

CONSIGLIO REGIONALE DI BASILICATA

**PIANO DI INDIRIZZO
ENERGETICO AMBIENTALE
REGIONALE**

Redazione:

*Dipartimento Attività Produttive, Politiche dell'Impresa, Innovazione
Tecnologica - Ufficio Energia:*

*Mariano Tramutoli;
Giuseppe Rasola;
Maria Incoronata Labella;
Luigi Zuccaro;
Giuseppe Bianchini.*

Collaboratori:

*Carla De Fino,
Andrea Foti,
Vincenzo Basile,
Luisa Nigro,
Giovanni Biscaglia,
Rino Ticchio,
Anna Amati*

Hanno curato gli aspetti finanziari del Piano:

*Michele Claps,
Chiara Diana.*

l'Appendice B – La SEL,

*Rocco Colangelo,
Massimo Scuderi*

*La Prima e la Seconda parte del Piano sono state elaborate sulla
base degli studi, eseguiti dal GSE, e coordinati da Alberto Biancardi*

INDICE.

INDICE.....	1
--------------------	----------

PARTE PRIMA. COORDINATE GENERALI DEL CONTESTO ENERGETICO REGIONALE.....	1
--	----------

1. Inquadramento introduttivo.....	1
1.1. Il quadro normativo europeo.....	3
1.2. Il quadro normativo nazionale.....	8
1.3. Il quadro normativo regionale.....	11
1.4. La dotazione regionale di infrastrutture energetiche.....	14
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.....	20
2.1. Le fonti energetiche primarie convenzionali.....	22
2.1.1. L'attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Basilicata.....	23
2.1.2. La produzione di petrolio in Basilicata.....	35
2.1.3. La produzione di gas naturale in Basilicata.....	39
2.1.4. I progetti Val d'Agri e Tempa Rossa.....	44
2.2. L'offerta di energia elettrica.....	47
2.2.1. L'evoluzione storica della produzione elettrica regionale.....	49
2.2.2. La produzione da fonti fossili.....	61
2.2.3. La produzione da fonti rinnovabili.....	68
3. La domanda energetica regionale.....	86
3.1. Il settore agricolo e della pesca.....	94
3.2. Il settore industriale.....	98
3.3. Il settore terziario.....	105
3.4. Il settore residenziale.....	112
3.5. Il settore dei trasporti.....	115
4. Il bilancio energetico regionale.....	119

PARTE SECONDA. SCENARI EVOLUTIVI DELLO SVILUPPO ENERGETICO REGIONALE.....	126
--	------------

1. La domanda di energia e il risparmio energetico.....	126
1.1. La domanda di energia per usi finali.....	126
1.2. Il risparmio energetico.....	129
2. Il patrimonio edilizio regionale.....	138
3. L'offerta di energia primaria e secondaria.....	144
3.1. L'andamento dell'offerta di energia primaria.....	144
3.1.1. Il petrolio.....	144
3.1.2. Il gas naturale.....	145
3.1.3. La fruizione delle risorse fossili del sottosuolo.....	146
3.2. La generazione di energia elettrica.....	147
3.2.1. La generazione termoelettrica da gas naturale.....	147
3.2.2. Le fonti rinnovabili.....	149
3.2.2.1. L'eolico.....	149
3.2.2.2. Il solare fotovoltaico.....	152
3.2.2.3. L'idroelettrico.....	155

3.2.2.4.	Le biomasse.....	159
----------	------------------	-----

PARTE TERZA. OBIETTIVI E STRUMENTI DELLA POLITICA ENERGETICA REGIONALE. 170

1.	Gli obiettivi.....	170
1.1.	Il quadro di riferimento europeo e nazionale.....	170
1.1.1.	Gli obiettivi europei.....	170
1.1.2.	Gli obiettivi nazionali.....	176
1.1.2.1.	Piano di azione nazionale sull'efficienza energetica.....	176
1.1.2.2.	Il Position Paper del Governo italiano.....	177
1.1.2.3.	Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020.....	178
1.1.2.4.	Scenari energetici nazionali al 2020 di ENEA – CESI ricerca.....	179
1.1.2.5.	Strategia europea per lo Sviluppo sostenibile – Rapporto 2007 Italia.....	180
1.2.	La strategia energetica regionale.....	181
1.2.1.	Gli obiettivi del Piano.....	187
1.2.2.	Riduzione dei consumi energetici e della bolletta energetica.....	187
1.2.2.1.	Efficientamento del patrimonio edilizio pubblico.....	188
1.2.2.2.	Efficientamento del patrimonio edilizio privato.....	189
1.2.2.3.	Trasporti.....	189
1.2.2.4.	La generazione e la cogenerazione distribuita.....	189
1.2.2.5.	Riduzione della bolletta energetica.....	190
1.2.3.	Incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.....	191
1.2.3.1.	Potenziamento e razionalizzazione delle linee di trasporto e distribuzione dell'energia....	194
1.2.3.2.	Semplificazione amministrativa ed adeguamento legislativo e normativo.....	195
1.2.4.	Produzione di energia termica da biomasse e biocombustibili.....	195
1.2.5.	Realizzazione di un Distretto energetico in Val d'Agri.....	196
1.2.5.1.	Promozione di attività di formazione e di trasferimento tecnologico.....	198
2.	Gli attori del Piano.....	199
2.1.	I soggetti pubblici.....	199
2.1.1.	La Regione.....	199
2.1.2.	Le Province.....	200
2.1.3.	I Comuni.....	201
2.1.4.	La Società Energetica Lucana (SEL).....	201
2.2.	I soggetti privati.....	203
3.	I risultati attesi.....	205
3.1.	Il risparmio energetico.....	205
3.2.	La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.....	207
3.3.	Riduzione delle emissioni di CO ₂ nel settore energetico.....	212
3.3.1.	Metodologia di stima.....	212
3.3.2.	Emissioni CO ₂ 1990.....	213
3.3.3.	Scenario tendenziale.....	214
3.3.4.	Scenario PIEAR.....	215
3.4.	Creazione di un Distretto energetico in Val d'Agri.....	218
3.5.	Il bilancio energetico della Basilicata nel 2020.....	218
4.	Gli strumenti del Piano.....	225
4.1.	Il quadro finanziario del Piano.....	225
4.1.1.	Il quadro programmatico e finanziario 2007-2013.....	225
4.1.1.1.	Programma Operativo FESR Basilicata 2007-2013.....	226
4.1.1.2.	Programma Operativo FSE Basilicata 2007-2013.....	228
4.1.1.3.	Programma di Sviluppo Rurale FEASR Basilicata 2007-2013.....	230
4.1.1.4.	Incremento della produzione da fonti rinnovabili.....	231
4.1.1.5.	Risparmio energetico.....	232
4.1.1.6.	Distretto energetico.....	234
4.2.	Il monitoraggio dello stato d'attuazione del Piano.....	236
4.2.1.	Modalità di gestione del monitoraggio.....	239

ALLEGATO 1. MONITORAGGIO DEL PIANO. SCHEDE DEGLI INDICATORI DEL PRIMO LIVELLO: INDICATORI PER OBIETTIVO.....	242
---	------------

ALLEGATO 2. MONITORAGGIO DEL PIANO. SCHEDE DEGLI INDICATORI DEL SECONDO LIVELLO: INDICATORI TRASVERSALI.....	252
---	------------

ALLEGATO 3. MONITORAGGIO DEL PIANO. SCHEDE DESCRITTIVA DEGLI INDICATORI.....	256
---	------------

APPENDICE A. PRINCIPI GENERALI PER LA PROGETTAZIONE, LA COSTRUZIONE, L'ESERCIZIO E LA DISMISSIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI.....	258
--	------------

1. Impianti eolici.....	259
1.1. Definizioni.....	259
1.2. Procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti eolici.....	260
1.2.1. Gli impianti di grande generazione.....	260
1.2.1.1. Aree e siti non idonei.....	260
1.2.1.2. Aree e siti idonei.....	261
1.2.1.3. Requisiti tecnici minimi.....	262
1.2.1.4. Requisiti di sicurezza.....	264
1.2.1.5. Requisiti anemologici.....	265
1.2.1.6. La progettazione.....	266
1.2.1.7. Fase di costruzione.....	268
1.2.1.8. Fase di esercizio.....	269
1.2.1.9. Fase di dismissione.....	270
1.2.1.10. Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione.....	271
1.2.1.11. Documentazione da presentare prima del rilascio dell'autorizzazione.....	273
1.2.1.12. Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03.....	274
1.2.2. Gli impianti di piccola generazione.....	275
1.2.2.1. Impianti di potenza nominale fino a 1 MW.....	275
1.2.2.2. Impianti soggetti a sola comunicazione preventiva.....	279
2. Impianti solari termodinamici e fotovoltaici.....	280
2.1. Impianti termodinamici.....	280
2.1.1. Definizioni.....	280
2.1.2. Procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti solari termodinamici.....	282
Con riferimento con quanto sopra sul territorio regionale sono stati individuati aree e siti idonei e non idonei alla installazione di tali impianti.....	282
2.1.2.1. Aree e siti non idonei.....	282
2.1.2.2. Aree e siti idonei.....	283
2.1.2.3. La progettazione.....	284
2.1.2.4. Fase di costruzione.....	285
2.1.2.5. Fase di esercizio.....	286
2.1.2.6. Fase di dismissione.....	286
2.1.2.7. Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione.....	286
2.1.2.8. Documentazione da presentare prima del rilascio dell'autorizzazione.....	289
2.1.2.9. Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03.....	289
2.2. Impianti fotovoltaici.....	290
2.2.1. Definizioni.....	290
2.2.2. Procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti fotovoltaici di microgenerazione.....	291
2.2.3. Procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti fotovoltaici di grande generazione.....	294
2.2.3.1. Aree e siti non idonei.....	294
2.2.3.2. Aree e siti idonei.....	295
2.2.3.3. Requisiti tecnici minimi.....	296
2.2.3.4. La progettazione.....	296
2.2.3.5. Fase di costruzione.....	298
2.2.3.6. Fase di esercizio.....	298

2.2.3.7.	Fase di dismissione.....	299
2.2.3.8.	Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione.	299
2.2.3.9.	Documentazione da presentare prima del rilascio dell'autorizzazione.....	301
2.2.3.10.	Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03.....	302
3.	Impianti a biomasse.	303
3.1.	Definizioni.....	303
3.2.	Principi generali.....	304
3.3.	Requisiti tecnici minimi.....	305
3.4.	Procedure per la realizzazione e l'esercizio degli impianti a biomasse.....	306
3.4.1.	Impianti di generazione e cogenerazione di piccola taglia.....	306
3.4.2.	Impianti di generazione e cogenerazione di grossa taglia.....	308
3.4.2.1.	La progettazione.....	309
3.4.2.2.	Fase di costruzione.....	310
3.4.2.3.	Fase di dismissione.....	310
3.4.2.4.	Fase di esercizio.....	311
3.4.2.5.	Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione.....	311
3.4.2.6.	Documentazione da presentare prima del rilascio dell'autorizzazione.....	313
3.4.2.7.	Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03.....	314
4.	Impianti idroelettrici.....	316
4.1.	Definizioni.....	316
4.2.	Principi generali.....	316
4.3.	Requisiti tecnici minimi.....	317
4.4.	Procedure per la realizzazione e l'esercizio delle centrali idroelettriche.....	317
4.4.1.	Centrali idroelettriche di piccola taglia.....	317
4.4.2.	Centrali idroelettriche di grossa taglia.....	319
4.4.2.1.	La progettazione.....	319
4.4.2.2.	La progettazione.....	320
4.4.2.3.	Fase di dismissione.....	321
4.4.2.4.	Fase di esercizio.....	321
4.4.2.5.	Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione.....	321
4.4.2.6.	Documentazione da presentare prima del rilascio dell'autorizzazione.....	324
4.4.2.7.	Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03.....	324
5.	Regime normativo per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili.....	326
	APPENDICE B. LA SEL.....	328
	APPENDICE C. ATLANTE CARTOGRAFICO	344

PARTE PRIMA.

COORDINATE GENERALI DEL CONTESTO ENERGETICO REGIONALE.

1. INQUADRAMENTO INTRODUTTIVO.

L'energia riveste, nella società contemporanea, un ruolo essenziale poiché assume una funzione centrale in tutti i settori chiave dello sviluppo economico-sociale: acqua, salute, refrigerazione dei prodotti alimentari, illuminazione e riscaldamento domestico, trasporti, agricoltura, produzione industriale e mezzi moderni di comunicazione¹.

Così come stabilito nel Vertice Mondiale sullo Sviluppo Sostenibile di Johannesburg, pur non costituendo un diritto umano di base, infatti, essa è cruciale per il raggiungimento di tutti gli altri diritti di base. La mancanza di accesso a diversi e disponibili servizi energetici implica il mancato riconoscimento dei fabbisogni primari di molte persone².

L'accesso alle risorse energetiche ed il loro sfruttamento, inoltre, rappresenta uno dei principali fattori della ricchezza e della competitività dei Paesi: una risorsa strategica che è alla base di relazioni ed interazioni economiche, politiche, ambientali, sociali che assumono rilevanza crescente e che si estendono ad ambiti sempre più vasti.

In linea con tali esigenze è la politica energetica esterna europea contenuta nel Libro Verde, dell'8 marzo 2006, *“Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura”* che rappresenta come per i paesi in via di sviluppo l'accesso all'energia è una priorità fondamentale.

¹ L.Dell'Agli “L'accesso all'energia elettrica come diritto umano fondamentale per la dignità della persona umana”, in Riv. giur. ambiente 2007, 05, 713.

² Johannesburg World Summit on Sustainable Development, WATER AND SANITATION, ENERGY, HEALTH, AGRICULTURE AND BIODIVERSITY WORKING GROUP, *A Framework for Action on Energy*, 7.

Altro aspetto essenziale è dato dalle questioni ambientali legate ai cambiamenti climatici e alle cause che li determinano, sussumibili sotto i documenti basilari che hanno dato il via alla programmazione della politica energetica ed ambientale mondiale: il Protocollo di Kyoto, approvato l'11 dicembre 1997, ratificato in Italia con legge n.120/2002 ed il IV Rapporto sui cambiamenti climatici del *Gruppo Intergovernativo sul Cambiamento del Clima*, secondo cui il riscaldamento climatico è dovuto alle emissioni di gas serra determinate dalle attività umane con una probabilità compresa tra il 90 e il 95% e che, per il futuro, l'aumento di temperatura media globale sarà compresa tra 0,6 e 0,7 gradi nel 2030, mentre raggiungerà circa i 3 gradi nel 2100.

Il Protocollo, entrato in vigore il 16 febbraio 2005, grazie alla ratifica della Russia nel settembre 2004, impegna i Paesi industrializzati e quelli che si trovano in un processo di transizione verso un'economia di mercato a *“ridurre il totale delle emissioni di tali gas almeno del 5% rispetto ai livelli del 1990, nel periodo di adempimento 2008–2012”* (art.3, com.1).

Gli stessi Paesi, nel rispetto di tale previsione, al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile, applicheranno e elaboreranno politiche e misure come *“il miglioramento dell'efficacia energetica in settori rilevanti dell'economia nazionale; la protezione e miglioramento dei meccanismi di rimozione e di raccolta dei gas ad effetto serra, non inclusi nel Protocollo di Montreal, tenuto conto degli impegni assunti in virtù degli accordi internazionali ambientali; promozione di metodi sostenibili di gestione forestale, di imboscamento e di rimboscamento; la promozione di forme sostenibili di agricoltura, alla luce delle considerazioni relative ai cambiamenti climatici; la ricerca, promozione, sviluppo e maggiore utilizzazione di forme energetiche rinnovabili, di tecnologie per la cattura e l'isolamento del biossido di carbonio e di tecnologie avanzate ed innovative compatibili con l'ambiente; la riduzione progressiva, o eliminazione graduale, delle imperfezioni del mercato, degli incentivi fiscali, delle esenzioni tributarie e di sussidi, che siano contrari all'obiettivo della Convenzione, in tutti i settori responsabili di emissioni di gas ad effetto serra, ed applicazione di strumenti di mercato; l'incoraggiamento di riforme appropriate nei settori pertinenti, al fine di promuovere politiche e misure che limitino o riducano le emissioni dei gas ad effetto serra non inclusi nel Protocollo di Montreal; l'adozione di misure volte a limitare e/o ridurre le emissioni di gas ad effetto serra non inclusi nel*

Protocollo di Montreal nel settore dei trasporti; la limitazione e/o riduzione delle emissioni di metano attraverso il suo recupero ed utilizzazione nel settore della gestione dei rifiuti, come pure nella produzione, il trasporto e la distribuzione di energia” (art.2).

Per favorire la cooperazione internazionale il Protocollo introduce alcune novità rispetto alla Convenzione Quadrodelle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, adottata a New York il 9 maggio 1992:

la “Joint Implementation” ovvero l’attuazione congiunta, che permette ai Paesi industrializzati e a quelli ad economia di transizione di accordarsi su una diversa distribuzione degli obblighi purché venga rispettato l’obbligo complessivo;

la “Emission Trading”, che dà la possibilità di trasferire o acquistare diritti di emissione;

il “Clean Development Mechanism”, strumento orientato a favorire la collaborazione e cooperazione tra Paesi industrializzati e paesi in via di sviluppo.

Attualmente, quello dell’energia si configura come un mercato internazionale fortemente instabile, con prezzi tendenzialmente in crescita, a causa della rigidità dell’offerta e di una domanda di petrolio e di altre fonti fossili sempre meno contenibile. L’offerta è, infatti, concentrata in pochi paesi caratterizzati da frequenti tensioni geopolitiche, e risente dell’incidenza delle speculazioni finanziarie, nonché di insufficienti investimenti nella ricerca, nella raffinazione e nelle infrastrutture di trasporto. Peraltro, la crescita della domanda delle fonti fossili di energia si riflette in maniera sempre più preoccupante anche sulla tenuta degli equilibri ambientali del pianeta.

1.1. Il quadro normativo europeo.

La Commissione Europea ha individuato tre grandi sfide del futuro comunitario:

- la sicurezza degli approvvigionamenti energetici;

- la competitività dei prodotti e dei servizi sui mercati internazionali;
- la sostenibilità ambientale delle scelte energetiche.

Si tratta di sfide non circoscrivibili all'interno delle frontiere dei paesi membri, ma sempre più intrecciate con le politiche europee verso il Nord Africa e il Medio Oriente, verso la Russia, la Cina, l'India e gli altri grandi paesi.

La politica energetica europea muove, appunto, dalla presa d'atto dell'insostenibilità dei trend attuali:

- sotto l'aspetto ambientale (si prevede che le emissioni aumenteranno del 55% entro il 2030);
- sotto l'aspetto della sicurezza degli approvvigionamenti (la dipendenza dell'UE dalle importazioni raggiungerà il 65 % nel 2030, mentre nel medio termine la crescita dei paesi emergenti, primi fra tutti India e Cina, prospetta una possibile crisi mondiale dell'offerta);
- sotto l'aspetto economico (i costi di un'economia fondata sugli idrocarburi hanno trend crescenti con impatti negativi sulla competitività e sull'occupazione).

Unica alternativa al deflagrare di tali questioni è una nuova "rivoluzione industriale", la terza secondo Rifkin, verso un'economia a basso contenuto di carbonio. Questo passaggio presuppone degli investimenti massicci in nuove tecnologie (biocarburanti, rinnovabili, *carbon sequestration*, ecc.), la promozione di una politica energetica estera comune ed il rafforzamento del mercato interno dell'energia. Tale rafforzamento può essere perseguito potenziando adeguatamente le reti di trasporto transfrontaliero di elettricità e gas, nonché lo stoccaggio di gas, e consolidando il regime concorrenziale attraverso la prosecuzione della politica di liberalizzazione del settore (promozione della separazione proprietaria delle infrastrutture essenziali e rafforzamento dei poteri regolatori).

L'impegno dell'Unione Europea sul tema energetico è diventato negli anni sempre più stringente, come dimostra il progresso delle direttive emanate (tab 1 –1).

