processi di

assorbimento fisico, più idonei nel caso di syngas ad alta pressione caratteristici degli impianti IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle).

Le tecnologie "ossi-combustione" prevedono l'impiego di ossigeno come comburente, invece dell'aria. I prodotti di combustione sono costituiti essenzialmente da CO₂ e H₂O oltre che da specie secondarie inquinanti e non di varia natura (N₂, O₂, Ar, SO₂, NO_x, ecc.). La CO₂ può essere poi facilmente separata mediante raffreddamento e condensazione del vapore d'acqua ed eventualmente purificata dalle specie inquinanti.

Ai fini delle valutazioni che seguono interessano specificamente le tecnologie di separazione della CO₂ post-combustione, basate su processi chimici che utilizzano ammine come solventi, e pre-combustione, basate su processi fisici che utilizzano specifici solventi fisici, che si applicano rispettivamente agli impianti termoelettrici a vapore convenzionali (es. centrali termoelettriche EP Fiume Santo ed ENEL di Portovesme) e agli impianti IGCC (es. centrale termoelettrica SARAS di Sarroch).

Nel primo caso, i processi di separazione sono alimentati con energia termica, necessaria per la rigenerazione del solvente, fornita da vapore spillato dalla turbina, che essendo sottratto all'espansione determina di conseguenza una riduzione della produzione di energia elettrica. Questa riduzione della produzione di energia elettrica viene qui considerata come "costo energetico" elettrico del processo, ovvero come assorbimento elettrico equivalente.

Nel secondo caso, il mezzo solvente non reagisce chimicamente con la CO₂ da separare e l'azione ciclica di assorbimento della CO₂ e di rigenerazione del solvente, con il rilascio della CO₂, avviene per via meccanica (compressione e flash a bassa temperatura) invece che termica. I processi di separazione fisica sono quindi alimentati direttamente con energia elettrica utilizzata per la compressione e la refrigerazione del solvente.

3.1.1. Tecnologie di separazione post-combustione

Gli attuali processi di separazione chimica della CO₂ da prodotti di combustione di composizione tipica degli impianti termoelettrici a carbone, sono basati su solventi di diffusa applicazione nell'industria chimica quali, principalmente, la mono-etanolamina (MEA), ma anche la di-etanolamina (DEA), o metil-dietanoalmina (MDEA).

Gli assorbimenti di energia termica per la rigenerazione del solvente, sono notoriamente molto elevati e possono essere compresi tra i valori 2,6-3,9 MJ/kg_{CO2} [16-17]. Di conseguenza questi assorbimenti hanno un'elevata incidenza sul bilancio energetico complessivo dell'intero impianto di generazione termoelettrica. Globalmente, considerando tutti gli assorbimenti, direttamente o indirettamente legati alla sezione di cattura e compressione della CO₂, si ottiene una riduzione del rendimento netto dell'impianto dell'ordine di 9-12 punti percentuali, per fattori di separazione della CO₂ del 90% [18].

Su questa base, la mancata produzione di energia elettrica conseguente agli assorbimenti di energia termica (vapore spillato) dell'impianto di separazione della CO₂, risulta dell'ordine di 0,15-0,25 kWh/kg_{CO2}.

3.1.2. Tecnologie di separazione pre-combustione

Gli assorbimenti di energia elettrica sono caratterizzati da un'incidenza sul bilancio energetico complessivo dell'intero impianto di generazione termoelettrica (IGCC) inferiore al caso precedente, dell'ordine di 7-10 punti percentuali per fattori di separazione della CO₂ del 90%, a seconda del processo e del solvente utilizzato [19].

3.2. PROCESSI DI ELETTROLISI DELL'ACQUA

Attualmente sono disponibili tecnologie commerciali per la scissione elettrolitica dell'acqua basate essenzialmente su elettrolizzatori alcalini e su elettrolizzatori a membrana polimerica (proton exchange membrane, PEM).

Gli elettrolizzatori alcalini presentano assorbimenti specifici che arrivano fino a valori dell'ordine di 250 MJ/kg_{H2}, corrispondenti a circa 70 kWh/kg_{H2} [20,21]. Esistono sul mercato elettrolizzatori alcalini ottimizzati, caratterizzati da assorbimenti elettrici dell'ordine di 45-55 kWh/kg_{H2} [20-23].

Gli elettrolizzatori alcalini, tuttavia, lavorano in condizioni ottimali quando la potenza in ingresso si mantiene all'incirca costante. L'uso di energia rinnovabile non programmabile, generalmente disponibile a livelli di potenza non costante, richiede lo sviluppo di sistemi di controllo e condizionamento necessari per attenuare gli effetti delle fluttuazioni della produzione elettrica e garantire un funzionamento all'incirca stazionario. A carico ridotto l'energia specifica aumenta fino a raddoppiare operando con un carico ridotto al 50%.

Gli elettrolizzatori PEM, sono mediamente più efficienti, presentano assorbimenti specifici nel campo 55-70 kWh/kg_{H2} [24], ma sono meno sensibili alle variazioni di carico; per contro, sono più costosi.

Tecnologie non ancora pienamente mature sul piano commerciale, basate su celle elettrolitiche a ossidi solidi (solid oxide electrolyser cell, SOEC) consentono assorbimenti di energia elettrica sensibilmente minori, di poco maggiori di 40 kWh/kg_{H2} [25,26], con la prospettiva futura di una ulteriore riduzione fino a valori dell'ordine di 35 kWh/kg_{H2} [26].

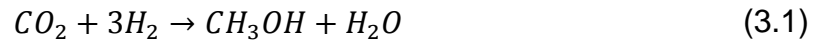
3.3. PROCESSI DI IDROGENAZIONE DELLA CO₂

I processi di idrogenazione della CO₂ costituiscono la base per la produzione di svariati combustibili liquidi (e gassosi) di pregio, "puliti" e "rinnovabili".