Nel marzo 2007, difatti, con il Piano d'Azione "*Una politica energetica per l'Europa*", l'Unione Europea è pervenuta all'adozione di una strategia globale ed organica assegnandosi tre obiettivi ambiziosi da raggiungere entro il 2020: ridurre del 20% le emissioni di gas serra, migliorare del 20% l'efficienza energetica, produrre il 20%

dell'energia attraverso l'impiego di fonti rinnovabili. Nel gennaio 2008, la Commissione ha avanzato un pacchetto di proposte per rendere concretamente perseguibile la sfida emblemizzata nella nota formula "20-20-20".

<p>Direttiva 1996/92/CE e successivi aggiornamenti, recanti norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (dir. 2003/54/CE; dir. 2004/85/CE)</p> <p>Direttiva 1998/30/CE e successivi aggiornamenti, recanti norme comuni per il mercato interno del gas naturale (dir. 2003/55/CE)</p> <p>Direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (GU L 283/33 del 27.10.2001)</p> <p>Direttiva 2003/30/CE sulla promozione dei biocarburanti (GU L 123/42 del 17.5.2003)</p> <p>Direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico nell'edilizia (GU L 1/65 del 4.1.2003)</p> <p>Direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione (GU L 52/50 del 21.2.2004)</p> <p>Direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici</p> <p>Direttiva 2003/ 96/CE sulla tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità (GU 283/51 del 31.10.2003)</p> <p>Direttiva 2000/55/CE sui requisiti di efficienza energetica degli alimentatori per lampade fluorescenti (GU L279/33 dell'1.11.2000)</p> <p>Direttiva 2002/40/CE riguardante l'etichettatura indicante il consumo di energia dei forni elettrici per uso domestico (GU L 128/45 del 15.05.2002)</p> <p>Direttiva 2002/31/CE riguardante l'etichettatura indicante il consumo di energia dei condizionatori d'aria per uso domestico (GU L 86/26 del 3.04.2003)</p> <p>Direttiva 2003/66/CE riguardante l'etichettatura indicante il consumo d'energia dei frigoriferi elettrodomestici, dei congelatori elettrodomestici e delle relative combinazioni (GU L 170/10 del 9.07.2003)</p> <p>Regolamento n.2422/2001/CE concernente l'etichettatura relativa alle apparecchiature per ufficio (GU L 332/1 del 15.12.2001)</p> <p>Direttiva 2004/17/CE sullo scambio emissioni che coordina le procedure di appalto degli enti erogatori di acqua e energia (reg.to su 2083/2005)</p> <p>Direttiva 2004/18/CE relativa al coordinamento delle procedure di approvvigionamento degli appalti pubblici di lavori, forniture e servizi</p> <p>Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra</p> <p>Regolamento n.1228/2003 relativo agli scambi transfrontalieri elettrici</p> <p>Regolamento n.1777/2005 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale</p> <p>Direttiva 2005/89/CE sulle misure per la sicurezza degli approvvigionamenti di elettricità e per gli investimenti in infrastrutture</p> <p>Direttiva 2005/32/CE recante norma di eco-compatibilità dei prodotti che consumano energia</p>
--

Tab. 1 - 1: *Principali direttive europee relative al settore energetico.*

Le misure adottate in costanza del *"Pacchetto dell'Ue per il Clima e l'Energia"* potranno determinare un importante contributo alla lotta contro i cambiamenti climatici, costituire un esempio per il resto del mondo tale da favorire un nuovo accordo globale sul clima, tendere ad un approvvigionamento energetico più sicuro, consentire un risparmio di 50 miliardi di euro annui sulla fattura per le importazioni di petrolio e di gas entro il 2020, favorire, entro il medesimo anno, l'aumento di circa un milione di posti di lavoro nell'industria europea delle fonti di energia rinnovabili, ridurre l'inquinamento atmosferico, con significativi benefici per la salute.

Le azioni dell'Unione Europea tendono, pertanto ad una maggiore efficacia dei mercati dell'energia e del gas; ad una politica ambiziosa a favore delle fonti rinnovabili(FER); al risparmio energetico; alla cooperazione internazionale ed alla diversificazione della produzione di energia.

Sotto questo ultimo aspetto, dato che l'UE non possiede risorse proprie in combustibili fossili, la diversificazione verso una maggiore produzione energetica interna imporrà un maggior ricorso alle tecnologie a tenore di carbonio basso o nullo basate su fonti d'energia rinnovabili, quali l'energia solare, l'energia eolica, l'energia idraulica e la biomassa. A lungo termine una quota di energia potrebbe venire anche dall'idrogeno. In alcuni paesi dell'UE anche l'energia nucleare farà parte del mix di energie³. Nel prossimo futuro l'energia nucleare proverrà dalla fissione nucleare, poiché la tecnologia basata sulla fusione nucleare non sarà probabilmente disponibile prima della seconda metà del secolo.

La politica dell'Ue è, ad ogni modo, intesa a garantire il funzionamento del mercato dell'energia; a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Unione; a promuovere il risparmio energetico, l'efficienza energetica e lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili; a promuovere l'interconnessione delle reti energetiche.

Tali finalità, perseguite in uno spirito di solidarietà tra gli Stati membri, tengono conto della preservazione e miglioramento dell'ambiente.

Infine, assume un ruolo strategico il sostegno dell'UE a favore dello sviluppo di reti energetiche teso anche a rafforzare e completare le infrastrutture critiche.

Il Libro Verde *“Verso una Rete Energetica Europea sicura, sostenibile e Competitiva”* del 13 novembre 2008, pone come obiettivo primario della rete quello di collegare tutti gli Stati membri dell' Ue al fine di consentire loro di beneficiare pienamente del mercato interno dell'energia.

Un aspetto particolare di quest ultimo documento è costituito anche dallo sviluppo di una rete dell'energia eolica offshore che contribuirebbe “in misura decisiva a raggiungere gli obiettivi di energia rinnovabile nonché a migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e la solidarietà”.

L'auspicio di tale strategia è quello porre in essere uno strumento per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche dell'UE, con i seguenti

³ Si veda il Libro Verde *“Una Strategia per un'energia sostenibile, competitiva e sicura”*, Bruxelles,8.03.2006.

possibili obiettivi: completare il mercato interno dell'energia; assicurare lo sviluppo della rete per permettere di conseguire gli obiettivi dell'UE in materia di energie rinnovabili e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'UE grazie all'assistenza per progetti infrastrutturali cruciali all'interno e all'esterno dell'UE.

In definitiva per garantire un futuro sostenibile, l'UE si è fissata i seguenti obiettivi:

- ridurre del 20% entro il 2020 il consumo energetico previsto;
- aumentare al 20% entro il 2020 la quota delle energie rinnovabili nel consumo energetico totale;
- aumentare ad almeno il 10% entro il 2020 la quota dei biocarburanti nel consumo totale di benzina e diesel, a condizione che siano commercialmente disponibili biocarburanti sostenibili "di seconda generazione" ottenuti da colture non alimentari;
- ridurre di almeno il 20% entro il 2020 le emissioni di gas a effetto serra;
- realizzare un mercato interno dell'energia che apporti benefici reali e tangibili ai privati e alle imprese;
- migliorare l'integrazione della politica energetica dell'UE con altre politiche, come l'agricoltura e il commercio;
- intensificare la collaborazione a livello internazionale.

L'ulteriore obiettivo che si è fissata l'UE per il 2050 è quello di ricavare oltre il 50%⁴ dell'energia impiegata per la produzione di elettricità, nonché nell'industria, nei trasporti e a livello domestico, da fonti che non emettono CO₂, vale a dire da fonti alternative ai combustibili fossili. Tra queste figurano l'energia eolica, solare e idraulica, la biomassa e i biocarburanti ottenuti da materia organica, nonché l'idrogeno impiegato come combustibile. Programmi di ricerca finanziati dall'UE contribuiscono a promuovere i progressi in questo campo e lo sviluppo di nuove tecnologie che consentano un uso più razionale dell'energia.

⁴ Si veda "Proposta di Decisione del parlamento Europeo e del Consiglio concernente gli sforzi degli Stati membri per ridurre le emissioni dei gas ad effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità in materia di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra entro il 2020"; Bruxelles, 23.01.2008.

1.2. Il quadro normativo nazionale.

Sulla spinta delle succitate direttive europee, ed in particolare della 96/92/CE e della 98/30/CE, entrambe finalizzate alla creazione dei presupposti per lo sviluppo di un mercato interno europeo concorrenziale nei settori dell'energia elettrica e del gas, il settore energetico italiano ha subito delle profonde modificazioni. Si passa, infatti, da un contesto monopolistico in cui lo "Stato-imprenditore" è garante diretto del servizio universale e della sicurezza energetica ad un contesto liberalizzato in cui si afferma lo "Stato-regolatore", garante di regole chiare, trasparenti e non discriminatorie per tutti gli operatori.

Ciò porta in Italia alla nascita di un'Authority (l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, legge n. 481/95), con il compito di vigilare sull'effettiva apertura alla concorrenza del mercato energetico, nel rispetto dei principi di universalità, qualità e sicurezza del servizio. Contestualmente si procede con l'approvazione del decreto legislativo n. 79/99, che dà il via al processo di liberalizzazione del mercato elettrico, attraverso la separazione delle attività di filiera, e attiva meccanismi di incentivazione per il risparmio e l'efficienza energetica, oltre che per la produzione da rinnovabili. Analogamente, con il decreto legislativo n. 164/00, si interviene nel settore del gas, maggiormente ipotecato dalla presenza di un soggetto dominante.

Con i decreti legislativi suddetti si pone in essere un meccanismo di incentivazione dell'efficienza energetica negli usi finali ("certificati bianchi") ma all'obiettivo dell'efficienza energetica sono finalizzati anche provvedimenti successivi, come il d.lgs. n.192/05, emendato dal d.lgs. n.311/06, e il decreto legislativo attuativo della direttiva europea 2006/32/CE in via di approvazione.

Allo stesso modo si pone mano alla incentivazione delle fonti rinnovabili con il decreto legislativo n.79/99 (che introduce in Italia i "certificati verdi"), attuato dal decreto ministeriale 11 novembre 1999 e sue successive modifiche, e sostituito nel 2005 dal decreto ministeriale 24 ottobre 2005.

Nel medesimo contesto si inserisce il recepimento della direttiva europea 2001/77/CE sulla promozione e l'incremento dell'elettricità da fonti rinnovabili nel mercato interno tramite l'approvazione del decreto legislativo n.387/03 che:

- uniforma a livello europeo la definizione di fonti rinnovabili escludendo da tale definizione la parte non biodegradabile dei rifiuti;

- prevede la definizione di regole per la remunerazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e da fonti rinnovabili programmabili di potenza inferiore ai 10 MVA;
- prevede l'adozione di misure dedicate a sostegno di specifiche fonti (biomasse e solare) e tecnologie (generazione distribuita) non ancora pronte per il mercato;
- aumenta la quota di energia da fonte rinnovabile da immettere in rete da parte dei produttori da fonte non rinnovabile.

La legislazione energetica culmina nella recente riforma dell'incentivazione delle fonti rinnovabili contenuta nella finanziaria 2008 (legge n.244/07) e nel suo collegato fiscale (legge n.222/07), che ridefinisce il sistema di incentivazione basato sui certificati verdi ed introduce un'incentivazione di tipo *feed in tariff* per gli impianti di produzione di energia elettrica di potenza non superiore ad 1 MW.

Altro elemento fondamentale introdotto dal d.lgs. n.387/03, modificato anche dalla finanziaria 2008, è la razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per gli impianti da fonti rinnovabili attraverso l'introduzione di un procedimento autorizzativo unico della durata di centottanta giorni per il rilascio da parte della Regione o di altro soggetto da essa delegato di un'autorizzazione che costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto. La stessa normativa, inoltre, prevede che per gli impianti con una potenza determinata (tabella A del d.lgs. citato) si può far ricorso allo strumento della D.I.A. (denuncia di inizio attività).

Proprio l'attribuzione in maniera esclusiva delle competenze in materia di autorizzazione per gli impianti da FER alle regioni si innesta in quel processo di decentramento amministrativo avviato dalla legge n.59/97 (legge Bassanini) e proseguito con una ridefinizione dei ruoli e delle funzioni anche in campo energetico (d.lgs. n.112/98) che trova il suo culmine nella legge costituzionale n.3/2001 che, modificando il Titolo V della Carta Costituzionale, definisce la materia relativa alla "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia" come materia di legislazione concorrente, nella quale "spetta alle Regioni la podestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato".

Ne sono scaturite evidenti questioni di sovrapposizione nella ripartizione delle competenze con altrettanto evidenti problemi di coordinamento, ai quali ha cercato di

porre rimedio la legge n.239/04 (legge Marzano) di riordino del settore energetico. La legge, con il dichiarato intento di ridefinire l'assetto istituzionale del settore ed al fine di ripartire chiaramente le competenze fra i diversi soggetti (Stato, Regioni, enti locali), individua i principi fondamentali a cui le Regioni devono attenersi, gli obiettivi congiunti che Stato e Regioni devono perseguire, nonché i compiti espressamente assegnati allo Stato, assegnando in via residuale alle Regioni il compito di determinare con proprie leggi l'attribuzione delle funzioni amministrative ad esso non riservate. In particolare, nell'individuare le competenze statali, la legge Marzano si spinge oltre quanto già previsto dall'art. 28 del d.lgs. n.112/98 fino a ricomprendere anche i compiti di programmazione e di garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento energetico e degli impianti con il chiaro intento di invertire la tendenza "federalista" verso un riaccentramento a livello statale.

In un contesto normativo tanto delicato e controverso i Piani Energetici Ambientali Regionali diventano uno strumento di primario rilievo per la qualificazione e la valorizzazione delle funzioni riconosciute alle Regioni, ma anche per la composizione dei potenziali conflitti tra Stato, Regioni ed enti locali.

Gli obiettivi regionali di politica energetica sono oggetto anche della finanziaria 2008 (legge n.244/07, art. 2, c.167-172), che fa obbligo alle Regioni di adeguare i propri piani o programmi in materia di promozione delle fonti rinnovabili e di efficienza energetica negli usi finali, adottando le iniziative di propria competenza per il raggiungimento dell'obiettivo del 25% del consumo interno lordo dell'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili da raggiungere entro il 2012, e coinvolgendo in tali iniziative Province e Comuni. Inoltre, è previsto che queste concorrano ad appositi accordi di programma per lo sviluppo di piccole e medie imprese nel campo dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili, avvalendosi soprattutto delle risorse del Quadro strategico nazionale 2007-2013.

La materia energetica è inoltre regolata da quanto previsto dalla legge 23 luglio 2009 n. 99 recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia".

1.3. Il quadro normativo regionale.

La delega delle funzioni amministrative in tema di energia, ivi comprese quelle relative alle fonti rinnovabili, all'elettricità, all'energia nucleare, al petrolio e al gas è stata conferita alle Regioni ai sensi dell'art. 30 del d.lgs.112/98.

La Regione Basilicata, già nel 1984 con L.R. n.28, disciplinava i criteri e le modalità di accesso al finanziamento regionale delle iniziative e degli interventi per il contenimento dei consumi energetici e l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili, individuando dette fonti (sole, vento, energia idraulica, risorse geotermiche, maree, moto ondoso, trasformazione dei rifiuti organici e inorganici o di prodotti vegetali, calore recuperabile da impianti, processi e prodotti).

Con L.R. n.33/1988 e ss. modifiche è stata prevista l'elargizione di contributi agli enti locali sul costo dell'energia elettrica necessaria al funzionamento degli impianti destinati al sollevamento e/o depurazione delle acque.

In relazione allo sfruttamento dei giacimenti petroliferi in Val d'Agri la L.R n.40/1995 ha disciplinato l'utilizzo dell'aliquota relativa da destinarsi allo sviluppo delle attività economiche ed all'incremento industriale del comprensorio, istituendo un apposito Fondo alimentato dai trasferimenti dello Stato a titolo di compartecipazione regionale all'imposta erariale sul prodotto di coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi.

Con la L. R. n.26/1997 è stato previsto il completamento del programma di distribuzione del gas metano, mediante contributi per la realizzazione di opere a favorire la diffusione del gas metano sulla base di un programma triennale di finanziamento.

Intanto, con la L. R. n.47/1998, recentemente modificata con la l.r. 31/2008, è stata disciplinata la valutazione di impatto ambientale, in conformità con le Direttive CEE 85/377 e 97/11, relativamente ai progetti pubblici e privati riguardanti lavori di costruzione, impianti, opere, interventi che possano avere rilevante incidenza sull'ambiente, ivi compresi:

- impianti termici per la produzione di vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 35MW;
- impianti industriali per il trasporto di gas, vapore e acqua calda: trasporto di energia elettrica mediante linee aeree superiori a 70 kW e 2.1 km di lunghezza;

- stoccaggio in superficie di gas naturali con capacità complessiva superiore a 7.000 mc.;
- stoccaggio in superficie di combustibili fossili con capacità complessiva superiore a 7.000 mc.;
- impianti di produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento (tutti i progetti esclusi quegli degli impianti costituiti da uno o più generatori la cui potenza nominale non superi 1 MW). Soglia in aree naturali protette: tutti i progetti esclusi quegli degli impianti costituiti da uno o più generatori la cui potenza nominale complessiva non superi 50 kW;
- agglomerazione industriale di carbon fossile e lignite (tutti i progetti);
- attività di ricerca ed utilizzo delle risorse geotermiche (tutti i progetti);
- attività di ricerca di idrocarburi in terra ferma (tutti i progetti);
- impianti di produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica dell'energia solare (tutti i progetti, esclusi quelli destinati ad alimentare dispositivi di sicurezza e singoli dispositivi di illuminazione; che risultano essere parzialmente o totalmente integrati ai sensi del D.M.(sviluppo economico) 19.02.2007; che risultano essere non integrati ai sensi del D.M.(sviluppo economico) 19.02.2007 la cui potenza non sia inferiore ad 1 MW).

L'individuazione, classificazione, istituzione, tutela e gestione delle aree protette in Basilicata è, invece, affidata alla l.r. 28/1994.

La L.R. n.7/1999 recepisce le funzioni delegate dal d.lgs. n.112/98 e prevede al capo V, dedicato all'energia, le funzioni di competenza regionale concernenti:

- a. la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza inferiore o pari a 300 MW termici;
- b. la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e da rifiuti;
- c. la costruzione e l'esercizio delle reti per il trasporto dell'energia elettrica con tensione inferiore o pari a 150 kV;
- d. la costruzione e l'esercizio delle reti di oleodotti e gasdotti di interesse regionale;
- e. il rilascio delle concessioni per l'esercizio delle attività elettriche di competenza regionale;
- f. la concessione di contributi in conto capitale ex l.10/1999;

- g. l'assistenza agli enti locali per le attività di informazione al pubblico e di formazione degli operatori pubblici e privati nel campo della progettazione, installazione, esercizio e controllo degli impianti termici;
- h. la promozione della diffusione e dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili e delle assimilate nei settori produttivi, nel rispetto degli impegni assunti a livello europeo ed a livello internazionale, sostenendo, a tal fine, la qualificazione e la riconversione di operatori pubblici e privati[...];
- i. l'elaborazione del Piano Energetico Regionale (PER) e la predisposizione dei relativi programmi attuativi, d'intesa con le Province e gli enti locali interessati.

La L.R. n. 20/2003 detta norme riguardanti la razionalizzazione ed ammodernamento della rete distributiva dei carburanti; a tal fine prevede l'adozione da parte della Regione di un Piano Regionale avente efficacia triennale.

Con L.R. n.13/2006 viene costituita la Società Energetica Lucana (SEL) al fine di supportare le politiche regionali in materia di energia. La Società, che è a partecipazione interamente pubblica, è entrata in funzione a fine maggio del 2008 ed ha fra i suoi compiti quello di promuovere il risparmio e l'efficienza energetica, favorendo un migliore utilizzo delle risorse energetiche locali, siano esse convenzionali che rinnovabili, operando nei mercati dell'energia elettrica e del gas.

La L.R. n.9/2007 detta disposizioni in materia energetica in applicazione dei principi derivanti dall'ordinamento comunitario, dagli obblighi internazionali e in applicazione dell'art.117, c. 3-4 Cost.. Tra le finalità della legge, nelle more dell'attuazione del Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR), c'è quella di disciplinare le autorizzazioni per la costruzione e l'avvio di impianti per la produzione di energia.