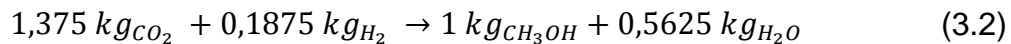
Nel seguito si farà esclusivo riferimento alla produzione di metanolo (alcol metilico, MeOH, CH₃OH) e di dimetiletere (etere dimetilico, DME, CH₃OCH₃).

3.3.1. Produzione di metanolo

La reazione complessiva di riferimento per la produzione di metanolo mediante idrogenazione della CO_2 è la seguente:



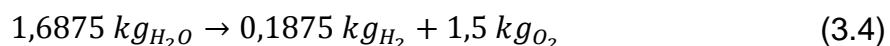
Sono perciò necessarie 3 moli di H_2 per mole di CO_2 per produrre una mole di metanolo. La reazione (3.1) presenta buone rese anche operando in condizioni stechiometriche, con rapporto molare $H_2:CO_2=3:1$. Considerate le masse molecolari della CO_2 e dell' H_2 rispettivamente pari a $44 \text{ kg/kmol}_{CO_2}$ e a 2 kg/kmol_{H_2} , risulta un rapporto massico $CO_2:H_2=7,333:1$. Pertanto, in termini di massa l'equazione precedente diventa:



Per quanto riguarda l'elettrolisi dell'acqua si ha:



e in termini massici, con riferimento alla massa di idrogeno richiesta per la produzione di 1 kg di metanolo (eq. (3.2)):



La reazione (3.1), di natura esotermica, è realizzata mediante un processo catalitico. Si assumono, nel caso specifico, valori di temperatura e pressione rispettivamente pari a $260 \text{ }^\circ\text{C}$ e a 80 bar (in generale si può operare con temperature e pressioni inferiori, nei campi $200\text{-}250 \text{ }^\circ\text{C}$ e $50\text{-}60 \text{ bar}$ rispettivamente). La CO_2 e l' H_2 devono essere perciò compressi sino alla pressione operativa del processo con assorbimenti di energia elettrica dell'ordine di $0,15 \text{ kWh/kg}_{CO_2}$, e di $4,0 \text{ kWh/kg}_{H_2}$ rispettivamente¹¹, assumendo una pressione iniziale di entrambi i gas pari a quella atmosferica e un rendimento dei compressori del 75%.

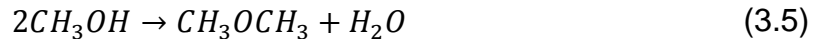
Il metanolo deve inoltre essere distillato con un processo che viene alimentato con energia termica. Nel bilancio energetico generalizzato va inoltre

¹¹ Considerando, dati gli ordini di grandezza delle corrispondenti portate massiche, un processo di compressione continuo senza ricorso a refrigerazione intermedia.

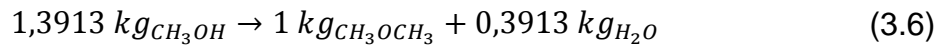
considerato il calore di reazione prodotto dalla reazione (3.1) che, come detto, è di natura esotermica. I contributi (positivi e negativi) di energia termica al bilancio energetico complessivo non sono però di interesse per il presente studio, rivolto alla sola valutazione degli assorbimenti elettrici.

3.3.2. Produzione di dimetiletere

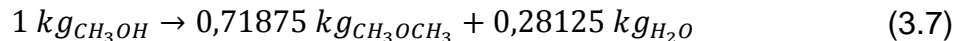
Il dimetiletere viene prodotto mediante deidratazione del metanolo, secondo la reazione:



o anche, in termini di massa, con riferimento a 1 kg di dimetiletere:



ovvero, con riferimento a 1 kg di metanolo:



La reazione (3.5), anch'essa catalitica, involve essenzialmente scambi di energia termica e pertanto non ci sono assorbimenti elettrici aggiuntivi rispetto alla produzione del metanolo. D'altra parte, considerato che per la produzione di 1 kg di DME sono necessari 1,3913 kg di MeOH, gli assorbimenti elettrici per unità di massa di DME prodotto saranno proporzionali attraverso tale fattore.

3.3.3. Impianti realizzati e in fase di sviluppo

Attualmente, sono in esercizio sperimentale, dimostrativo e commerciale tre impianti di produzione di metanolo mediante idrogenazione di CO₂ con idrogeno prodotto da fonti energetiche rinnovabili. Esiste inoltre un quarto progetto attualmente in fase di sviluppo. Nel seguito è riportata una sintetica descrizione degli impianti in parola.

1. **George Olah Plant, Carbon Recycling International, Reykjavik, Islanda** [27-33]

Impianto commerciale realizzato nel 2011. Il metanolo è prodotto attraverso idrogenazione catalitica di CO₂ proveniente da un impianto geotermico con idrogeno prodotto mediante elettrolizzatori PEM ed energia elettrica prodotta esclusivamente da fonti rinnovabili.

L'impianto ha una capacità produttiva di 4.000 t/a di metanolo e utilizza 5.500 t/a di CO₂ [27,28]. È in progetto l'espansione dell'impianto fino a una

capacità produttiva di 40.000 t/a [29]. Il metanolo prodotto (chiamato "Vulcanol") viene usato come combustibile in miscela con benzina e gasolio, e per la produzione di eteri (DME, MTBE, OME e altri).

2. Mitsui Chemicals Inc., Osaka, Giappone [30,34]

Impianto pilota realizzato nel 2008. Il metanolo è prodotto da CO₂ rilasciata da un processo di produzione di etilene e da idrogeno prodotto da fotolisi [34].

L'impianto ha una capacità produttiva di 100 t/a di metanolo [33,35]. Il metanolo prodotto viene usato principalmente per produrre olefine e idrocarburi aromatici.