La legge fissa anche delle disposizioni di carattere programmatico laddove prevede che la Regione sostiene il risparmio energetico e l'uso delle fonti rinnovabili attraverso programmi finanziati con risorse comunitarie, nazionali e regionali.

Nella L.R. n. 28/2007 (Finanziaria Regionale 2008) sono previste disposizioni per la riduzione del costo dell'energia e l'attenuazione delle emissioni inquinanti e climalteranti.

La legge Finanziaria per il 2009 (L.r.,n.31/2008), infine, prevede misure per la riduzione del costo dell'energia regionale elaborate dalla Giunta Regionale. La medesima normativa promuove interventi, affidati alla SEL, per la razionalizzazione e riduzione dei consumi e dei costi energetici dei soggetti pubblici regionali (art.9).

L'art.10 della legge 31/2008 stabilisce norme per il procedimento amministrativo semplificato per la realizzazione di impianti di cui all'art.2, com.1, lett. C) del d.lgs. 387/2003.

La predetta legge regionale n. 31/2008 è stata in seguito modificata dall'art. 32 delle legge regionale 7 agosto 2009 n. 27 di assestamento del bilancio di previsione per l'esercizio finanziario 2009 e del bilancio pluriennale.

1.4. La dotazione regionale di infrastrutture energetiche.

L'analisi della dotazione infrastrutturale della regione riveste un'importanza notevole ai fini dello sfruttamento delle risorse energetiche, in considerazione del peso notevole che queste rivestono nell'annullare o incrementare eventuali benefici economici ed ambientali direttamente ed indirettamente connessi.

Nonostante la Basilicata occupi una posizione strategica per quanto riguarda il collegamento tra le regioni più meridionali ed il resto del territorio italiano, si rileva una cronica carenza di infrastrutture, soprattutto nel settore dei trasporti. Dal punto di vista ambientale, relativamente alla dotazione di impianti di depurazione delle acque e di reti idriche, pur all'interno di un quadro complessivamente deficitario, la situazione è invece leggermente migliore. Ciò vale soprattutto per la rete idrica, che è caratterizzata da un buon grado di copertura, anche se da una scarsa efficienza, con perdite dell'ordine del 34%, inferiori rispetto alle altre regioni meridionali, ma nettamente superiori al dato nazionale (37% e 29% rispettivamente).

Per contro, la dotazione infrastrutturale relativa al trasporto, trasmissione e distribuzione di petrolio e gas naturale, appare di buon livello. L'attuale disponibilità di un centro oli e di un oleodotto di 136 km, a cui si aggiungeranno un altro centro oli ed un altro oleodotto nel prossimo futuro, è infatti sufficiente per garantire i flussi di greggio attuali e futuri. Il centro oli attualmente in funzione in Val d'Agri effettua una prima lavorazione del greggio estratto, che viene meccanicamente separato in situ nei componenti principali, acqua, gas metano e petrolio. Questo viene poi convogliato verso la raffineria di Taranto lungo l'oleodotto (Fig. 1 - A).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
1. Inquadramento introduttivo.

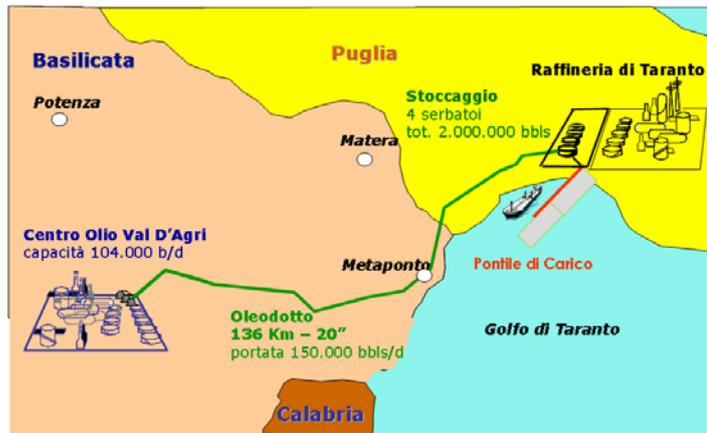


Fig. 1 - A: Rete infrastrutturale di prima lavorazione e trasporto del greggio (fonte: ENI).

Per quanto riguarda la Rete Nazionale Gasdotti, di proprietà di Snam Rete Gas, la Basilicata è attraversata da due dorsali: la dorsale adriatica, che collega la centrale di smistamento di Candela con quella di Altamura, per la quale è previsto un raddoppio, e la dorsale tirrenica, che partendo dalla centrale di compressione di Montesano sulla Marcellana in Campania, attraversa la Basilicata per raggiungere la centrale di ricompressione di Tarsia in Calabria (tratti Montesano-Lauria e Lauria-Tarsia). Queste due dorsali sono poi collegate da altri due tratti della Rete Nazionale di Gasdotti che attraversano trasversalmente la Basilicata e che collegano Montesano sulla Marcellana e Moliterno con Grumento e con Brindisi e Altamura (tratti Montesano-Grumento, Grumento-Bernalda, Bernalda-Brindisi, Bernalda-Palagianò, Moliterno-Ferrandina, Ferrandina-Altamura).

La Rete Regionale di Gasdotti, anch'essa di proprietà di Snam Rete Gas, attraversa invece la Regione mettendo in collegamento i vari giacimenti di produzione presenti sul territorio regionale con la rete Nazionale (Monte Alpi, Sinni, Metaponto, Pisticci, Serra Spavento, Ferrandina, ecc.). Non vi sono infrastrutture di importazione del Gas Naturale Liquefatto, né esistenti né in progetto.

Un discorso più ampio va dedicato alla rete di distribuzione di gas naturale. E' in via di progressivo completamento il piano di metanizzazione predisposto dalla Regione a partire dal 2001. Fino a pochi anni fa, infatti, soltanto l'89,25% dei residenti in Basilicata utilizzava gas (metano 88,35% e GPL 0,9%), mentre il 4,07% era in attesa di essere servito a breve (metano 3,76% e GPL 0,31%) e soltanto per circa il 6,68% era ancora senza rete di distribuzione. Attualmente, non risultano ancora servite soltanto poche località delle aree interne.

Per quanto attiene alla rete di trasmissione elettrica nazionale (RTN), anche in questo caso la Basilicata sconta un sensibile deficit infrastrutturale, al pari di tutto il meridione. La posizione geografica occupata dalla Basilicata fa sì che questa regione rivesta un'elevata importanza all'interno del sistema di trasmissione nazionale quale crocevia dei flussi energetici in transito fra l'Italia centrale e la Calabria, la Sicilia e la Puglia. E' recentemente entrato in esercizio l'elettrodotto ad altissima tensione (380 kV) Matera - Santa Sofia (lunghezza tot. 220 km di cui 78 in Basilicata) che attraversa la Regione trasversalmente e va ad aggiungersi alla quota lucana dell'asse tirrenico di trasmissione "Rizziconi-Ferroleto-Laino" nonché al tratto in Regione della rete a 380 kV che collega le cabine di Laino e Matera. Al 31 dicembre 2008 risultava un totale di 437 km di linee elettriche (km di terne) di trasmissione ad altissima tensione (220 e 380 kV) di proprietà della Società Terna, di cui il 68% a 380 kV, ed una stazione a 380 kV. La densità media regionale (metri per kmq) è pari a 44, sensibilmente inferiore al dato medio nazionale (73) e delle Regioni del mezzogiorno (57). Peraltro, la specificità delle esigenze di trasmissione elettrica lungo le due dorsali principali nazionali nonché rispetto alla struttura geografica italiana rende superflui ulteriori confronti con le altre regioni del Mezzogiorno e del resto d'Italia in quanto poco significativi.

Attualmente, la carenza infrastrutturale nel Mezzogiorno determina l'insorgere di alcune criticità nel dispacciamento, legate soprattutto ad una sovrapproduzione nella zona sud d'Italia. Queste criticità hanno indotto Terna a proporre una limitazione alla capacità generativa del parco centrali (esistenti ed in via di realizzazione), nell'attesa che vengano completati i piani di potenziamento della rete previsti per i prossimi anni. Gli interventi previsti per la graduale eliminazione di tutte le criticità localizzate in Basilicata interesseranno prevalentemente la rete ad alta tensione (150 kV). In particolare si evidenziano i principali interventi di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale presenti nel Piano di Sviluppo di Terna e ricadenti nel territorio della Regione Basilicata:

- Potenziamento della direttrice a 150 kV "Salandra – Matera CP – Matera Acquaviva delle Fonti" al fine di ridurre le congestioni presenti e future sulla rete AT;
- Nuova linea a 150 kV "Castrocucco – Maratea", tesa a garantire un adeguato back-up di rete e migliorare al contempo la continuità e qualità della fornitura elettrica lungo la fascia costiera tirrenica rendendo anche

disponibile un'iniezione di potenza direttamente dalla produzione elettrica locale;

- Riassetto della rete tra le stazioni di Rotonda (PZ), Feroletto (CZ) e Taranto, quale estensione dell'intervento "Riassetto rete Nord Calabria", con lo scopo di rimuovere i vincoli di rete che rischiano di condizionare l'utilizzazione della produzione eolica in Basilicata.

A questi si aggiunge la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione a 380/150 kV nel Comune di Aliano (MT), da inserire lungo la direttrice a 380 kV "Matera – Laino". Detti interventi nel loro complesso sono finalizzati a migliorare la qualità e la continuità del servizio elettrico, nonché a garantire il prelievo dell'energia elettrica prodotta dai vari parchi eolici dislocati in regione (presenti ed in via di realizzazione) (Fig. 1 - B). In relazione al possibile ulteriore sviluppo del parco di generazione in Calabria e Basilicata, con particolare riguardo alle fonti rinnovabili, sono attualmente allo studio da parte di TERNA (Società proprietaria della RTN e concessionaria nazionale del servizio di trasmissione dell'energia elettrica) adeguati interventi di rinforzo della rete a 380 kV della Basilicata che consentano di superare i rischi di sovraccarico delle direttrici "Laino – Montecorvino".

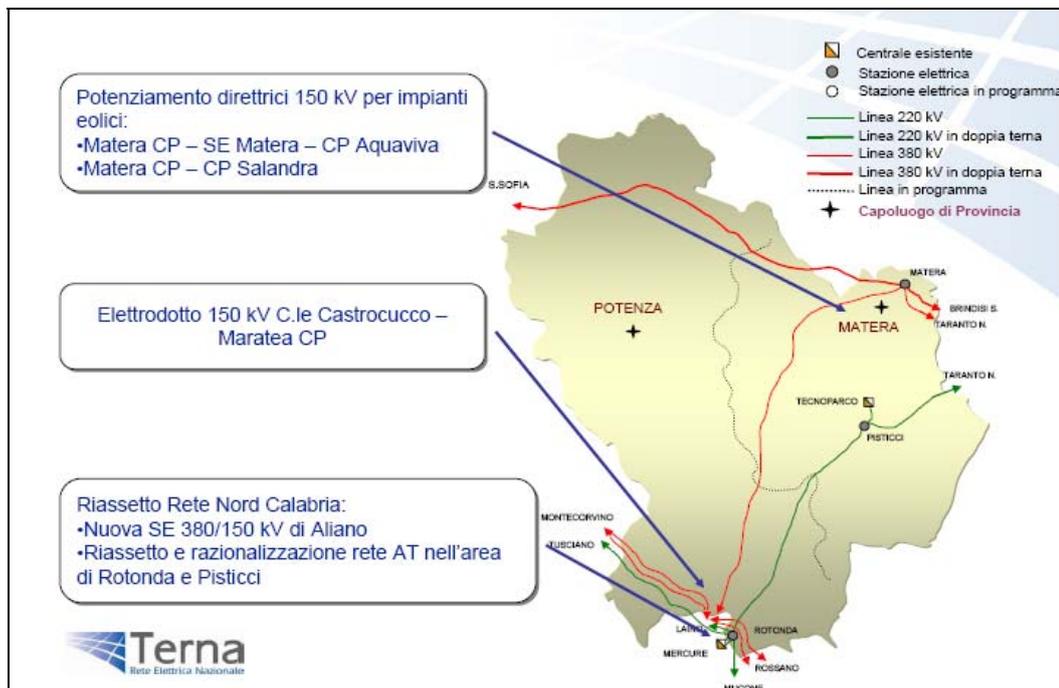


Fig. 1 - B: *Interventi di sviluppo previsti da Terna nel Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2008 (fonte: TERNA).*

In parallelo con quanto evidenziato per la rete di trasmissione, si rileva una certa carenza infrastrutturale anche per quanto riguarda la rete di distribuzione dell'energia elettrica, che in regione è curata da Enel SpA.

Nel complesso si contano 24.880 km di rete, di cui il 58,4% a bassa tensione (distribuita per il 65,4% nella provincia di Potenza ed il resto in quella di Matera) ed il 39,1% a media tensione (di cui il 66,3% nella provincia di Potenza). La densità di rete (espressa in metri di rete per ettari di superficie) è pari a 23,9 (sostanzialmente uguale per le due province) contro un dato medio nazionale di 39,4 e di 38 per le regioni meridionali. Peraltro, tale rete non è esente da problemi di efficienza. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas segnala 2,7 interruzioni "lunghe" (superiori a 3 minuti) all'anno per cliente di fornitura di energia elettrica in Basilicata, per un totale di 93,6 minuti per cliente, a fronte di una media nazionale di 2,3 interruzioni e 63,8 minuti e delle Regioni del mezzogiorno pari a 3,7 interruzioni e 94,9 minuti. La provincia di Potenza sconta una performance peggiore di quella di Matera (2,9 e 2,2 interruzioni, rispettivamente, per una durata totale per cliente pari a 117,2 e 49).

In Fig. 1 - C si riporta l'andamento storico della qualità del servizio, espressa in termini di minuti di interruzioni "lunghe" per anno per utente, disaggregata per province e confrontata con la media regionale, italiana e meridionale. Si nota come la provincia di Matera abbia un ottimo indice di qualità, migliore della media nazionale ed in continuo miglioramento, mentre l'andamento della qualità del servizio di distribuzione nella provincia di Potenza sia stato molto più volatile anche se in netto miglioramento nell'ultimo anno.

Va infatti rilevato che gli interventi attivati dalla Regione, nell'ambito della programmazione dei fondi comunitari nel periodo 2000 – 2006, per il potenziamento e il miglioramento dell'efficienza delle rete di distribuzione, hanno prodotto una apprezzabile riduzione del numero e della durata delle interruzioni pari a circa il 40%.

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
1. Inquadramento introduttivo.

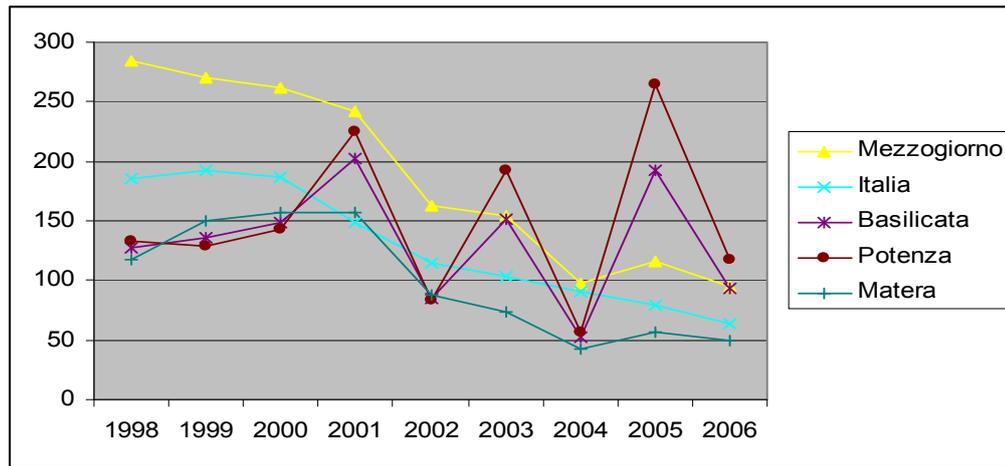
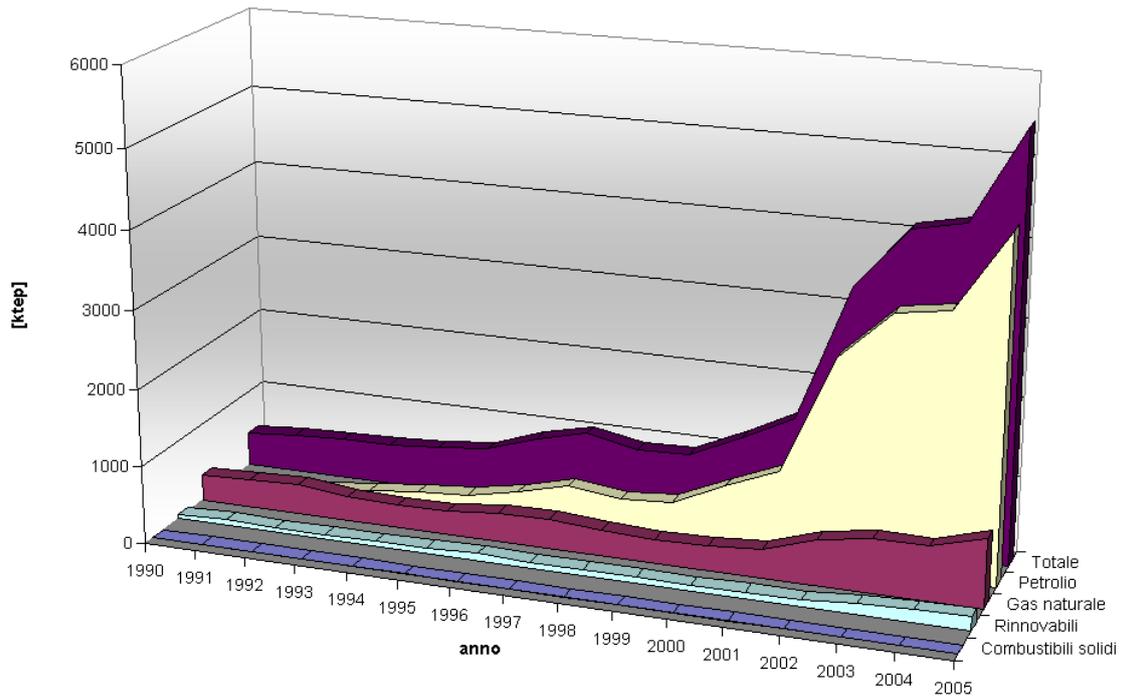


Fig. 1 - C: Durata delle interruzioni di fornitura di elettricità (elaborazioni GSE da dati Autorità per l'energia elettrica e il gas).

2. LA STRUTTURA DELL'OFFERTA ENERGETICA REGIONALE.

Dall'analisi dell'andamento della produzione interna lorda di energia primaria dal 1990 al 2005 si nota come essa sia sostenuta prevalentemente dall'estrazione di fonti primarie fossili ed in particolare dal gas naturale prima (fino al 1995) e successivamente, a partire dal 1996, dal petrolio estratto dai giacimenti della Val d'Agri. Proprio il costante aumento nello sfruttamento delle risorse del sottosuolo lucano ha fatto sì che la produzione interna lorda passasse dai 446 ktep del 1990 ai 5.446 ktep del 2005 con un'impennata che, iniziata nel 2001, non si è ancora fermata. Dal 2001 al 2005, infatti, si registra un aumento del 350% della produzione di energia primaria, da addebitarsi per lo più alle estrazioni petrolifere in Val d'Agri (Fig. 2 - A).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Combustibili solidi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petrolio	70	64	75	156	219	271	395	568	485	535	837	1.109	2.638	3.263	3.370	4.386
Gas naturale	334	355	392	313	289	305	370	385	333	298	319	367	584	691	689	883
Rinnovabili	42	80	54	63	68	70	100	75	77	81	66	88	91	146	169	177
Totale	446	499	521	532	576	646	865	1.028	895	914	1.223	1.564	3.313	4.099	4.227	5.446

Fig. 2 - A: Produzione regionale di fonti energetiche primarie in ktep (elaborazioni GSE da dati MSE, ENEA, GSE, TERNA).