3. Lünen power plant, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe (MHPSE), Lünen, Germania [31,36,37]

Impianto dimostrativo integrato con un impianto termoelettrico convenzionale a vapore alimentato a carbone (STEAG GmbH - Lünen Power Plant), basato su un progetto avviato nel 2014. Il metanolo è prodotto da CO₂ proveniente dall'impianto termoelettrico e da idrogeno prodotto mediante elettrolisi con energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e dallo stesso impianto termoelettrico.

L'impianto ha una capacità produttiva 1 t/giorno di metanolo con un utilizzo di 1,4 t/giorno di CO₂ e un assorbimento elettrico di 1 MW da energia rinnovabile in eccesso e da energia elettrica proveniente dall'impianto a carbone, utilizzata, come detto, per la produzione dell'idrogeno. Il metanolo prodotto è destinato a vari usi: riscaldamento e generazione elettrica, trasporti, industria chimica.

4. Blue Fuel Energy, Sundance, British Columbia, Canada [30,38]

Progetto in fase di sviluppo presentato nel 2015-2016. Il metanolo verrà prodotto mediante idrogenazione di CO₂ con idrogeno prodotto mediante elettrolisi dell'acqua, utilizzando energia elettrica prodotta da fonte idroelettrica ed eolica, e da gas naturale.

Il metanolo prodotto verrà convertito in benzina (Blue Fuel) per una produzione di 2,5 milioni di litri al giorno.

3.4. POTENZIALITÀ DI PRODUZIONE DI METANOLO E DIMETILETERE DA SURPLUS DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Le precedenti valutazioni sugli assorbimenti elettrici dei processi di produzione di idrogeno mediante elettrolisi e di separazione di CO₂ da impianti termoelettrici, insieme alle relazioni (3.1-3.7) sui relativi bilanci di materia, consentono di effettuare una stima approssimata delle potenzialità di produzione di metanolo e dimetiletere da surplus di produzione di energia elettrica in Sardegna.

Per semplicità, data anche la sovrabbondante quantità di CO₂ emessa annualmente dagli impianti termoelettrici, ai fini delle valutazioni che seguono si farà esclusivo riferimento alla separazione della CO₂ mediante tecnologie post-combustione.

È appena il caso di rimarcare, al proposito, che gli inerenti assorbimenti elettrici sono fittizi e corrispondono alla mancata produzione di energia elettrica dovuta agli spillamenti di vapore in turbina destinati all'alimentazione del processo di separazione della CO₂ (rigenerazione delle ammine). Oltre all'assorbimento elettrico fittizio equivalente si tiene anche conto, in termini complessivi, degli assorbimenti elettrici dei sistemi ausiliari (pompe di circolazione del solvente, ventilatori di aspirazione-mandata dei gas, ecc.).

La stima delle potenzialità di produzione di metanolo e di dimetiletere viene effettuata con riferimento al surplus (saldo con le altre regioni) complessivo medio annuo di energia elettrica negli ultimi 5 anni 2013-2017, che risulta pari a 2.800 GWh, molto prossimo al surplus del 2017 pari a 2.878 GWh (Cfr. Tab. 1.15). Per inciso, e per inquadrare meglio l'entità di tale surplus, si osserva che esso corrisponde esattamente alla produzione annua di un impianto di generazione elettrica da 400 MW che funziona a potenza nominale continua per 7.000 h/anno.

La valutazione delle suddette potenzialità può essere quindi effettuata determinando l'energia elettrica complessivamente necessaria per la produzione dell'unità di massa delle due specie. In effetti, poiché, come detto, il dimetiletere è ottenuto per deidratazione (processo termico) del metanolo, sarà sufficiente determinare il solo fabbisogno elettrico specifico della produzione di metanolo. Allo scopo si assume quanto segue:

- assorbimento elettrico equivalente dell'impianto di separazione della CO₂ (corrispondente alla mancata produzione di energia elettrica) compreso tra i valori 0,163-0,244 kWh/kg_{CO2};
- assorbimento elettrico dei sistemi ausiliari dell'impianto di separazione della CO₂ univocamente pari a 0,037 kWh/kg_{CO2};
- temperatura e pressione del processo di produzione del metanolo: T=260 °C, p=80 bar;
- assorbimento elettrico dei sistemi di compressione della CO₂ e dell'H₂ rispettivamente pari a 0,147 kWh/kg_{CO2} e a 3,985 kWh/kg_{H2}, entrambi valutati considerando un rendimento isoentropico pari a 0,75;
- assorbimento elettrico dell'elettrolizzatore (inclusi gli ausiliari) compreso tra i valori 50-70 kWh/kg_{H2};
- reazione stechiometrica di idrogenazione della CO₂ (rapporto molare H₂/CO₂=3, Cfr. reazione (3.1)).

Con tali assunzioni si ottiene una potenzialità teorica di produzione di metanolo, riferita all'utilizzo di tutto il surplus di energia elettrica, compresa indicativamente tra i valori 194-264 kt/anno. In alternativa, considerando la reazione stechiometrica di deidratazione del metanolo (Cfr. reazione (3.5)) si ottiene una potenzialità teorica di produzione di dimetiletere, riferita sempre all'utilizzo di tutto il surplus di energia elettrica, compresa tra i valori 269-368 kt/anno.

In corrispondenza si ha una produzione di idrogeno compresa tra i valori 36-50 kt/anno e un utilizzo di CO₂ compreso tra i valori 266-363 kt/anno, che

corrispondono rispettivamente al 3,75% e al 5,12% della produzione totale delle due centrali termoelettriche EP Fiumesanto e SARAS nel 2017.

La tabella 3.1 riassume le grandezze caratteristiche basilari, le assunzioni e le potenzialità della produzione di metanolo e dimetiletere da surplus di produzione di energia elettrica.

SEPARAZIONE CO₂ POST-COMB	U.M.	min	max
Mancata produzione elettrica	kWh/kgCO ₂	0,163	0,244
Assorbimento ausiliari elettrici	kWh/kgCO ₂	0,037	0,037
Assorbimento compressori CO ₂	kWh/kgCO ₂	0,147	0,147
Assorbimento equivalente totale	kWh/kgCO ₂	0,347	0,428
Mancata produzione elettrica	kWh/kgMeOH	0,224	0,336
Assorbimento ausiliari elettrici	kWh/kgMeOH	0,051	0,051
Assorbimento compressori CO ₂	kWh/kgMeOH	0,202	0,202
Assorbimento equivalente totale	kWh/kgMeOH	0,477	0,588
PRODUZIONE IDROGENO	U.M.	min	max
Assorbimento elettrolizzatori	kWh/kgH ₂	50,0	70,0
Assorbimento compressori H ₂	kWh/kgH ₂	3,985	3,985
Assorbimento totale	kWh/kgH ₂	53,985	73,985
Assorbimento elettrolizzatori	kWh/kgMeOH	9,375	13,125
Assorbimento compressori H ₂	kWh/kgMeOH	0,747	0,747
Assorbimento totale	kWh/kgMeOH	10,122	13,872
PRODUZIONE METANOLO	U.M.	min	max
Assorbimento totale CO ₂ +H ₂	kWh/kgMeOH	10,599	14,460
FATTORI DI PRODUZIONE	U.M.	min	max
Produzione MeOH	t/anno	264.178	193.634
Produzione DME	t/anno	367.551	269.403
Produzione H ₂	t/anno	49.533	36.306
Utilizzo CO ₂	t/anno	363.245	266.246
Rapporto CO ₂ utilizzata/emessa	%	5,12	3,75

Tabella 3.1. Caratteristiche basilari, assunzioni e potenzialità della produzione di metanolo e dimetiletere da surplus di produzione di energia elettrica

Considerati il notevole surplus di produzione elettrica disponibile e la notevole produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, esiste in Sardegna un notevole potenziale di produzione di metanolo da idrogenazione di CO₂, e di eventuale produzione/co-produzione di dimetiletere, realizzabile anche attraverso un sistema distribuito di impianti di piccola e media taglia, con capacità di produzione annua da qualche centinaio a diverse migliaia di tonnellate.

Un tale sistema, opportunamente e strategicamente integrato con il sistema di generazione elettrica della Sardegna, potrebbe fornire un significativo contributo per una più efficace gestione del dispacciamento dell'energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili non programmabili e per una più efficace operatività degli impianti termoelettrici a combustibili fossili, oltre che alla riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera.

Come già osservato, infatti, la produzione da FER non programmabili, eolica e solare fotovoltaica, risulta dello stesso ordine di grandezza, e negli anni più recenti perfino maggiore, del surplus di produzione esportato verso altre regioni. Pertanto, l'accumulo energetico in forma chimica realizzato attraverso la produzione di combustibili sintetici prodotti mediante idrogenazione di CO₂, con produzione di idrogeno da surplus di produzione elettrica, si può ritenere senza dubbio un efficace strumento di razionalizzazione e di gestione ottimale della produzione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili.

CONCLUSIONI

Il notevole surplus di energia elettrica in Sardegna, considerato complessivamente su base annua, può essere in parte utilizzato per la produzione di combustibili pregiati, "puliti" e "rinnovabili", mediante opportuni processi di idrogenazione di CO₂, ottenuta da processi di cattura integrati in impianti termoelettrici o industriali in genere, con idrogeno prodotto da processi elettrolitici.

Con questo presupposto, il presente studio, inquadrato nell'ambito dell'Accordo di Programma MISE-ENEA "PAR 2017" e concernente una estensione delle attività di ricerca condotte dalla Sotacarbo sul tema "a.4 Utilizzo di CO₂ per la produzione di combustibili - metanolo e DME", è volto all'avanzamento delle conoscenze nel settore dei processi innovativi di utilizzo dell'anidride carbonica e di accumulo dell'energia da fonti rinnovabili.

L'accumulo dell'energia in varie forme, nella fattispecie in forma potenziale chimica, rappresenta infatti un'esigenza inderogabile in ordine alle problematiche inerenti alla ingente espansione dei sistemi di generazione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, quali in particolare quelle eolica e solare, e alla diffusione della generazione distribuita e delle smart-grid più in generale.

Ai fini della caratterizzazione delle potenzialità di produzione dei combustibili in parola da surplus di produzione di energia elettrica, lo studio è stato rivolto, principalmente, ad una analisi sistematica del sistema energetico della Sardegna, con specifico riferimento al sistema di generazione elettrica. Lo studio si articola in tre parti distinte concernenti le seguenti tematiche:

1. Analisi della struttura del sistema di generazione elettrica della Sardegna;
2. Ricognizione delle principali fonti concentrate di CO₂ nel settore elettrico in Sardegna;
3. Potenzialità di produzione di combustibili liquidi "rinnovabili" da surplus di produzione di energia elettrica in Sardegna.

Nell'ambito della prima parte è stata svolta una accurata analisi del sistema di generazione elettrica della Sardegna che ha consentito di caratterizzarne in dettaglio la struttura, la consistenza e l'incidenza delle diverse tecnologie di generazione elettrica da combustibili fossili e da fonti rinnovabili. In particolare, è stata analizzata la struttura e la consistenza degli impianti termoelettrici, con specifica attenzione ai tre principali poli di Fiume Santo, Portovesme e Sarroch, degli impianti idroelettrici, degli impianti a bioenergie e degli impianti non programmabili eolici e fotovoltaici, con particolare attenzione, per quanto riguarda questi ultimi, alla loro ripartizione nelle diverse classi caratteristiche di potenza.