In particolare, analizzando più nel dettaglio il trend di produzione, si nota come nei primi anni '90 la produzione interna lorda di energia primaria sia dovuta per il 75% al gas naturale, per il 16 % al petrolio e per il restante 9% a fonti primarie rinnovabili (energia idroelettrica, legna da ardere, ecc). Viceversa, nel 2005 l'81% della produzione è imputabile al petrolio, mentre il gas naturale contribuisce alla produzione interna lorda per un 16% e le rinnovabili per il restante 3% (Fig. 2 - B).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

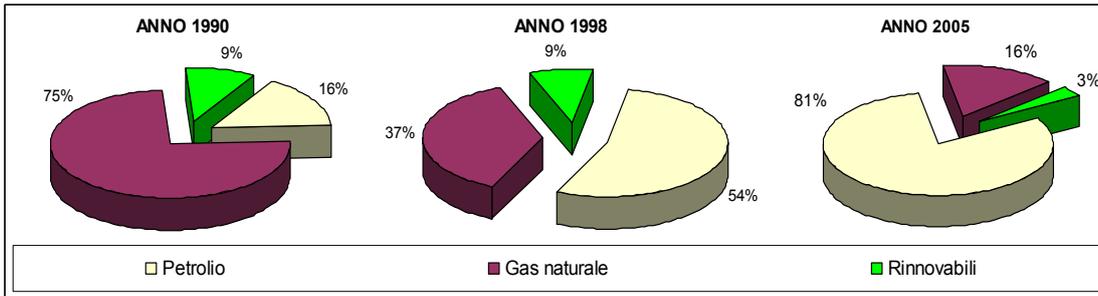


Fig. 2 - B: Mix di fonti primarie in vari anni (elaborazioni GSE da dati MSE, ENEA, GSE, TERNA).

Analizzando le singole fonti si può notare che, in termini assoluti, la produzione interna lorda imputabile alle rinnovabili manifesta un andamento piuttosto altalenante, con un deciso incremento nella loro crescita partire dal 2003. Viceversa, la produzione di gas naturale si mantiene per lo più all'interno di una fascia tra i 290 e i 380 ktep fino al 2001, per poi iniziare a crescere fino agli 883 ktep del 2005 per effetto del pieno sviluppo dell'attività di estrazione nel bacino della Val d'Agri. Un andamento analogo, anzi addirittura molto più accentuato, lo registra il petrolio. Si nota come gli idrocarburi occupino un posto di rilievo assoluto all'interno del settore energetico regionale.

2.1. Le fonti energetiche primarie convenzionali.

Come evidenziato nella parte iniziale di questo capitolo, l'assenza sul territorio regionale di una produzione di fonti primarie solide di tipo tradizionale (carbone) fa sì che la produzione da fonti energetiche primarie convenzionali sia da attribuirsi quasi esclusivamente agli idrocarburi ed in particolare al petrolio ed al gas naturale di cui fortunatamente il sottosuolo lucano è ricco, tanto da rendere la Basilicata la prima regione in Italia in termini di produzione di idrocarburi.

2.1.1. *L'attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Basilicata.*

Il rinvenimento di idrocarburi in Regione è attestato già nel XV secolo, come testimoniano le cronache che narrano del verificarsi del fenomeno delle “fiaccole”, lingue di fuoco sui monti dell'Appennino che segnano il bruciare di piccole riserve di metano. Un'attività di ricerca e di coltivazione vera e propria, tuttavia, si può far coincidere con il 1902, anno in cui nella zona di Tramutola viene scavato il primo pozzo. In seguito lo sviluppo tecnologico e soprattutto il contesto storico, economico e geopolitico internazionale, hanno condizionato nel tempo lo sfruttamento e gli investimenti per lo sviluppo dei giacimenti petroliferi lucani.

L'evoluzione del settore petrolifero nella Regione può articolarsi attraverso tre grandi fasi:

1. La fase *pionieristica*, che inizia nel 1939 quando l'Agip esegue 47 pozzi, dei quali 27 mineralizzati a petrolio, 6 a petrolio e gas, 2 a gas e 12 sterili, e termina nel 1959 con l'ultimo pozzo (sterile) scavato a Tramutola, per effetto del mutato scenario internazionale e della caduta dei prezzi del petrolio che rendevano antieconomico lo sfruttamento dei giacimenti indigeni. In questo ventennio si registra una produzione complessiva di 11.000 tonnellate di petrolio (50°API) e 7 milioni di metri cubi di gas, che sostiene il rifornimento energetico del Paese soggetto ad embargo internazionale;
2. La fase dell'*austerità*, dal 1960 agli anni '80, caratterizzata dagli shock petroliferi degli anni '70 che inducono i vari Stati nazionali a riprendere la ricerca delle risorse energetiche tenendo conto del contesto geopolitico e della relativa “sicurezza” dei Paesi in cui vengono individuati nuovi giacimenti. In questo contesto anche in Basilicata riparte l'esplorazione petrolifera: dal 1975 al 1984 l'Agip ottiene 4 nuovi permessi di ricerca. L'attività esplorativa ha successo e porta all'individuazione di giacimenti petroliferi stimati fra i più grandi on-shore in Europa;
3. La fase dello *sviluppo* che avviatasi nel 1984 è ancora oggi in pieno svolgimento. Nel 1984 l'Agip consegue il permesso di ricerca e coltivazione Monte Alpi, mentre la Società Petrolifera Italiana e la Fiat Rimi ottengono il

permesso di ricerca "Monte Sirino". Nel 1988 si ha il ritrovamento di petrolio con il pozzo "Monte Alpi 1", nel 1989 si scopre il giacimento Tempa Rossa, nel 1992 il giacimento Cerro Falcone, nel 1993 si effettuano i primi test di produzione di Monte Alpi, nel 1995 l'Agip avvia la trivellazione di altri 8 pozzi e le ricerche vengono estese alle aree limitrofe al Monte Alpi. L'azione dell'Agip prima, e di Lasmo e Fina poi, determinano la ripartenza della produzione: si stimano riserve per almeno 440 milioni di barili di olio equivalente (stima destinata ad essere raddoppiata ed a rendere questa Regione il più importante polo petrolifero italiano e tra i più importanti in Europa) che spingono diverse multinazionali (Oil Mobil, Texaco, ecc) a chiedere ed ottenere permessi di ricerca nel territorio lucano. In tempi recenti, si segnalano la firma del Protocollo d'Intesa tra il Governo Italiano e la Regione Basilicata (7 ottobre 1998) da cui è derivata, tra l'altro, la norma contenuta all'art. 7 della legge n. 140/1999 (estesa dalla legge n. 296 del 2006 a tutte le Regioni del Mezzogiorno) che, modificando il d.lgs n. 625/1999 devolve alle Regioni la quota di royalties destinate alla Stato; la firma del Protocollo d'Intenti tra ENI e Regione Basilicata (18 novembre 1998) e gli accordi attuativi da esso derivanti per lo sfruttamento del progetto "Trend 1" relativo alla concessione Val d'Agri; la firma dell'accordo quadro fra Total-Shell-ExxonMobil e Regione Basilicata (22 settembre 2006) per lo sfruttamento del progetto "Trend 2", detto anche progetto "Tempa Rossa", relativo alla concessione Gorgoglione per l'estrazione del petrolio nella Valle del Sauro.

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

Anno	Ritrovamento	Provincia	Tipologia
1992	Burraccione 1	MT	gas
	Cerro Falcone 1 dir A	PZ	olio
	Policoro 1 bis	MT	gas
	Tauro 1	MT	gas
	Tricchianello 1	MT	gas
1993	-	-	-
1994	Monte Enoc 1	PZ	olio
1995	Appia 1d	MT	gas
	Fornaciara 1	MT	gas
	Pucchieta 1d	MT	gas
1996	Tempa la Manara	PZ	gas e olio
1997	Gioia 1	MT	gas
	Montesano 1d	MT	gas
	Peticara 1	PZ	olio
1998	Monte Enoc W1	PZ	olio
	Tempa d'Emma 1ter	PZ	olio
1999	Gioia Sud Est 1d	MT	gas
2000	-	-	-
2001	Masseria Petrulla 1	MT	gas
2002	-	-	-
2003	Agri 1	PZ	olio
	Agri 1orA	PZ	olio
2004	-	-	-
2005	-	-	-
2006	-	-	-

Tab. 2 - 1: Ritrovamenti nell'esplorazione petrolifera dal 1992 al 2006 (elaborazioni GSE da dati MSE).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

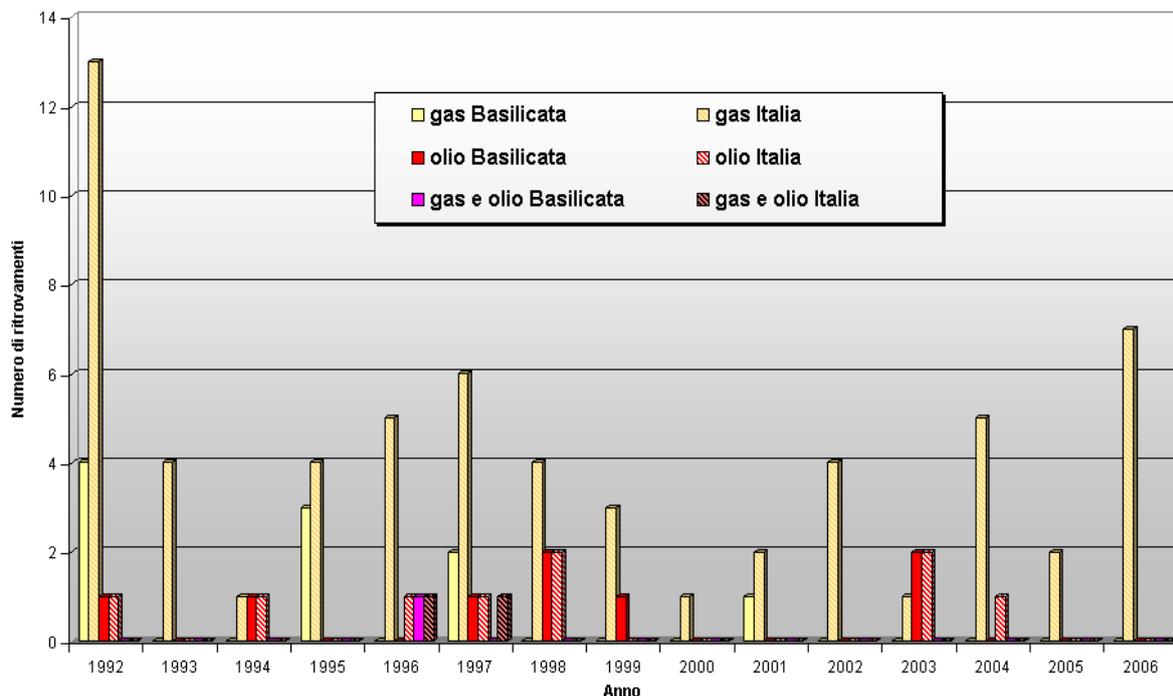


Fig. 2 - C: Confronto fra Italia e Basilicata sui ritrovamenti di idrocarburi su terraferma dal 1992 al 2006 (elaborazioni GSE da dati MSE).

Complessivamente, quindi, in Basilicata dal 1992 al 2006 si contano 19 ritrovamenti, di cui 11 di gas naturale, 7 di olio e 1 di gas associato ad olio (Tab. 2 - 1), mentre nello stesso periodo in Italia i ritrovamenti su terraferma sono stati in totale 70 (Fig. 2 - C). In altre parole, più del 27% dei ritrovamenti su terraferma avvenuti in Italia negli ultimi 15 anni sono localizzati nel territorio lucano.

Considerando invece i permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione si nota che nel 2006 la superficie lucana oggetto di titoli minerari è pari a 3.330 kmq, circa il 10% dell'intera superficie italiana interessata da titoli minerari su terraferma (Tab. 2 - 2).

ANNO	PERMESSI DI RICERCA				CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE				SUPERFICIE TOTALE [kmq]	
	BASILICATA		ITALIA		BASILICATA		ITALIA		BASILICATA	ITALIA
	Numero permessi	Superficie [kmq]	Numero permessi	Superficie [kmq]	Numero concessioni	Superficie [kmq]	Numero concessioni	Superficie [kmq]		
2002	8	1.779	90	36.494	22	2.213	146	10.340	3.992	46.883
2003	6	972	69	27.031	21	2.059	140	10.044	3.031	37.075
2004	6	972	68	27.087	21	2.059	140	10.066	3.031	37.153
2005	7	1.046	60	23.767	20	2.059	133	9.756	3.104	33.524
2006	9	1.210	64	24.466	21	2.121	129	9.486	3.330	33.952

Tab. 2 - 2: Serie storica dei titoli minerari su terraferma presenti in Basilicata e in Italia dal 2002 al 2006 (elaborazioni GSE da dati MSE).

Dal 2002 ad oggi la superficie lucana interessata da permessi di ricerca ha subito una riduzione del 32%, in linea con quanto avvenuto in Italia dove la riduzione è stata del 33% (Fig. 2 - D). Con riferimento, invece, alle concessioni di coltivazione nello stesso arco temporale, si registra in Basilicata una contrazione, in termini di superficie, pari al 4%, mentre in Italia è dell'8% (Fig. 2 - E). Infine, in Tab. 2 - 3 è riportata la distribuzione dei titoli minerari su terraferma fra le varie regioni al 2006 e per completezza di informazione è riportato anche il totale dei titoli minerari in mare.

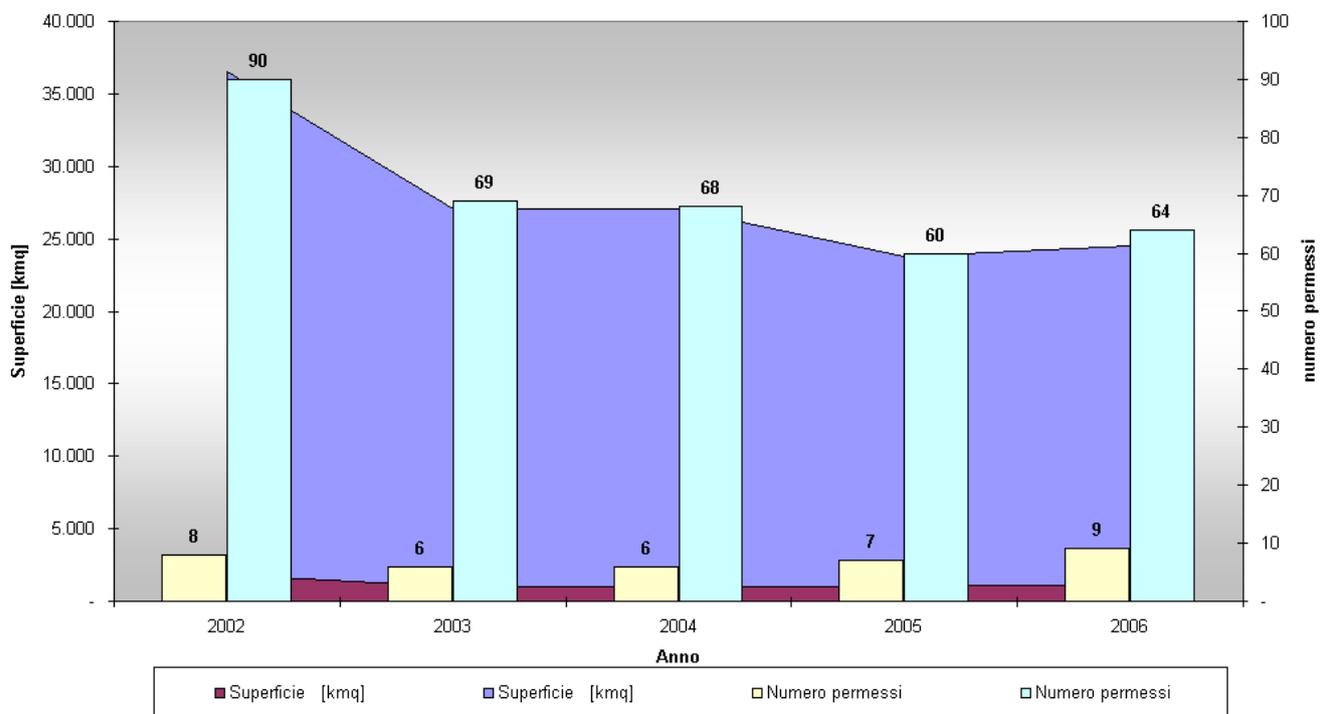


Fig. 2 - D: Confronto fra Italia e Basilicata sul numero di permessi di ricerca su terraferma e superficie corrispondente dal 2002 al 2006 (elaborazioni GSE da dati MSE).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

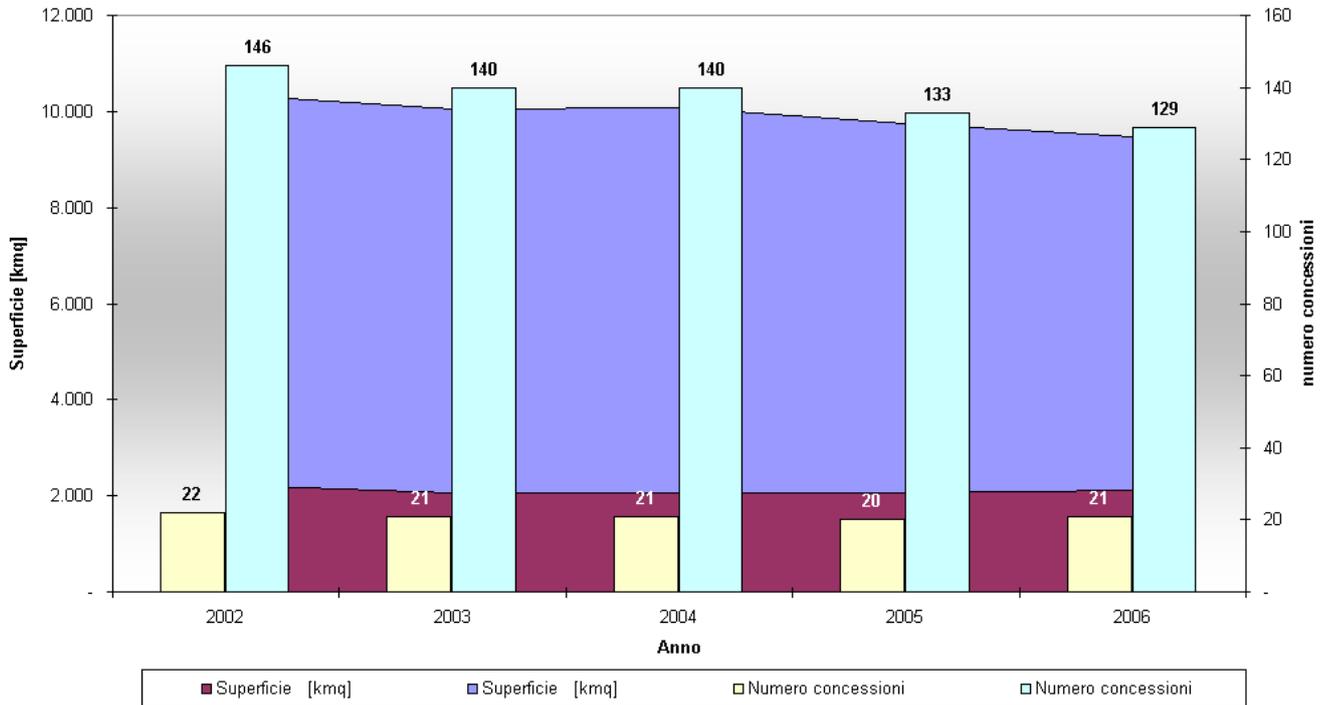


Fig. 2 - E: Confronto fra Italia e Basilicata sul numero di concessioni di coltivazione su terraferma e superficie corrispondente dal 2002 al 2006 (elaborazioni GSE da dati MSE).