Attraverso l'utilizzo di dati e informazioni rilevati da pubblicazioni e rapporti statistici disponibili in letteratura sono stati quindi analizzati i bilanci energetici del sistema elettrico regionale nell'ultimo decennio 2008-2017, prestando particolare attenzione alla ripartizione della produzione per fonte di energia primaria.

Nella seconda parte dello studio sono state quantificate le emissioni di CO₂ dai principali impianti di generazione elettrica a combustibile fossile, che per consistenza della concentrazione di emissioni possono essere indicati come siti ideali per l'integrazione con sistemi di separazione della CO₂ e di produzione di idrogeno e di combustibili liquidi.

Ai fini della valutazione delle caratteristiche emissive di altri siti produttivi caratterizzati da significative emissioni di CO₂, è stato sviluppato un modello di previsione basato sui fattori di emissione. Il modello è stato validato per verificarne l'affidabilità utilizzando, per confronto, dati disponibili sulle emissioni delle centrali termoelettriche EP Fiumesanto e IGCC SARAS. La metodologia sviluppata potrà essere applicata ad altri siti industriali di specifico interesse ove siano reperibili informazioni sui bilanci energetici, con particolare riferimento ai consumi e alle caratteristiche dei combustibili utilizzati.

Nella terza parte dello studio è stata infine valutata, in termini globali e su base annua, la possibilità di utilizzare il surplus di produzione elettrica, che risulta dello stesso ordine di grandezza della produzione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, per alimentare sistemi integrati di produzione di idrogeno e di combustibili liquidi "rinnovabili" mediante idrogenazione di CO₂ riciclata derivante da processi di cattura.

La trasformazione del surplus di produzione elettrica in energia potenziale chimica attraverso la produzione di combustibili liquidi di sintesi, facilmente accumulabili, rappresenta un valido complemento ad altre forme di accumulo energetico, di particolare interesse per la Sardegna in ordine alle particolari caratteristiche della struttura del suo sistema di generazione elettrica. I sistemi di accumulo dell'energia, infatti, rivestono un ruolo sempre più essenziale per una più razionale espansione delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili, per una più efficace gestione del dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da tali fonti e, di conseguenza, anche per una più efficace operatività degli impianti termoelettrici a combustibili fossili, oltre che per il contributo alla intrinseca riduzione delle emissioni di CO₂.

Dalle valutazioni effettuate in tal senso in questo studio sono state ottenute indicazioni sulla potenziale produzione di combustibili liquidi, specificamente metanolo e dimetiletere, e sui conseguenti effetti sulla riduzione delle emissioni di CO₂ a livello regionale.

Nell'ipotesi di utilizzare tutto il surplus di produzione elettrica, con riferimento al valore medio annuo del surplus degli ultimi cinque anni, sarebbe possibile produrre una quantità di idrogeno compresa tra i valori 36-50 kt/anno, a seconda dell'efficienza dei processi, e conseguentemente, se l'idrogeno venisse utilizzato totalmente per l'idrogenazione della CO₂, 194-264 kt/anno di metanolo ovvero 269-368 kt/anno dimetiletere. L'utilizzo di CO₂ sarebbe compreso tra i valori 266-363 kt/anno, che corrispondono, indicativamente, a percentuali comprese tra 3,75-5,12% della produzione annua complessiva delle centrali EP Fiumesanto e IGCC SARAS insieme.

L'ipotesi di utilizzare l'intero surplus di produzione elettrica è ovviamente non verosimile ed è stata qui considerata semplicemente al fine di fornire un'indicazione di riferimento sulla massima produzione annua possibile di idrogeno, metanolo e dimetiletere, oltretutto di valutare la massima quantità di CO₂ utilizzabile allo scopo.

Sulla base del surplus di produzione elettrica disponibile, pertanto, potrebbero essere realizzati in Sardegna impianti di produzione di metanolo da idrogenazione di CO₂ di taglie simili a quelle degli impianti attualmente esistenti (con capacità produttiva da qualche centinaio a diverse migliaia di t/anno), capaci di fornire un significativo contributo ad una più efficace gestione del dispacciamento dell'energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili non programmabili e ad una più efficace operatività degli impianti termoelettrici a combustibili fossili, oltre che alla riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera.

BIBLIOGRAFIA

- [1] TERNA, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2017 - L'elettricità nelle regioni
<http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisioni/datistatistici.aspx>
- [2] TERNA, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2017 - Impianti di generazione
<http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisioni/datistatistici.aspx>
- [3] TERNA, Impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ai sensi dell'articolo 63, comma 63.1, dell'Allegato A alla delibera dell'AEEGSI n. 111/06 - Elenco valido per l'anno 2018
- [4] EP Fiume Santo, Centrale di Fiume Santo, Dichiarazioni Ambientali EMAS 2014-2017.
- [5] ENEL, Impianto Termoelettrico Sulcis "Grazia Deledda, "Dichiarazioni Ambientali EMAS 2013-2017.
- [6] SARLUX, Refining & Power, "Dichiarazioni Ambientali EMAS 2014-2018.
- [7] GSE, Sistema informativo geografico "Atlaimpianti",
https://atla.gse.it/atlaimpianti/project/Atlaimpianti_Internet.html
- [8] GSE, Rapporto statistico "Solare fotovoltaico", Anno 2017, Aprile 2018.
- [9] TERNA, TERNA in Sardegna.
- [10] TERNA, Piani di sviluppo 2011-2018
<http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/pianodisviluppodellarete/pianidisviluppo.aspx>
- [11] TERNA, Collegamento HVDC "SA.CO.I. 3" Sardegna-Corsica-Italia, Sintesi non tecnica, novembre 2017.
- [12] GSE, Monitoraggio obiettivi regionali sulle fonti rinnovabili (Sardegna) fissati dal DM 15 marzo 2012 "Burden sharing".
- [13] TERNA, Rapporti mensili 2008-2016
<http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisioni/datistatistici.aspx>
- [14] Carbon Capture, Storage and Use. Technical. Economic, Environmental and Societal Perspectives. Edited by Kuckshinrichs W, Hake JF, Springer International Publishing, Switzerland, 2015. **SCAN COPERTINA**
- [15] Developments and innovation in carbon dioxide (CO₂) capture and storage technology. Volume 1: Carbon dioxide (CO₂) capture, transport and industrial applications. Edited by Maroto-Valer MM, Woodhead Publishing Limited, 2010. **SCAN COPERTINA**
- [16] Koytsoumpa EI, Bergins C, Kakaras E. The CO₂ economy: Review of the CO₂ capture and reuse technologies. The Journal of Supercritical Fluids. 2018, 133, 3-16.
<https://doi.org/10.1016/j.supflu.2017.07.029>

- [17] Zhang W, Liu H, Sun Y, Caktins J, Sun C, Snape C.E. Parametric study on the regeneration heat requirement of an amine-based solid absorbent process for post-combustion carbon capture. *Applied energy*. 2016, 168, 394-405.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.049>
- [18] Goto K, Yogo K, Higashii T. A review of efficiency penalty in a coal-fired power plant with post-combustion CO₂ capture. *Appl Energy* 2013;111:710–20.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.05.020>
- [19] Martelli E, Kreutz T, Carbo M, Consonni S, Jansen D. Shell coal IGCCS with carbon capture: Conventional gas quench vs. innovative configurations. *Appl Energy* 2011;88:3978–89.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.04.046>
- [20] Boretti A. Renewable hydrogen to recycle CO₂ to methanol. *Int J Hydrogen Energy* 2013; 38(4): 1806–12.
doi:10.1016/j.ijhydene.2012.11.097
- [21] Olah GA, Goeppert A, Prakash GK. Chemical recycling of carbon dioxide to methanol and dimethyl ether: from greenhouse gas to renewable, environmentally carbon neutral fuels and synthetic hydrocarbons. *J Org Chem* 2009; 74(2): 487–98.
doi:10.1021/jo801260f
- [22] Nel Hydrogen - Products, <https://nelhydrogen.com/products/>
- [23] Matzen M, Alhajji M, Demirel Y. Chemical storage of wind energy by renewable methanol production: Feasibility analysis using a multi-criteria decision matrix. *Energy* 2015; 93: 343–53.
doi:10.1016/j.energy.2015.09.043
- [24] Ivy J. Summary of Electrolytic Hydrogen Production - Milestone Completion Report. Sept 2004: NREL/MP-560-36734.
- [25] Sunfire GmbH, Sunfire SOEC steam electrolysis module for Salzgitter Flachstahl. *Fuel Cells Bull* 2017; 7:12.
doi:10.1016/S1464-2859(17)30269-9
- [26] James BD, Contact P, Desantis DA, Moton JM, Houchins C, Miller E. II.A.1 Hydrogen Pathways Analysis for Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) and Dark Fermentation. FY 2015 Annual Progress Report. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program.
- [27] George Olah Plant - CRI - Carbon Recycling International, <http://carbonrecycling.is/george-olah/>
- [28] Carbon Recycling International | below50, <https://below50.org/project/carbon-recycling-international/>
- [29] Atsonios K, Panopoulos KD, Kakaras E. Investigation of technical and economic aspects for methanol production through CO₂ hydrogenation. *Int J Hydrogen Energy* 2016;41:2202-14.
doi:10.1016/j.ijhydene.2015.12.074
- [30] Hankin A, Shah N. Process exploration and assessment for the production of methanol and dimethyl ether from carbon dioxide and water. *Sustain*

- Energy Fuels 2017:1541-56.
doi:10.1039/C7SE00206H
- [31] Roy S, Cherevotan A, Peter SC. Thermochemical CO₂ Hydrogenation to Single Carbon Products: Scientific and Technological Challenges. ACS Energy Lett 2018;3:1938–66.
doi:10.1021/acsendergylett.8b00740
- [32] Vulcanol - CRI - Carbon Recycling International,
<http://www.carbonrecycling.is/vulcanol/>
- [33] Pérez-Fortes M, Schöneberger JC, Boulamanti A, Tzimas E. Methanol synthesis using captured CO₂ as raw material: Techno-economic and environmental assessment. Appl Energy 2016;161:718–32.
doi:10.1016/j.apenergy.2015.07.067
- [34] Mitsui Chemicals Begins Operations of Pilot Plant for Methanol Synthesis from CO₂ - Green Car Congress,
<https://www.greencarcongress.com/2009/05/mitsui-co2-methanol-20090531.html>
- [35] News release details_News Release_MITSUI CHEMICALS, INC.,
<https://www.mitsuichem.com/en/release/2008/080825e.htm>
- [36] Bergins C, Tran K, Koytsoumpa E, Kakaras E, Buddenberg T, Sigurbjörnsson Ó. Power to Methanol Solutions for Flexible and Sustainable Operations in Power and Process Industries. POWER-GEN Europe 2015.
- [37] Coal plant provides CO₂ for methanol production - Power Engineering International,
<https://www.powerengineeringint.com/articles/2015/06/coal-plant-provides-co2-for-methanol-production.html>
- [38] Blue Fuel Energy - Renewables and natural gas to renewable and reduced-carbon gasoline,
http://bluefuelenergy.com/?doing_wp_cron=1524912959.4403929710388183593750