REGIONI	PERMESSI DI RICERCA		CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE		SUPERFICIE TOTALE [kmq]
	Numero permessi	Superficie [kmq]	Numero concessioni	Superficie [kmq]	
PIEMONTE	6	2.853	1	78	2.930
LOMBARDIA	8	3.328	12	974	4.301
VENETO	-	0	1	164	164
EMILIA-ROMAGNA	16	6.952	34	1.596	8.547
ITALIA SETTENTRIONALE	30	13.132	48	2.811	15.944
TOSCANA	-	-	2	308	308
MARCHE	5	1.031	17	1.107	2.138
LAZIO	5	3.151	1	41	3.192
ABRUZZO	8	2.435	6	491	2.926
MOLISE	1	164	4	336	500
ITALIA CENTRALE	19	6.781	30	2.283	9.064
CAMPANIA	-	74	1	347	421
PUGLIA	1	155	14	1.253	1.408
BASILICATA	9	1.210	21	2.121	3.330
CALABRIA	-	-	2	103	103
ITALIA MERIDIONALE	10	1.438	38	3.825	5.263
SICILIA	5	3.114	13	567	3.681
ITALIA INSULARE	5	3.114	13	567	3.681
TOTALE IN TERRAFERMA	64	24.466	129	9.486	33.952
TOTALE IN MARE	29	11.344	67	9.444	20.789
TOTALE ITALIA	93	35.810	196	18.931	54.741

Tab. 2 - 3: Situazione al 2006 dei titoli minerari presenti in Italia (elaborazioni GSE da dati MSE).

Al 31 gennaio 2007 sul territorio lucano si contano 9 permessi di ricerca per una superficie complessiva di 1.209 kmq (il 12% del territorio) e 21 concessioni di coltivazione, per una superficie complessiva di 2.121 kmq (il 21 % dell'intero territorio lucano e circa il 24% dell'intera superficie italiana oggetto di concessioni di coltivazione). Nel complesso, quindi, il 33% del territorio lucano è interessato dall'attività petrolifera, in una Regione in cui il 27% del territorio è sottoposto a vincoli di salvaguardia ambientale ed un ulteriore 40% a vincoli di tutela paesaggistica.

Dal confronto con le altre regioni (Fig. 2 - F e Fig. 2 - G) emerge, inoltre, come sia non molto elevata la superficie oggetto di permessi di ricerca (5% della superficie totale su terraferma) mentre, al contrario, sia elevata quella destinata a concessioni di coltivazione (22% del totale). Ciò testimonia l'importanza della Basilicata all'interno del settore minerario italiano e conferma che la maggior parte delle risorse minerarie siano presumibilmente già note e coltivate o in corso di coltivazione.

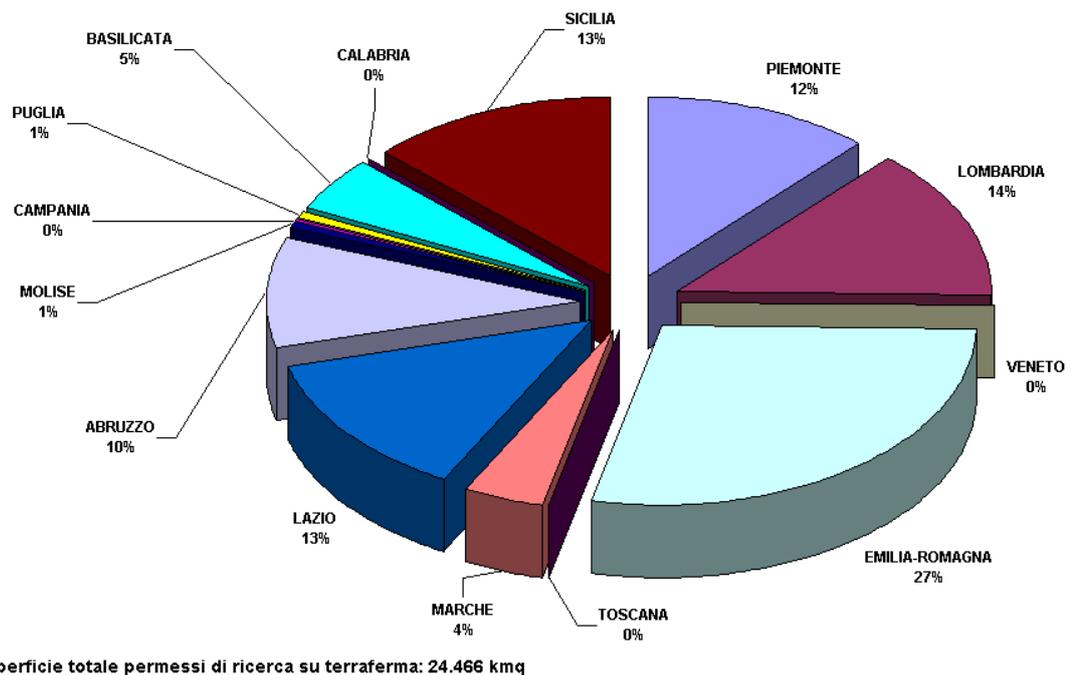


Fig. 2 - F: Ripartizione regionale, in termini di superficie, dei permessi di ricerca su terraferma presenti in Italia al 2006 (elaborazioni GSE da dati MSE).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

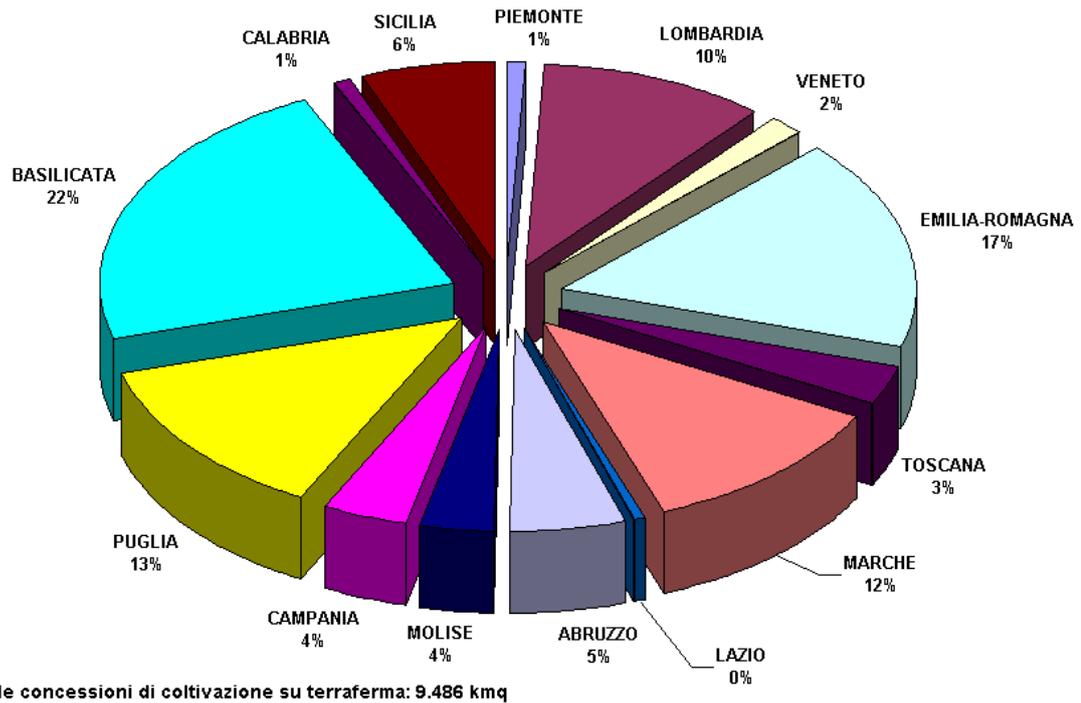


Fig. 2 - G: Ripartizione regionale, in termini di superficie, delle concessioni di coltivazione su terraferma presenti in Italia al 2006 (elaborazioni GSE da dati MSE).

La Tab. 2 - 4 e la Tab. 2 - 5 mostrano in dettaglio i titoli minerari in vigore in Basilicata al 31 gennaio 2007. Infine in Fig. 2 - H è presentata una cartografia con la localizzazione geografica dei vari titoli minerari.

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

DENOMINAZIONE DEL PERMESSO	TITOLARI DEL PERMESSO e relative quote di partecipazione (%)	SCADENZA	SUPERFICIE [Kmq]	UBICAZIONE DEL PERMESSO
MONTE LA ROSSA Nota: Sospeso.	EDISON (50) (r.u.) ENI (40) SHELL ITALIA E & P (10)	28/01/2003	208,97	BASILICATA (135) Potenza CAMPANIA (73,97) Salerno
SERRA S. BERNARDO	INTERGAS PIU' (20) (r.u.) ENI (46) SVILUPPO RISORSE NATURALI (13) EDISON (11) TOTAL ITALIA (10)	23/02/2008	268,56	BASILICATA (268,56) Potenza Matera
FOSSO VALDIENNA Nota: Sospeso.	ESSO ITALIANA (51,7) (r.u.) TOTAL ITALIA (31,7) SHELL ITALIA E & P (9,3) ENI (7,3)	05/12/2002	34	BASILICATA (34) Potenza Matera
TEMPA MOLIANO Nota: Sospeso.	ESSO ITALIANA (51,7) (r.u.) TOTAL ITALIA (31,7) SHELL ITALIA E & P (9,3) ENI (7,3)	05/12/2002	57,48	BASILICATA (57,48) Potenza
TEANA Nota: Sospeso.	TOTAL ITALIA (80) (r.u.) ENI (20)	23/09/2004	231,04	BASILICATA (231,04) Potenza
ALIANO Nota: Sospeso.	TOTAL ITALIA (60) (r.u.) ENI (40)	06/11/2004	154,56	BASILICATA (154,56) Potenza Matera
MONTALBANO	VEGA OIL (30) (r.u.) JKX ITALIA (40) GAS NATURAL VENDITA ITALIA (30)	08/09/2011	165,04	BASILICATA (165,04) Matera
MASSERIA GAUDELLA	INTERGAS PIU' (100) (r.u.)	27/03/2012	154,21	BASILICATA (154,21) Matera
TORRENTE LA VELLA	EDISON (60) (r.u.) INTERGAS PIU' (40)	31/05/2012	9,65	BASILICATA (9,65) Matera

Tab. 2 - 4: *Permessi di ricerca presenti in Basilicata al 31 gennaio 2007 (elaborazioni GSE da dati MSE).*

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

DENOMINAZIONE DEL PERMESSO	TITOLARI DEL PERMESSO e relative quote di partecipazione (%)	SCADENZA	SUPERFICIE [Kmq]	UBICAZIONE DEL PERMESSO
NOVA SIRI SCALO <i>Nota: Presentata istanza di proroga pubblicata nel BUIG Anno XLVI n.6</i>	GAS PLUS ITALIANA (100) (r.u.)	24/05/2003	7,50	BASILICATA (7,5) Matera
GARAGUSO	EDISON (50,33333333) (r.u.) GAS PLUS ITALIANA (49,66666667)	07/06/2009	69,62	BASILICATA (69,62) Matera
CANDELA	ENI (60,5) (r.u.) EDISON (39,5)	31/05/2008	3.319,039	PUGLIA (330,1939) Foggia BASILICATA (1,71) Potenza
CUGNO LE MACINE <i>Nota: Presentata istanza di proroga pubblicata nel pubblicata nel B.U.I.G. Anno XLVIII - N.4</i>	ENI (100) (r.u.)	09/03/2005	77,12	BASILICATA (77,12) Matera
SERRA PIZZUTA <i>Nota: Presentata istanza di proroga pubblicata nel pubblicata nel B.U.I.G. - Anno XLIV - N.11</i> <i>Presentata istanza di proroga pubblicata nel pubblicata nel B.U.I.G. Anno XLIX - N.10</i>	ENI (100) (r.u.)	10/09/2001	62,55	BASILICATA (62,55) Matera
MONTE MORRONE <i>Nota: Presentata istanza di proroga pubblicata nel B.U.I.G. Anno L - N. 10.</i>	GAS PLUS ITALIANA (100) (r.u.)	01/09/2007	29,72	BASILICATA (29,72) Matera
CALCIANO	ENI (100) (r.u.)	25/01/2012	65,26	BASILICATA (65,26) Potenza Matera
MASSERIA SPAVENTO <i>Nota: Presentata istanza di rinuncia pubblicata nel B.U.I.G. - Anno XLIII -N.12</i>	EDISON (50) (r.u.) ENI (50)	28/05/2012	94,78	PUGLIA (44,83) Foggia BASILICATA (49,95) Potenza
TEMPA ROSSA	ENI (70) (r.u.) EDISON (30)	04/04/2013	69,05	BASILICATA (69,05) Matera
COLABELLA <i>Nota: Presentata istanza di rinuncia pubblicata nel B.U.I.G. - Anno XLII - N.1</i>	EDISON (50) (r.u.) GAS DELLA CONCORDIA (50)	16/05/2015	54,45	BASILICATA (54,45) Potenza
ORSINO <i>Nota: Presentata istanza di rinuncia pubblicata nel B.U.I.G. Anno XLIX - N.1</i>	GAS PLUS ITALIANA (100) (r.u.)	02/12/2014	144,89	BASILICATA (144,89) Potenza Matera
MASSERIA MONACO	EDISON (50) (r.u.) ENI (50)	08/07/2016	35,93	BASILICATA (35,93) Matera
IL SALICE	GAS PLUS ITALIANA (100) (r.u.)	27/03/2018	47,15	BASILICATA (47,15) Matera
FONTE S. DAMIANO	CONSUL SERVICE (99) (r.u.) ITALMIN EXPLORATION (1)	18/07/2018	23,71	BASILICATA (23,71) Matera
S. TEODORO	INTERGAS PIU' (100) (r.u.)	05/09/2019	59,25	BASILICATA (59,25) Matera
POLICORO	GAS PLUS ITALIANA (100) (r.u.)	30/09/2020	164	BASILICATA (155,25) Matera CALABRIA (8,75) Cosenza
SCANZANO	INTERGAS PIU' (100) (r.u.)	13/12/2021	70,79	BASILICATA (70,79) Matera
MONTE VERDESE	INTERGAS PIU' (60) (r.u.) GAS PLUS ITALIANA (30) PETROREP ITALIANA (10)	28/06/2022	60,02	BASILICATA (60,02) Matera
MASSERIA VIORANO	GAS NATURAL VENDITA ITALIA (100) (r.u.)	10/10/2019	41,61	BASILICATA (41,61) Potenza Matera
RECOLETA	GAS PLUS ITALIANA (100) (r.u.)	08/09/2019	44,62	BASILICATA (44,62) Matera
GORGOGNONE	TOTAL ITALIA (50) (r.u.) SHELL ITALIA E & P (25) MOBIL OIL ITALIANA (25)	14/07/2013	290,59	BASILICATA (290,59) Potenza Matera
VAL D'AGRI	ENI (66) (r.u.) SHELL ITALIA E & P (34)	26/10/2019	660,15	BASILICATA (660,15) Potenza

Tab. 2 - 5: Concessioni di coltivazione in Basilicata al 31 gennaio 2007 (elaborazioni GSE da dati MSE).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

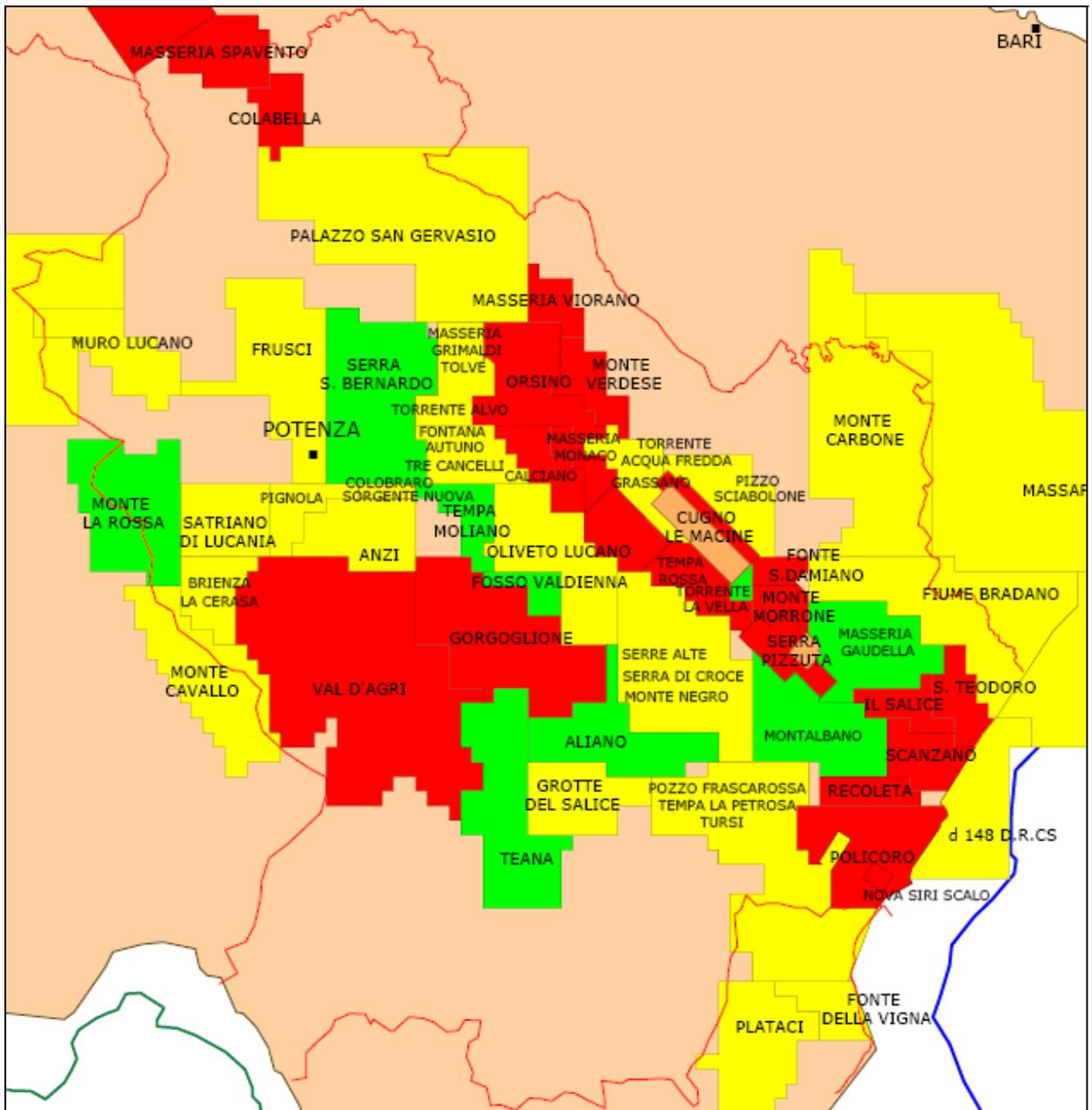


Fig. 2 - H: Carta dei titoli minerari della Basilicata (fonte: MSE).

Infine, per completezza, in Tab. 2 - 6 è riportato l'elenco delle istanze di permesso presentate al Ministero dello Sviluppo Economico e in Tab. 2 - 7 le istanze di concessione di stoccaggio relative al sottosuolo lucano. Non esistono al 31 gennaio 2007 invece richieste di concessione di coltivazione pendenti.