**APPENDICE Bilanci di energia elettrica in Sardegna
nel periodo 2008-2016**

Anno 2016	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Totale
Produzione lorda			
idroelettrica	274,6		274,6
termoelettrica	9.091,7	83,5	9.175,2
eolica	1.872,0		1.872,0
fotovoltaica	925,0		925,0
Totale produzione lorda	12.163,3	83,5	12.246,9
Ausiliari per la produzione	607,6	21,6	629,2
Produzione netta			
idroelettrica	269,7		269,7
termoelettrica	8.514,6	61,9	8.576,6
eolica	1.861,9		1.861,9
fotovoltaica	909,5		909,5
Totale produzione netta	11.555,8	61,9	11.617,7
Energia per i pompaggi	158,3,8		158,3
Produzione netta al consumo	11.397,5	61,9	11.459,4
Cessioni degli Autoproduttori	+15,7	-15,7	
Saldo con l'estero	-662,5		-662,5
Saldo con le altre regioni	-2.153,7		-2.153,7
Energia richiesta sulla rete	8.597,1	46,2	8.643,3
Perdite	348,3		348,3
Consumi finali			
Autoconsumi	435,5	46,2	481,7
Mercato libero	5.853,6		5.853,6
Mercato tutelato	1.959,7		1.959,7
Totale consumi	8.248,8	46,2	8.295,0

Tabella A.1. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 2016.

Anno 2015	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Totale
Produzione lorda			
idroelettrica	275,4		275,4
termoelettrica	9.564,8	172,6	9.737,4
eolica	1.535,8		1.535,8
fotovoltaica	916,7		916,7
Totale produzione lorda	12.292,8	172,6	12.465,4
Ausiliari per la produzione	682,9	47,6	730,5
Produzione netta			
idroelettrica	270,4		270,4
termoelettrica	8.913,0	125,0	9.038,0
eolica	1.525,1		1.525,1
fotovoltaica	901,4		901,4
Totale produzione netta	11.609,9	125,0	11.735,0
Energia per i pompaggi	116,1		116,1
Produzione netta al consumo	11.493,9	125,0	11.618,9
Cessioni degli Autoproduttori	+67,5	-67,5	
Saldo con l'estero	-690,4		-690,4
Saldo con le altre regioni	-2.058,9		-2.058,9
Energia richiesta sulla rete	8.812,1	57,5	8.869,5
Perdite	466,0		466,0
Consumi finali			
Autoconsumi	387,2	57,5	444,7
Mercato libero	5.914,9		5.914,9
Mercato tutelato	2.043,9		2.043,9
Totale consumi	8.346,0	57,5	8.403,5

Tabella A.2. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 2015.

Anno 2014	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Totale
Produzione lorda			
idroelettrica	459,7		459,7
termoelettrica	10.549,9	317,3	10.867,2
eolica	1.657,0		1.657,0
fotovoltaica	952,5		952,5
Totale produzione lorda	13.619,1	317,3	13.936,4
Ausiliari per la produzione	880,8	31,3	912,2
Produzione netta			
idroelettrica	453,9		453,9
termoelettrica	9.707,2	286,0	9.993,2
eolica	1.646,0		1.646,0
fotovoltaica	931,2		931,2
Totale produzione netta	12.738,3	286,0	13.024,3
Energia per i pompaggi	135,9		135,9
Produzione netta al consumo	12.602,4	286,0	12.888,4
Cessioni degli Autoproduttori	+71,3	-71,3	
Saldo con l'estero	-631,2		-631,2
Saldo con le altre regioni	-3.452,3		-3.452,3
Energia richiesta sulla rete	8.590,2	214,7	8.804,9
Perdite	384,8	42,3	427,0
Consumi finali			
Autoconsumi	302,1	155,1	457,2
Mercato libero	5.880,6	17,3	5.897,9
Mercato tutelato	2.022,8		2.022,8
Totale consumi	8.206,4	172,4	8.377,9

Tabella A.3. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 2014.

Anno 2013	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Totale
Produzione lorda			
idroelettrica	612,2		612,2
termoelettrica	10.651,5	410,0	11.061,5
eolica	1.815,9		1.815,9
fotovoltaica	875,1		875,1
Totale produzione lorda	13.954,8	410,0	14.364,8
Ausiliari per la produzione	851,3	37,7	889,1
Produzione netta			
idroelettrica	605,1		605,1
termoelettrica	9.835,3		10.207,6
eolica	1.805,4		1.805,4
fotovoltaica	857,7		857,7
Totale produzione netta	13.103,4	372,3	13.475,7
Energia per i pompaggi	177,5		177,5
Produzione netta al consumo	12.925,9	372,3	13.298,2
Cessioni degli Autoproduttori	+87,6	-87,6	
Saldo con l'estero	-536,2		-536,2
Saldo con le altre regioni	-3.457,6		-3.457,6
Energia richiesta sulla rete	9.019,6	284,8	9.304,4
Perdite	657,9	41,3	699,2
Consumi finali			
Autoconsumi	438,9	218,1	657,0
Mercato libero	5.759,5	25,4	5.784,9
Mercato tutelato	2.163,2		2.163,2
Totale consumi	8.361,7	243,5	8.606,2

Tabella A.4. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 2013.

Anno 2012	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Totale
Produzione lorda			
idroelettrica	391,2		391,2
termoelettrica	11.345,6	621,2	11.966,9
eolica	1.523,4		1.523,4
fotovoltaica	653,9		653,9
Totale produzione lorda	13.914,0	621,2	14.535,3
Ausiliari per la produzione	922,9	54,9	977,8
Produzione netta			
idroelettrica	385,4		385,4
termoelettrica	10.445,5	566,4	11.011,8
eolica	1.513,9		1.513,9
fotovoltaica	646,3		646,3
Totale produzione netta	12.991,1	566,4	13.557,5
Energia per i pompaggi	210,6		210,6
Produzione netta al consumo	12.780,5	566,4	13.346,9
Cessioni degli Autoproduttori	+75,2	-75,2	
Saldo con l'estero	-715,6		-715,6
Saldo con le altre regioni	-1.632,5		-1.632,5
Energia richiesta sulla rete	10.507,7	491,1	10.998,8
Perdite	473,5	3,2	476,7
Consumi finali			
Autoconsumi	234,2	488,0	722,1
Mercato libero	7.392,6		7.392,6
Mercato tutelato	2.407,4		2.407,4
Totale consumi	10.034,2	488,0	10.522,2

Tabella A.5. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 2012.

Anno 2011	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Totale
Produzione lorda			
idroelettrica	607,5		607,5
termoelettrica	11.324,5	951,7	12.276,2
eolica	1.047,8	-	1.047,8
fotovoltaica	344,1		344,1
Totale produzione lorda	13.324,0	951,7	14.275,7
Ausiliari per la produzione	936,5	109,0	1.045,5
Produzione netta			
idroelettrica	600,3		600,3
termoelettrica	10.409,2	842,7	11.252,0
eolica	1.037,6		1.037,6
fotovoltaica	340,4		340,4
Totale produzione netta	12.387,5	842,7	13.230,2
Energia per i pompaggi	211,8		211,8
Produzione netta al consumo	12.175,7	842,7	13.018,4
Cessioni degli Autoproduttori	+120,9	-120,9	
Saldo con l'estero	-688,9		-688,9
Saldo con le altre regioni	-536,3		-536,3
Energia richiesta sulla rete	11.071,3	721,9	11.793,2
Perdite	521,1	6,7	527,7
Consumi finali			
Autoconsumi	139,7	715,2	854,9
Mercato libero	7.900,2		7.900,2
Mercato tutelato	2.510,3		2.510,3
Totale consumi	10.550,3	715,2	11.265,4

Tabella A.6. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 2011.

Anno 2010	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Totale
Produzione lorda			
idroelettrica	662,2		662,2
termoelettrica	11.206,7	1.155,1	12.361,8
eolica	1.036,1		1.036,1
fotovoltaica	74,4		74,4
Totale produzione lorda	12.979,3	1.155,1	14.134,4
Ausiliari per la produzione	873,4	113,8	987,2
Produzione netta			
idroelettrica	655,1		655,1
termoelettrica	10.354,4	1.041,3	11.395,7
eolica	1.023,1		1.023,1
fotovoltaica	73,4		73,4
Totale produzione netta	12.105,9	1.041,3	13.147,2
Energia per i pompaggi	352,0		352,0
Produzione netta al consumo	11.753,9	1.041,3	12.795,3
Cessioni degli Autoproduttori	+197,6	-197,6	
Saldo con l'estero	-580,1		-580,1
Saldo con le altre regioni	-441,1		-441,1
Energia richiesta sulla rete	10.930,	843,7	11.774,0
Perdite	590,4	9,9	600,3
Consumi finali			
Autoconsumi	74,4	833,8	908,2
Mercato libero	7.640,2		7.640,2
Mercato tutelato	2.625,3		2.625,3
Totale consumi	10.340,0	833,8	11.173,8

Tabella A.7. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 2010.

Anno 2009	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Totale
Produzione lorda			
idroelettrica	748,3		748,3
termoelettrica	11.621,7	1.087,7	12.709,4
eolica	710,8		710,8
fotovoltaica	31,2		31,2
Totale produzione lorda	13.111,9	1.087,7	14.199,6
Ausiliari per la produzione	941,3	108,3	1.049,6
Produzione netta			
idroelettrica	740,7		740,7
termoelettrica	10.696,0	979,4	11.675,4
eolica	702,7		702,7
fotovoltaica	31,2		31,2
Totale produzione netta	12.170,6	979,4	13.150,0
Energia per i pompaggi	443,7		443,7
Produzione netta al consumo	11.726,	979,4	12.706,3
Cessioni degli Autoproduttori	+191,1	-191,1	
Saldo con l'estero	-638,5		-638,5
Saldo con le altre regioni	-257,9		-257,9
Energia richiesta sulla rete	11.021,6	788,3	11.809,9
Perdite	555,9	10,1	566,0
Consumi finali			
Autoconsumi	38,4	778,2	816,7
Mercato libero	7.672,4		7.672,4
Mercato tutelato	2.754,8		2.754,8
Totale consumi	10.465,7	778,2	11.243,9

Tabella A.8. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 2009.

Anno 2008	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Totale
Produzione lorda			
idroelettrica	641,3		641,3
termoelettrica	11.618,1	1.276,3	12.894,4
eolica	615,6		615,6
fotovoltaica	7,9		7,9
Totale produzione lorda	12.882,9	1.276,3	14.159,2
	-	-	-
Ausiliari per la produzione	898,3	116,1	1.014,5
Produzione netta			
idroelettrica	634,4		634,4
termoelettrica	10.727,8	1.160,2	11.888,0
eolica	614,4		614,4
fotovoltaica	7,9		7,9
Totale produzione netta	11.984,6	1.160,2	13.144,8
	-	-	-
Energia per i pompaggi	513,5	-	513,5
	=	=	=
Produzione netta al consumo	11.471,1	1.160,2	12.631,2
Cessioni degli Autoproduttori	+251,2	-251,2	
Saldo con l'estero	-636,1		-636,1
Saldo con le altre regioni	+482,2		+482,2
Energia richiesta sulla rete	11.568,4	909,0	12.477,3
Perdite	530,7	11,5	542,2
Consumi finali			
Autoconsumi	34,6	897,4	932,0
Mercato libero	8.090,6		8.090,6
Mercato tutelato	2.912,5		2.912,5
Totale consumi	11.037,7	897,4	11.935,1

Tabella A.9. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 2008.