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

Public. BUIG	ARRIVO	DENOMINAZIONE ISTANZA	SOCIETA' TITOLARI	ZONA	PROVINCIE	SUPERFICIE [Kmq]
XL-8	lug-96	MONTE CARBONE	ENI	BASILICATA (357,84)	MT	456,48
				PUGLIA (98,64)	BA-TA	
XL-8	ago-96	MASSAFRA	ENI	PUGLIA (997,04)	TA-BA	999,64
				BASILICATA (2,60)	MT	
XL-12	nov-96	MURO LUCANO	ITALMIN PETROLI	BASILICATA (117,03)	PZ	117,23
				CAMPANIA (0,20)	SA	
XLI-8	lug-97	FRUSCI	ENI	BASILICATA	PZ	237,13
XLII-9	ago-97	SORGENTE NUOVA (1)	FINA, MOBIL, ENTERPRISE O., ENI	BASILICATA	PZ	13,06
XLII-1	dic-97	MASSERIA LA ROCCA (1)	BRITISH GAS RIMI, ENI	BASILICATA	PZ	14,06
XLII-11	ott-98	OLIVETO LUCANO	TOTAL ITALIANA, B.G. INT ESSO	BASILICATA	MT-PZ	188,23
XLIII-10	set-99	FIUME BRADANO	ENI	BASILICATA (198,80)	MT	319,8
				PUGLIA (121)	TA	
XLIV-3	feb-00	GROTTE DEL SALICE	SHELL ITALIA E&P	BASILICATA	PZ-MT	118,14
XLIX-6	mag-05	PIZZO SCIABOLONE	GAS PLUS ITALIANA	BASILICATA	MT	96,22
XLIX-7	giu-05	BRIENZA	JKX ITALIA	BASILICATA	PZ	75,86
XLIX-10	set-05	ANZI	ENI DIVISIONE E&P	BASILICATA	PZ	117,4
XLIX-10	set-05	SATRIANO DI LUCANIA	ENI DIVISIONE E&P	BASILICATA	PZ	104,3
XLIX-10	set-05	LA CERASA	SHELL ITALIA E&P	BASILICATA	PZ	75,86
XLIX-10	set-05	MONTE CAVALLO	SHELL ITALIA E&P	BASILICATA	PZ	211,9
XLIX-10	set-05	PIGNOLA	SHELL ITALIA E&P	BASILICATA	PZ	54,83
XLIX-12	nov-05	GRASSANO (23)	ENERGIA DELLA CONCORDIA	BASILICATA	MT	66,24
L-4	mar-06	PALAZZO SAN GERVASIO	ALEANNA RESOURCES	PUGLIA	BA	561
				BASILICATA	PZ	
L-4	nov-06	TORRENTE ACQUA FREDDA (23)	ALEANNA RESOURCES	BASILICATA	MT	66,24
L-12	nov-06	FONTANA AUTUNO (38)	CELTIQUE ENERGIE PETROLEUM	BASILICATA	MT	80,82
L-12	nov-06	MONTE NEGRO (34)	CELTIQUE ENERGIE PETROLEUM	BASILICATA	MT	287,7
L-12	nov-06	POZZO FRASCAROSSA (36)	CELTIQUE ENERGIE PETROLEUM	BASILICATA	MT	412,1
L-12	nov-06	TORRENTE ALVO (37)	CELTIQUE ENERGIE PETROLEUM	BASILICATA	MT	81,015
LI-1	dic-06	SERRE ALTE (34)	CONSUL SERVICE	BASILICATA	MT	287,7
LI-4	mar-07	MASSERIA GRIMALDI (37)	CONSUL SERVICE	BASILICATA	PZ	84,34
LI-4	mar-07	SERRA DI CROCE (34)	MAC OIL	BASILICATA	MT	287,7
LI-4	mar-07	TEMPA LA PETROSA	TOTAL ITALIANA, B.G. INT ESSO	BASILICATA CALABRIA	CS-MT-PZ	412,1
LI-4	mar-07	TOLVE (37)	MAC OIL	BASILICATA	PZ	84,34
LI-4	mar-07	TRE CANCELLI (38)	MAC OIL	BASILICATA	MT-PZ	80,82
LI-4	mar-07	TURSI (36)	MAC OIL	BASILICATA CALABRIA	CS-MT-PZ	412,1
LI-4 LI-5	mar-07	COLOBRARO (36) (ex Masseria La Rocca)	ITALMIN EXPLORATION	BASILICATA CALABRIA	CS-MT-PZ	412,1
LI-4	mar-07	TOLVE (37)	INDIPENDENT ENERGY SOLUTIONS	BASILICATA	PZ	84,34
LI-5	apr-07	LAVIANO	ITALMIN EXPLORATION	CAMPANIA BASILICATA	AV-SA-PZ	598

Le istanze in concorrenza sono tra loro rilevabili dal numero tra parentesi

Tab. 2 - 6: Istanze di permesso di ricerca in Basilicata al 30 giugno 2007 (elaborazioni GSE da dati MSE).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. *La struttura dell'offerta energetica regionale.*

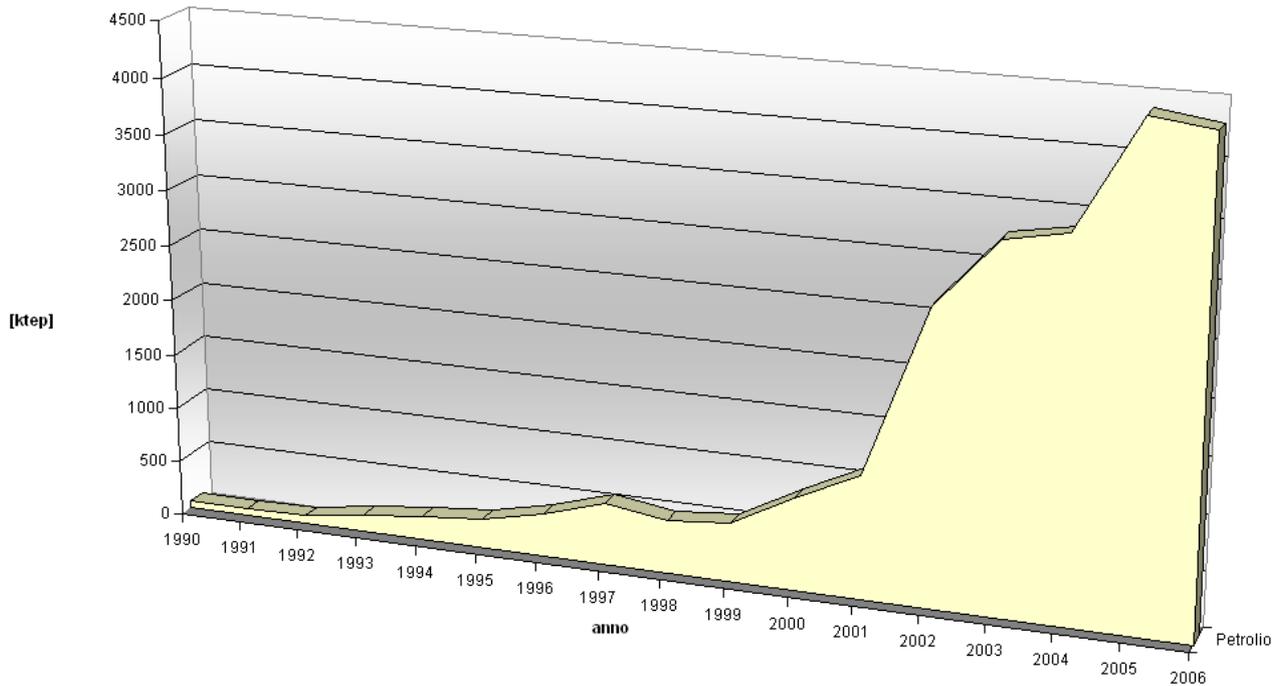
Public. BUIG	ARRIVO	DENOMINAZIONE ISTANZA	SOCIETA' TITOLARI	ZONA	PROVINCIE	SUPERFICIE [Kmq]
XLVI-9	ago-02	CUGNO LE MACINE	GEOGAS	BASILICATA	MT	48,16
XLVI-9	ago-02	SERRA PIZZUTA	GEOGAS	BASILICATA	MT	10,15

Tab. 2 - 7: *Istanze di concessione di stoccaggio in Basilicata al 30 giugno 2007 (elaborazioni GSE da dati MSE).*

2.1.2. La produzione di petrolio in Basilicata.

Una delle peculiarità che caratterizza la Regione Basilicata, rispetto a molte altre regioni italiane, è la ricchezza di idrocarburi presente nel suo sottosuolo, che ne fa oggi, con le sue 4,3 milioni di tonnellate di olio estratte nel 2006, di gran lunga la prima Regione per produzione di petrolio in Italia. Una ricchezza il cui sfruttamento recente ha determinato un aumento di produzione che, dapprima graduale, ha conosciuto una rapidissima crescita a partire dal 2000 con il pieno sfruttamento del giacimento della concessione Val d'Agri. In cinque anni, infatti, la produzione è aumentata del 400%, fino al picco del 2005, cui ha fatto seguito una lieve flessione nel 2006 (4.313 mila tonnellate prodotte nel 2006 a fronte di una produzione nel 2005 pari a 4.386 mila tonnellate) (Fig. 2 - I).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Petrolio	70	64	75	156	219	271	395	568	485	535	837	1.109	2.638	3.263	3.370	4.386	4.313

Fig. 2 - I: *Andamento della produzione di petrolio lucana in ktep dal 1990 al 2006*
 (elaborazioni GSE da dati MSE).

Confrontando l'andamento della produzione di olio regionale con quella delle altre regioni italiane produttrici di petrolio si nota come mentre le altre produzioni siano rimaste costanti negli anni o al più si siano ridotte (in alcuni casi anche considerevolmente: il Piemonte ha subito dal 2000 al 2006 una contrazione della produzione del 91%) la produzione lucana sia incrementata considerevolmente fino ad attestarsi, nel 2006, all'84% della produzione italiana di olio su terraferma e al 76% dell'intera produzione italiana (Fig. 2 - J, Tab. 2 - 8).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

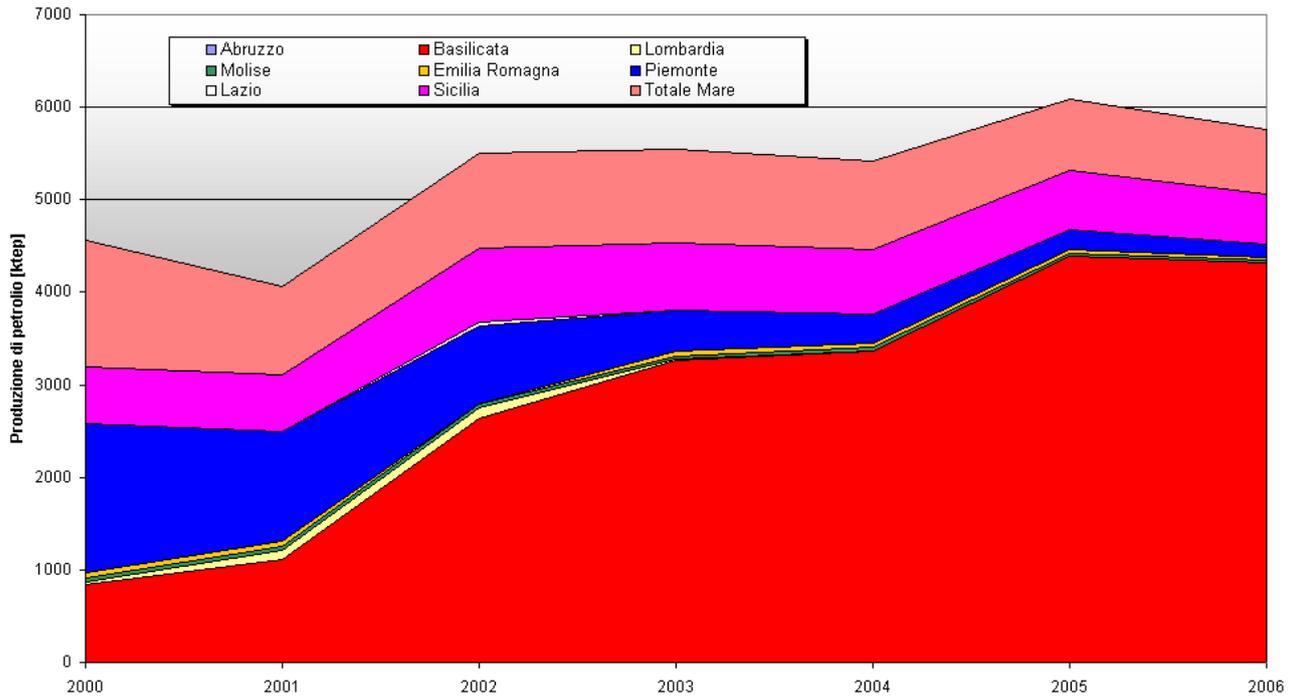


Fig. 2 - J: *Andamento della produzione di petrolio delle varie regioni italiane espressa in ktep (elaborazioni GSE da dati MSE).*

[ktep]	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Abruzzo	0	1	-	-	1	-	-
Basilicata	837	1.109	2.638	3.263	3.370	4.386	4.313
Emilia Romagna	55	57	-	52	49	43	36
Lazio	1	1	51	0	0	0	0
Lombardia	35	104	116	13	-	-	-
Molise	40	37	35	34	34	30	29
Piemonte	1609	1.181	844	440	308	215	140
Sicilia	620	618	789	736	702	643	539
TOTALE Terra	3.197	3.108	4.473	4.538	4.464	5.316	5.057
Totale Mare	1.358	958	1.025	1.002	952	768	700
ITALIA	4.555	4.066	5.498	5.540	5.416	6.084	5.758

Tab. 2 - 8: *Serie storica della produzione di petrolio delle varie regioni italiane espressa in ktep (elaborazioni GSE da dati MSE).*

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

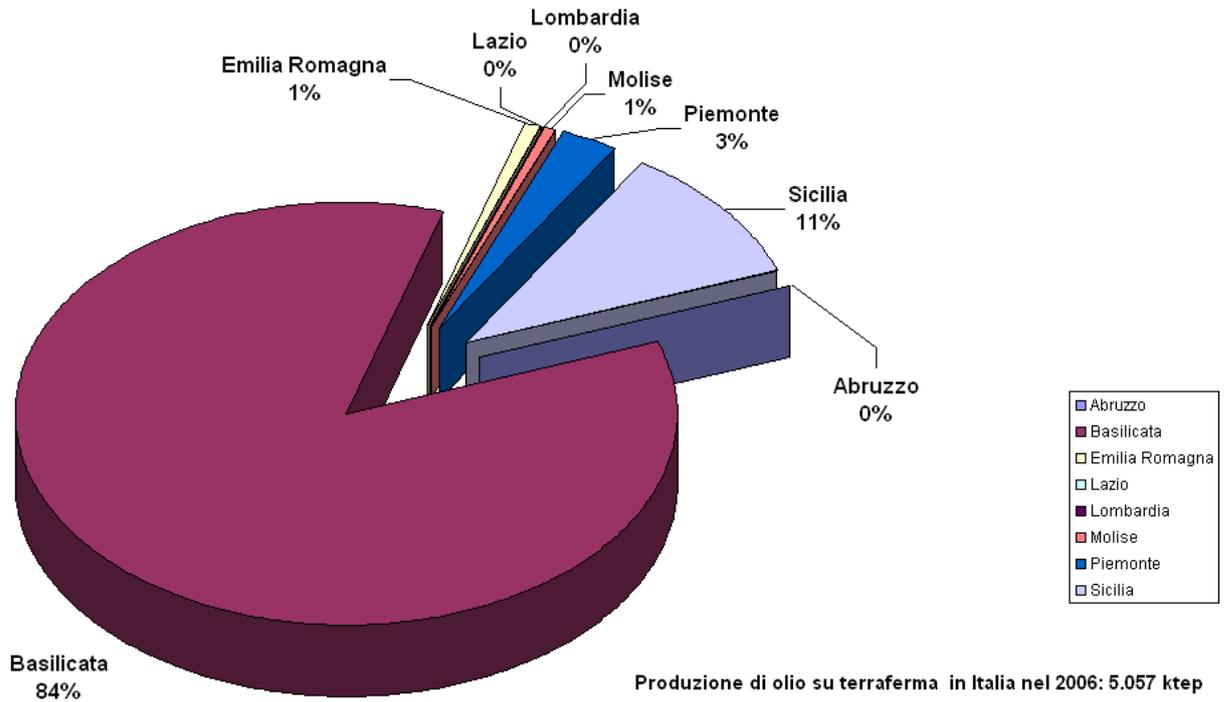


Fig. 2 - K: Confronto al 2006 delle produzioni regionali di olio espresse in ktep, relative alla sola terraferma (elaborazioni GSE da dati MSE).

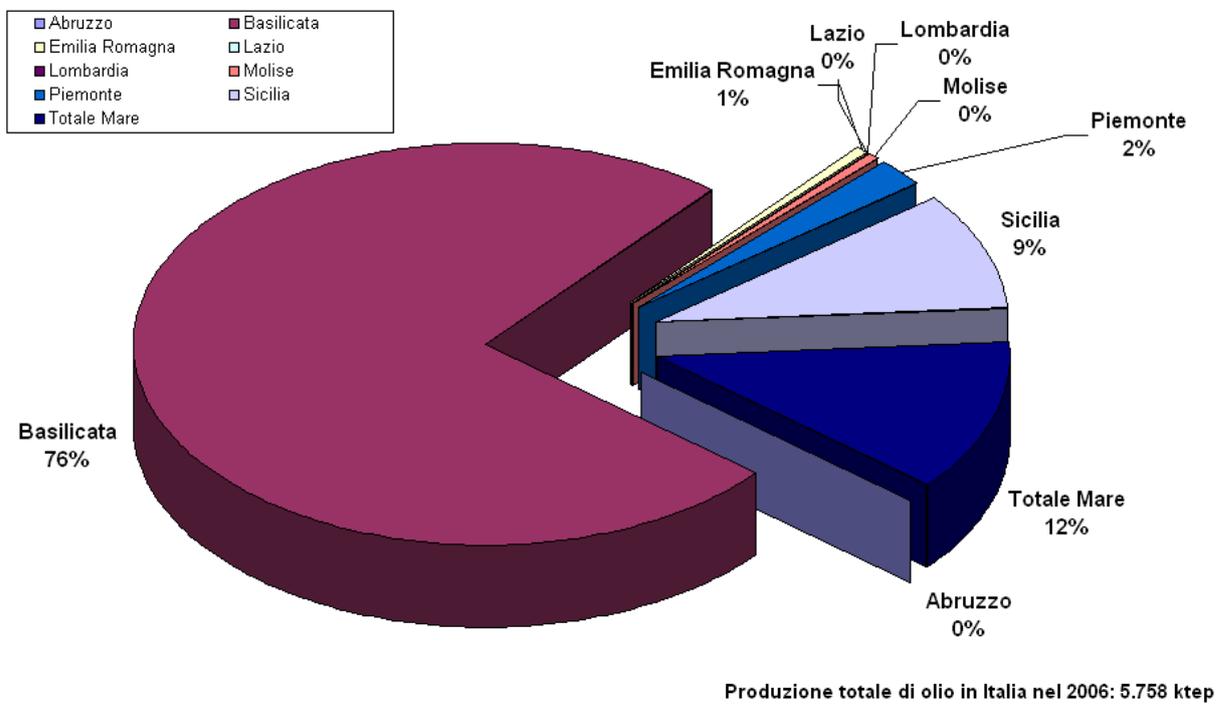
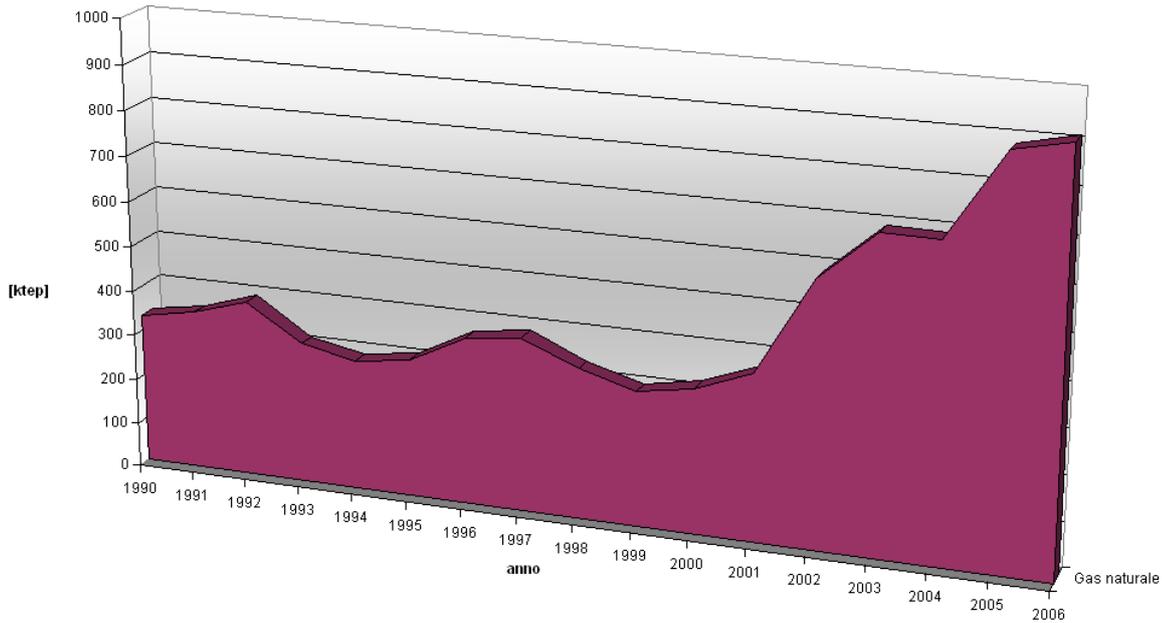


Fig. 2 - L: Confronto al 2006 delle produzioni regionali di olio espresse in ktep (elaborazioni GSE da dati MSE).

2.1.3. La produzione di gas naturale in Basilicata.

La produzione di gas naturale in Basilicata ha avuto una notevole espansione a seguito dello sfruttamento dei giacimenti di petrolio della Val d'Agri, dove si estrae oltre al petrolio anche il gas ad esso associato. L'analisi della serie storica dei dati mostra un andamento altalenante (Fig. 2 - M). Lo sfruttamento delle risorse di gas naturale presenti nel territorio regionale raggiunse un picco all'inizio degli anni '70, quando lo sfruttamento dei pozzi di Garaguso, Ferrandina, Pisticci e Accettura, garantiva una produzione annua prossima ai 700 milioni di metri cubi di gas naturale (4,5% dell'allora produzione nazionale di gas). Successivamente, lo sfruttamento intensivo operato durante gli anni '80 ha portato al progressivo esaurimento dei pozzi storici con una produzione che raggiunse il minimo nel 1983 con 137 milioni di metri cubi di gas. Le esplorazioni successive sul Fiume Basento, nelle concessioni di Masseria Monaco e Masseria Spavento operate dall'allora Edison Gas ed infine in Val d'Agri hanno permesso però di avviare un nuovo periodo di espansione per la produzione di gas naturale. Dal 2000, infatti, questa ha iniziato a crescere, prima gradualmente e poi molto rapidamente, permettendo di superare già nel 2002, con 708 milioni di mc prodotti (584 ktep), il precedente record storico. L'ascesa è poi continuata, di record in record fino a toccare, nel 2006, i 1104 milioni di mc di gas prodotti (910 ktep), ovvero il 10 % della produzione di gas naturale nazionale.

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Gas naturale	334	355	392	313	289	305	370	385	333	298	319	367	584	691	689	883	910

Fig. 2 - M: Andamento della produzione di gas naturale lucana in ktep dal 1990 al 2006

(elaborazioni GSE da dati MSE).

Ad oggi i giacimenti principali presenti in Basilicata da cui si continua ad estrarre gas sono: Monte Alpi, Sinni, Metaponto, Pisticci, Serra Spavento, Ferrandina, Calderai. Inoltre, nel maggio 2007, la compagnia Mediterranean Oil & Gas ha avviato tramite la sua filiale italiana Intergas Più il pozzo "Cupoloni 2 Dir A" al fine di identificare le nuove scoperte di gas con riserve stimate tra i 160 e i 292 milioni di mc, cui si aggiungono 129-269 milioni di mc rinvenuti in due strutture adiacenti. Cupoloni, scoperto nel 1990, fa parte della concessione Scanzano; aveva iniziato a produrre nel 2001 attraverso 5 pozzi per poi essere arrestato nel 2003 e riavviato a regime ridotto nel 2006.

Confrontando la serie storica della produzione lucana con quella delle altre regioni italiane, nonché con le estrazioni da giacimenti marini, si nota come la produzione lucana sia l'unica a vantare, negli ultimi anni, una costante crescita. Tuttavia, l'incidenza della produzione lucana è ancora molto minoritaria rispetto alla produzione imputabile ai giacimenti marini (Fig. 2 - N).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

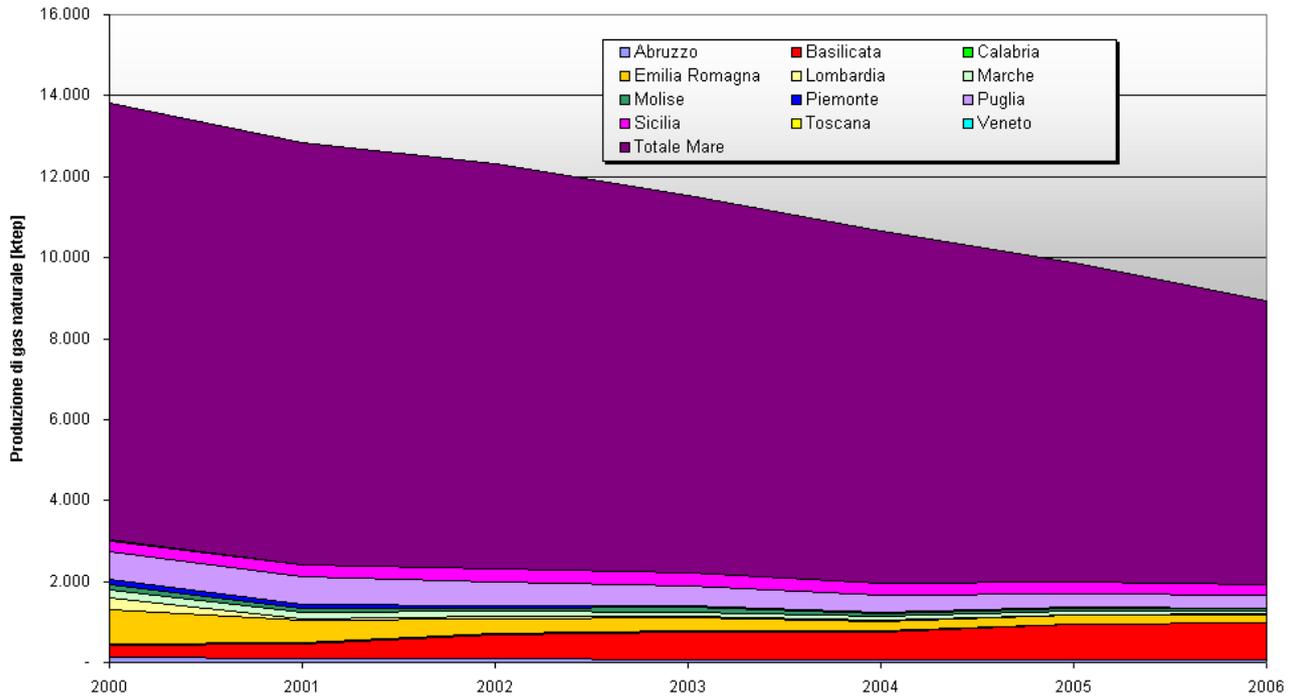
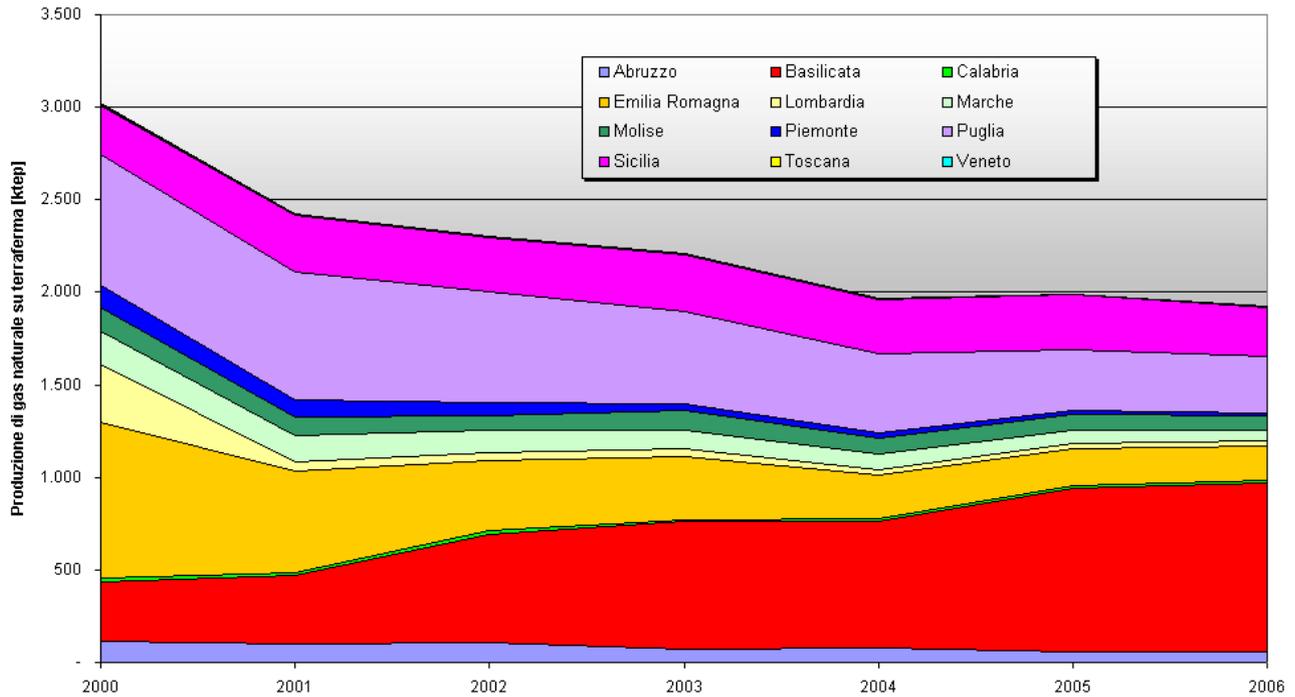


Fig. 2 - N: Andamento della produzione di gas naturale in Italia in ktep dal 2000 al 2006
(elaborazioni GSE da dati MSE).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Gas naturale	334	355	392	313	289	305	370	385	333	298	319	367	584	691	689	883	910

Fig. 2 - O: Andamento della produzione di gas naturale su terraferma in Italia in ktep dal 2000 al 2006 (elaborazioni GSE da dati MSE).

Per contro, nell'analisi temporale delle sole produzioni *on-shore* di gas naturale, si nota come dal 2000 al 2006 la produzione lucana cresca a ritmi serrati fino a pareggiare quasi la produzione delle restanti regioni italiane (Fig. 2 - O). Nella Fig. 2 - P e nella Fig. 2 - Q si confrontano le quote di produzione lucana con il totale della produzione nazionale e con la sola produzione nazionale su terraferma. Si vede come al 2006 la produzione di gas da giacimenti marini sia responsabile del 79 % (7.018 ktep) dell'intera produzione nazionale (8.940 ktep), con una produzione proveniente da giacimenti su terraferma pari al restante 21% (1.923 ktep). Di questo 21% alla Basilicata è imputabile, con i suoi 910 ktep prodotti nel 2006, il 47%.

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

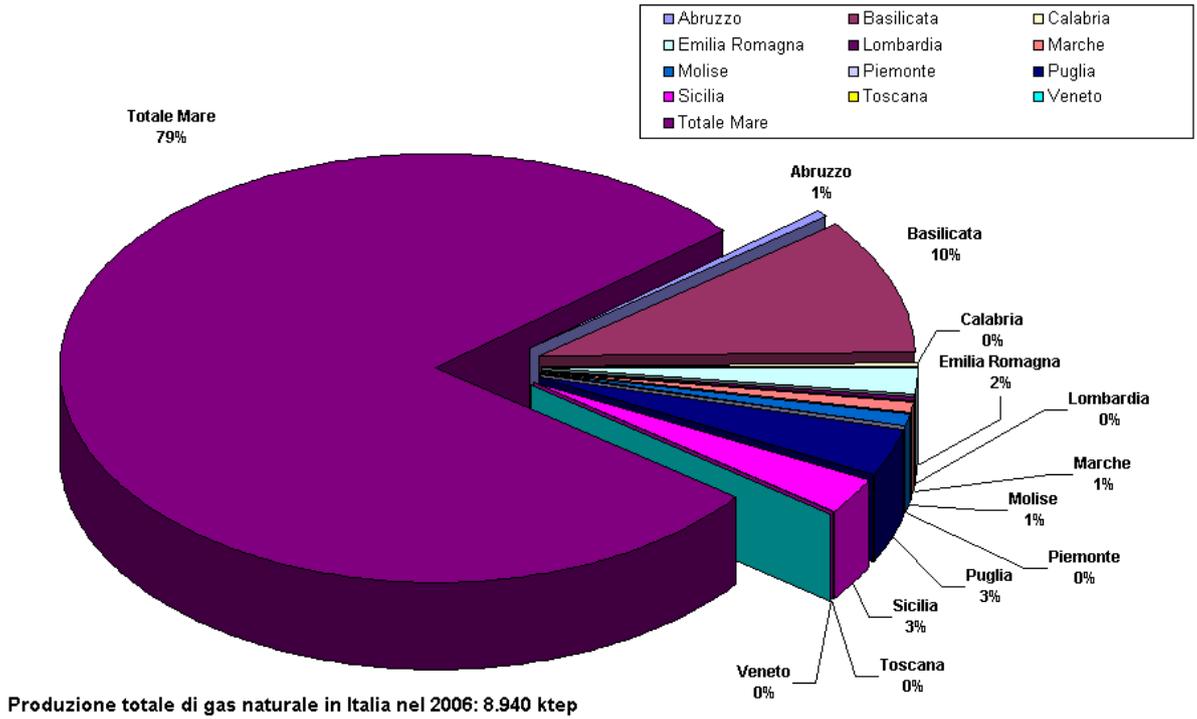


Fig. 2 - P: Confronto al 2006 della produzione di gas naturale fra le varie regioni italiane e la zona mare (elaborazioni GSE da dati MSE).

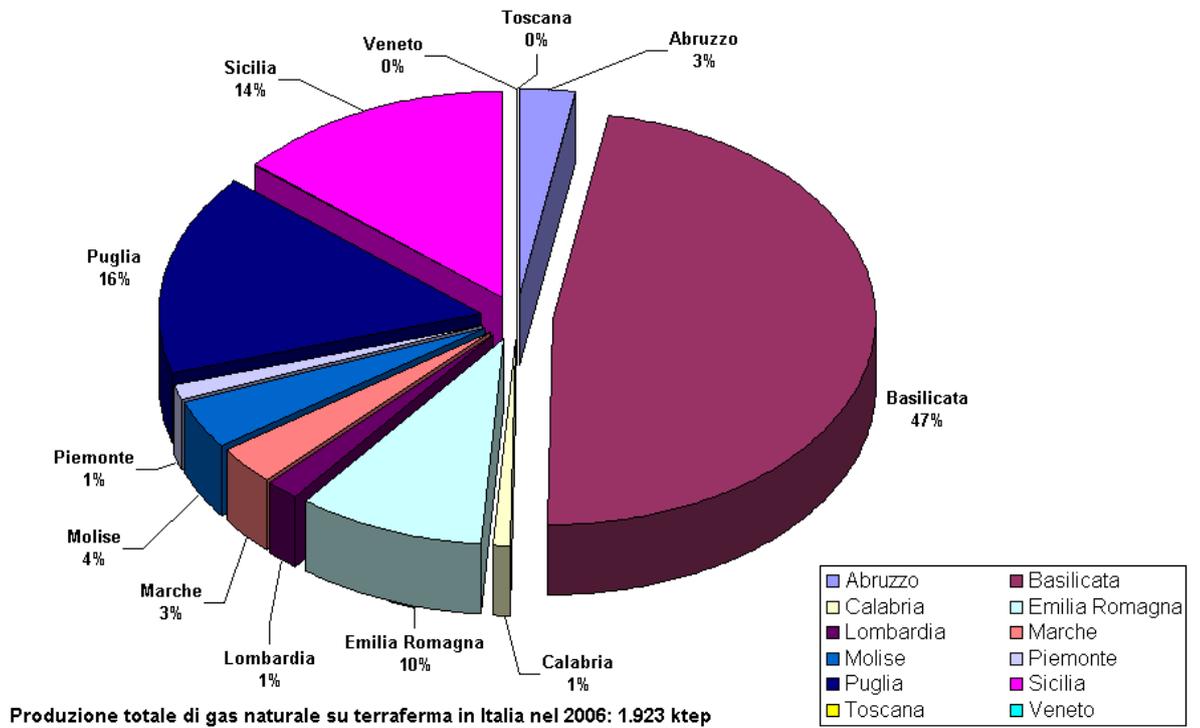


Fig. 2 - Q: Confronto al 2006 della produzione su terraferma di gas naturale fra le varie regioni italiane (elaborazioni GSE da dati MSE).

2.1.4. I progetti Val d'Agri e Tempa Rossa.

Tra le varie concessioni, quelle che hanno un maggior interesse e alle quali è attribuibile la maggior parte della produzione degli ultimi anni e anche degli anni futuri sono le concessioni Val d'Agri e la concessione Gorgoglione, convogliate rispettivamente nei progetti "TREND 1" e "TREND 2 (o Progetto "TEMPA ROSSA") (Fig. 2 - R).

I giacimenti in Val d'Agri, scoperti nel 1981, sono mineralizzati ad olio leggero di buona qualità (variabile tra i 35 e 38°API). Inizialmente in Val d'Agri vi erano quattro concessioni: Caldarosa, Grumento Nova, Costa Molina e Volturino. Successivamente le concessioni Costa Molina e Caldarosa furono inglobate nelle altre due ed, infine, il 28 dicembre 2005 anche le concessioni Grumento Nova e Volturino furono tra loro unificate in un'unica concessione (la concessione Val d'Agri), di estensione pari a 660,15 kmq, intestata alle società ENI S.p.A. (66%) e SHELL Italia E&P (34%), con ENI S.p.A. in qualità di rappresentante unico (Fig. 2 - S). Il decreto di unificazione prevedeva inoltre il seguente programma di sviluppo:

a) lavori di ricerca:

- perforazione di n. 2 pozzi di ricerca sulle culminazioni a SUD - SUD OVEST del giacimento di "Monte Alpi";
- perforazione di un pozzo esplorativo nell' area "Serra del Monte Montemurro";
- perforazione di un pozzo esplorativo denominato S. Elia, da collegare a produzione nel caso di esito positivo;
- perforazione di un pozzo esplorativo (denominato Pergola) seguito dalla perforazione di un eventuale sondaggio, entrambi i pozzi sono previsti sulle culminazioni strutturali a Nord delle Concessioni;
- perforazione di un pozzo esplorativo nella zona meridionale della Concessione (denominata Tramutola).

b) lavori di sviluppo :

- perforazione di due pozzi a partire dalla postazione dell'esistente pozzo "Caldarosa 1 Dir A";

- perforazione di ulteriori 9 pozzi di sviluppo, denominati “Monte Enoc 6, 7, 8, 10, 11, 12”, “Costa Molina W2”, “Monte Alpi SE1” e “Alli 2”;
- messa in produzione, previa installazione delle facilities in area pozzo e posa delle linee interrato di collegamento
- al centro olio "Val d'Agri", dei suddetti 9 nuovi pozzi di sviluppo e dei pozzi “Costa Molina W 1”, “Monte Enoc 1”, “Volturino 1” e “Monte Alpi 9”;
- perforazione di ulteriori 3 pozzi di coltivazione denominati: “CF 4, 7, 10”;
- collegamento alla produzione nel centro olio "Val d'Agri" mediante condotte interrato e previa installazione delle apparecchiature di cui al punto seguente;
- apparecchiature in area pozzo dei 3 nuovi pozzi sopra menzionati e dei seguenti pozzi: “Cerro Falcone 1, 2, 3, 5, 6, 8, 9”, “Agri 1” e del pozzo esplorativo “S. Elia 1”, in caso di esito positivo del sondaggio.

Attualmente si stimano, relativamente al progetto “Trend 1”, riserve per oltre 500 milioni di barili di olio equivalente ed olio in posto per oltre 2 miliardi di barili, con una produzione di picco di olio di circa 104.000 barili/giorno ed una produzione di picco di gas di circa 3,2 milioni di Nm³/g.

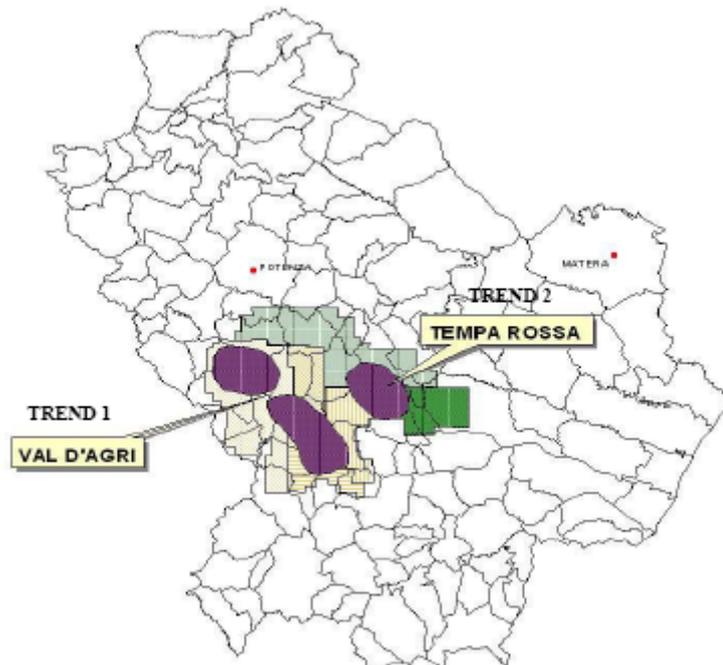


Fig. 2 - R: *Inquadramento territoriale dei progetti “Trend 1” e “Trend 2” (fonte: Autorità di bacino della Basilicata).*

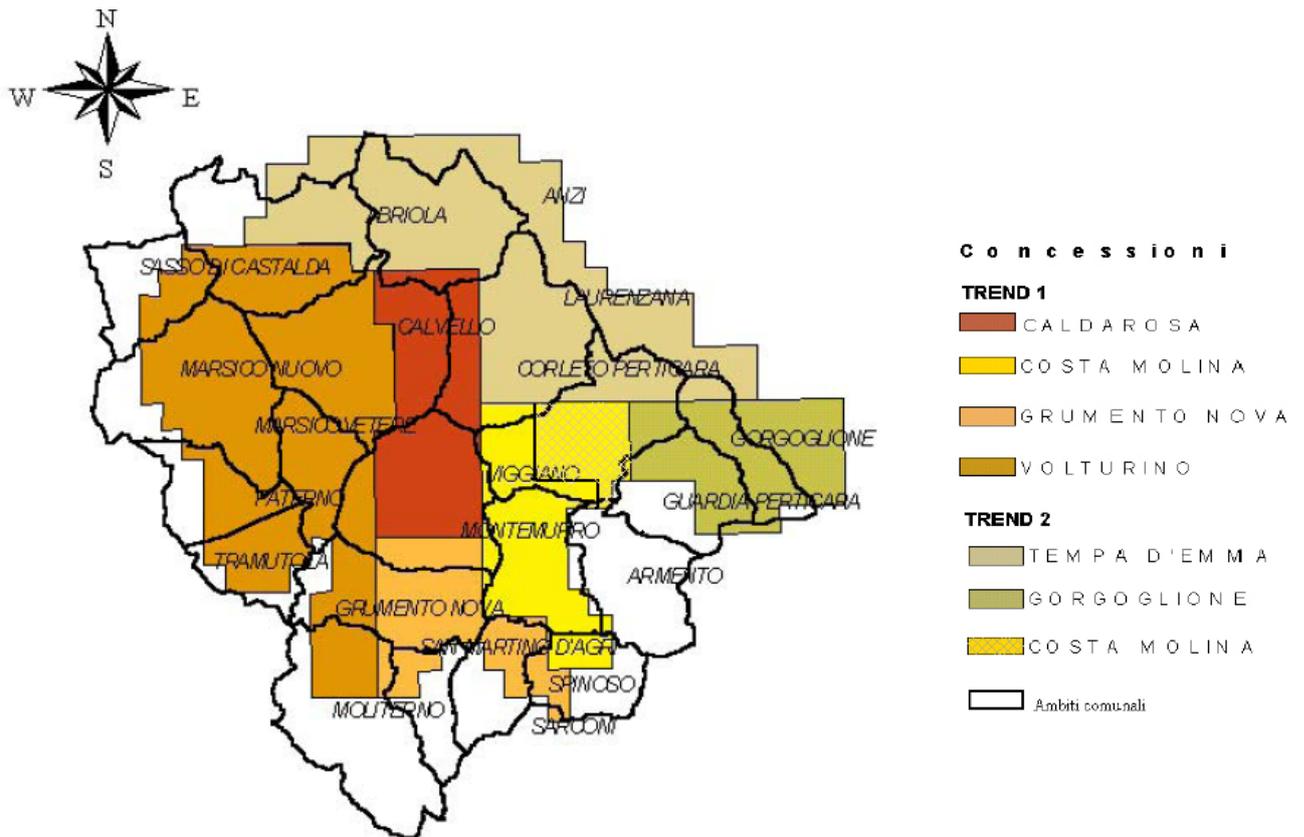


Fig. 2 - S: Concessioni petrolifere prima delle ultime unificazioni (elaborazioni GSE).

Il progetto "Trend 2", invece, insiste sulla concessione Gorgoglione, a sua volta frutto dell'inglobamento nel 1999 all'interno della vecchia concessione Gorgoglione della concessione Corleto Perticara e della parte meridionale della concessione Tempa d'Emma, con contestuale ridenominazione della restante parte della concessione Tempa d'Emma in concessione Camastra. La concessione Gorgoglione presenta attualmente un'estensione di 290,59 kmq ed è intestata alle società Total Italia, che ne detiene il 50% ed è anche il responsabile unico, Shell Italia E&P, che ne detiene il 25% e EXXON Mobil che ne detiene il restante 25%.

Il greggio estratto dai giacimenti di Tempa Rossa è meno pregiato del greggio della concessione Val d'Agri in quanto trattasi di greggio pesante (17-20°API), cioè un ATZ con un contenuto di zolfo del 6,5%. La concessione Gorgoglione è localizzata a poca distanza dalla Val d'Agri, nella Valle dell'Alto Sauro, entrerà in produzione entro il 2010 e si stima che contenga riserve certe valutate in circa 130 milioni di barili di olio equivalente ed olio in posto per oltre 430 milioni di barili, con una produzione di picco

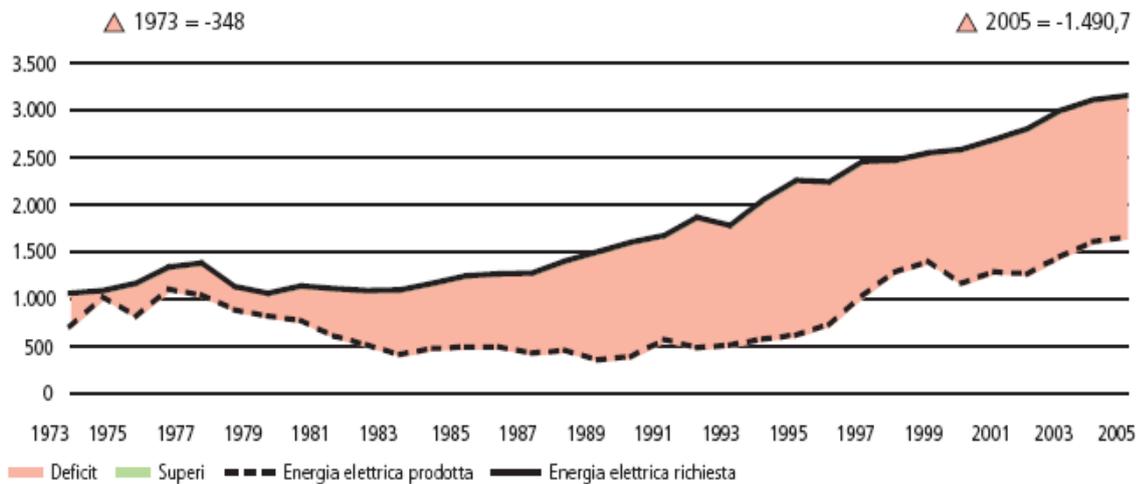
di olio di circa 45.000 barili giorno e una produzione di picco di gas di circa 0,7 MNm³/g. E' previsto che dal giacimento si estraggano anche 500.000 l/g di Gpl. Complessivamente, quindi, i giacimenti della Val d'Agri e di Tempa Rossa rappresentano un serbatoio di risorse energetiche di riserve certe pari a circa 700 milioni di barili di olio equivalente e quasi 2,5 miliardi di barili di olio in posto. Si comprende quindi la strategicità che questi giacimenti hanno sia per l'Italia sia per la stessa Regione Basilicata, che dallo sfruttamento delle risorse petrolifere ha ottenuto e otterrà un ingente quantitativo di risorse economiche da destinare al proprio sviluppo. Di contro l'elevata ricchezza naturale delle zone interessate dall'estrazione petrolifera (la Val d'Agri è sede di un parco naturale), la sismicità del territorio, la sua particolare vulnerabilità idrogeologica hanno reso necessaria una particolare attenzione nei confronti dell'impatto ambientale dell'attività petrolifera. Gli accordi stipulati con il Governo prima e con l'ENI successivamente, per lo sfruttamento del progetto Trend 1, hanno previsto una serie di interventi di carattere infrastrutturale, promozionale (sia in termini di promozione imprenditoriale che territoriale), ambientale. A ciò si sono aggiunte le obbligazioni assunte da ENI attraverso gli accordi attuativi, che rappresentano un surplus rispetto a quanto previsto dalle normative allora vigenti sia in termini di tutela ambientale che in termini economici. Gli accordi attuativi prevedevano, tra gli altri, interventi di compensazione ambientale, un sistema di monitoraggio ambientale, un programma di completamento della rete di distribuzione gas, programmi regionali per lo sviluppo sostenibile, borse di studio, la creazione di una sede lucana della Fondazione Mattei, la realizzazione di un Osservatorio Ambientale, la gestione del sistema di monitoraggio ambientale.

2.2. L'offerta di energia elettrica.

Nell'ambito della produzione di energia elettrica il ruolo della Basilicata all'interno del sistema italiano è del tutto marginale. Con i suoi 1.691 GWh di produzione lorda e 495 MW di potenza efficiente lorda installati al 2005, la Basilicata infatti produce meno dello 0,6% della produzione lorda italiana (303.672 GWh nel 2005) e possiede meno dello 0,6% della potenza elettrica installata in Italia (al 2005 in Italia risultano

essere installati impianti di generazione elettrica per una potenza efficiente lorda complessiva di 88.345 MW). Inoltre, in Basilicata sono presenti impianti di produzione di piccola e media taglia. Una situazione abbastanza peculiare se paragonata all'importante potenziale che il territorio lucano possiede, soprattutto con riferimento ad alcune fonti energetiche primarie: petrolio, gas naturale, risorse idriche, eoliche e solari. I consumi locali sono conseguentemente soddisfatti facendo ampio ricorso all'importazione di energia elettrica dalle regioni confinanti.

Energia richiesta in Basilicata	GWh	3.128,8
△ Deficit (-) Superi (+) della produzione rispetto alla richiesta	GWh	-1.490,7
	%	47,6



Consumi: complessivi 2.798,3 GWh; per abitante 4.701 kWh

Fig. 2 - T: Andamento storico del deficit di fabbisogno elettrico regionale (fonte: TERNA).

Dalla Fig. 2 - T si nota, infatti, che la produzione elettrica regionale è di molto inferiore rispetto al suo fabbisogno con un deficit netto di produzione che ormai perdura dai primi anni '70. Il differenziale fra consumi e produzione nel corso degli anni ha costantemente registrato incrementi, fino a raggiungere valori intorno al 60% tra la fine degli anni '80 e i primi anni '90. Il deficit strutturale negli ultimi anni si è collocato stabilmente all'interno di una fascia fra il 40 e il 50%. Nel 2005 è stato pari a circa il 48%.

2.2.1. L'evoluzione storica della produzione elettrica regionale.

In Fig. 2 - U è riportato l'andamento della produzione lorda regionale di energia elettrica a partire dal 1990. Nel primo decennio, si nota un progressivo aumento della produzione, imputabile per lo più alla crescita del settore termoelettrico (con l'entrata in esercizio di alcuni nuovi impianti rientranti nelle graduatorie del CIP 6/92), una riduzione della produzione tra il 1999 e il 2000 e, successivamente, l'avvio di una nuova fase di crescita dovuta essenzialmente all'entrata in esercizio degli ultimi impianti che avevano ottenuto l'ammissione alle graduatorie Cip 6/92, nonché alla realizzazione di alcuni piccoli impianti per l'autoproduzione e allo sviluppo del settore delle fonti rinnovabili.

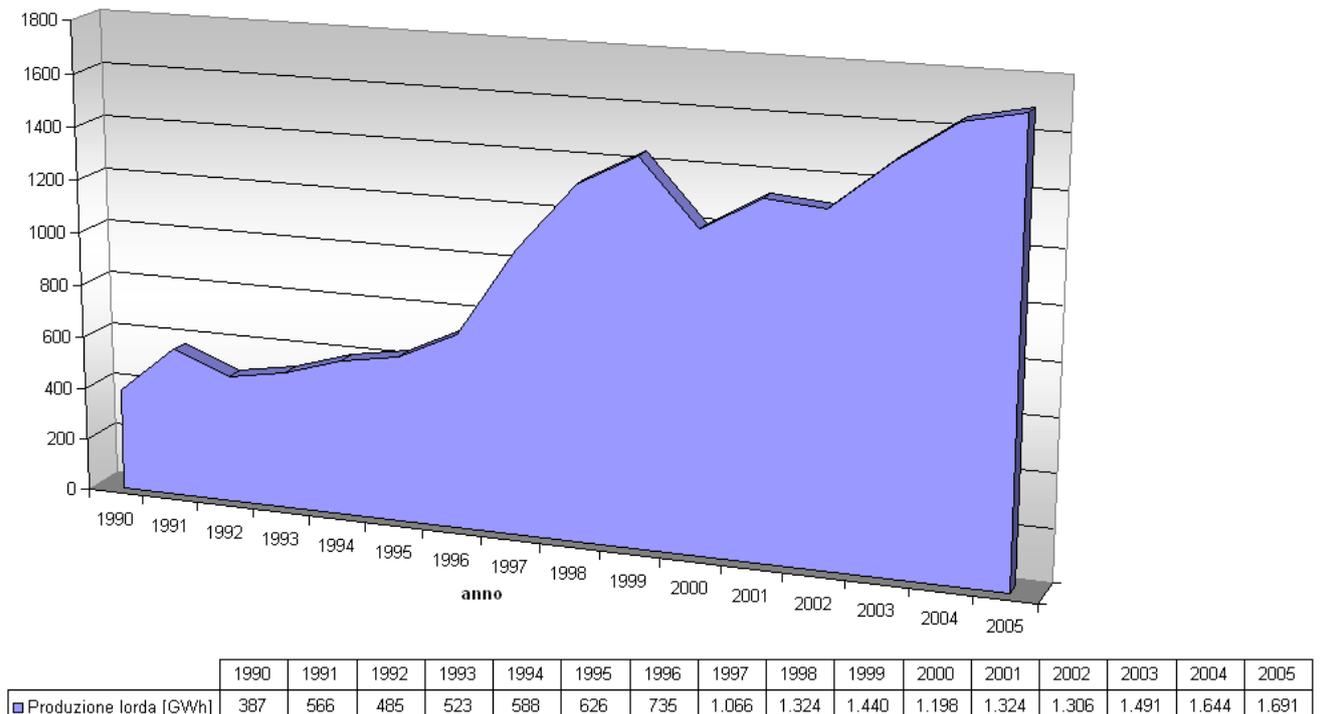


Fig. 2 - U: Andamento storico della produzione lorda regionale (elaborazioni GSE da dati TERNA).

In particolare, tra il 1990 e il 1996 la crescita è dovuta per lo più ad un aumento del 50% della produzione termoelettrica (da 253 a 363 GWh) che con l'entrata in

esercizio dell'impianto Fiat-Serene situato nell'area industriale di San Nicola di Melfi è raddoppiata, raggiungendo 797 GWh nel 1997, e ha registrato un ulteriore incremento fino a toccare 1.165 GWh nel 1999. Successivamente, nel 2000, si registra una brusca riduzione della produzione termoelettrica regionale (-163 GWh dal 1999 al 2000) ed in particolare della produzione da prodotti petroliferi, che passa dai 231 GWh del 1999 ai 55 GWh del 2000 (-76%) e che determina una contestuale riduzione della produzione totale lorda regionale del 17% (Fig. 2 - V). A questa riduzione, cui corrisponde il passaggio all'uso nel termoelettrico tradizionale del solo gas naturale con la sempre maggiore marginalità dei derivati del petrolio, fa seguito l'avvio di una fase di crescita nella produzione che, come evidenziato nella Fig. 2 - V e nella Fig. 2 - W, in massima parte è dovuta alle fonti rinnovabili e solo minimamente al gas naturale. Questa crescita ha comportato un aumento della produzione elettrica dal 1998 al 2005 di circa il 28% (rispetto ad una crescita media nazionale del 17%) e che restringendo l'attenzione al periodo 2000-2005 è del 41%. In particolare, si può notare che dal 2000 al 2005 il settore delle rinnovabili è cresciuto passando dai 196 GWh ai 505 GWh, con un incremento di produzione lorda che appare concentrato per lo più negli ultimi tre anni (+136%).

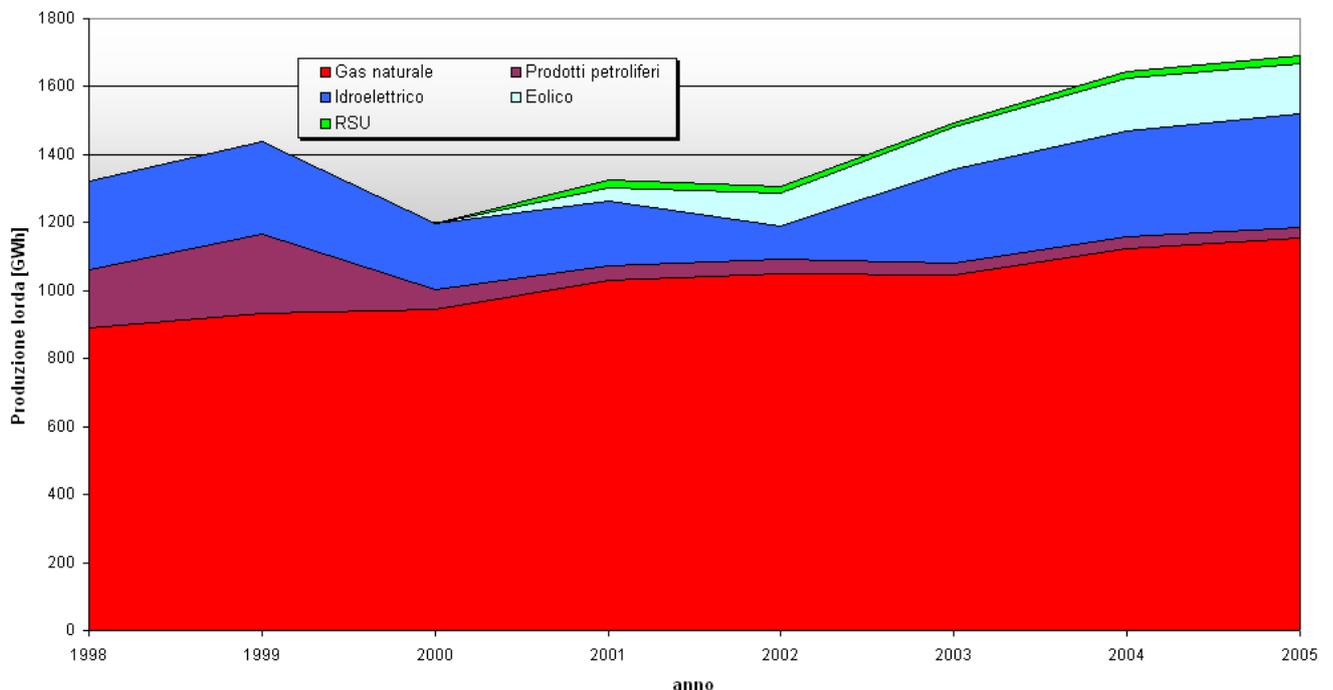


Fig. 2 - V: Andamento storico della produzione lorda regionale suddiviso per fonti
(elaborazioni GSE da dati TERNA).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

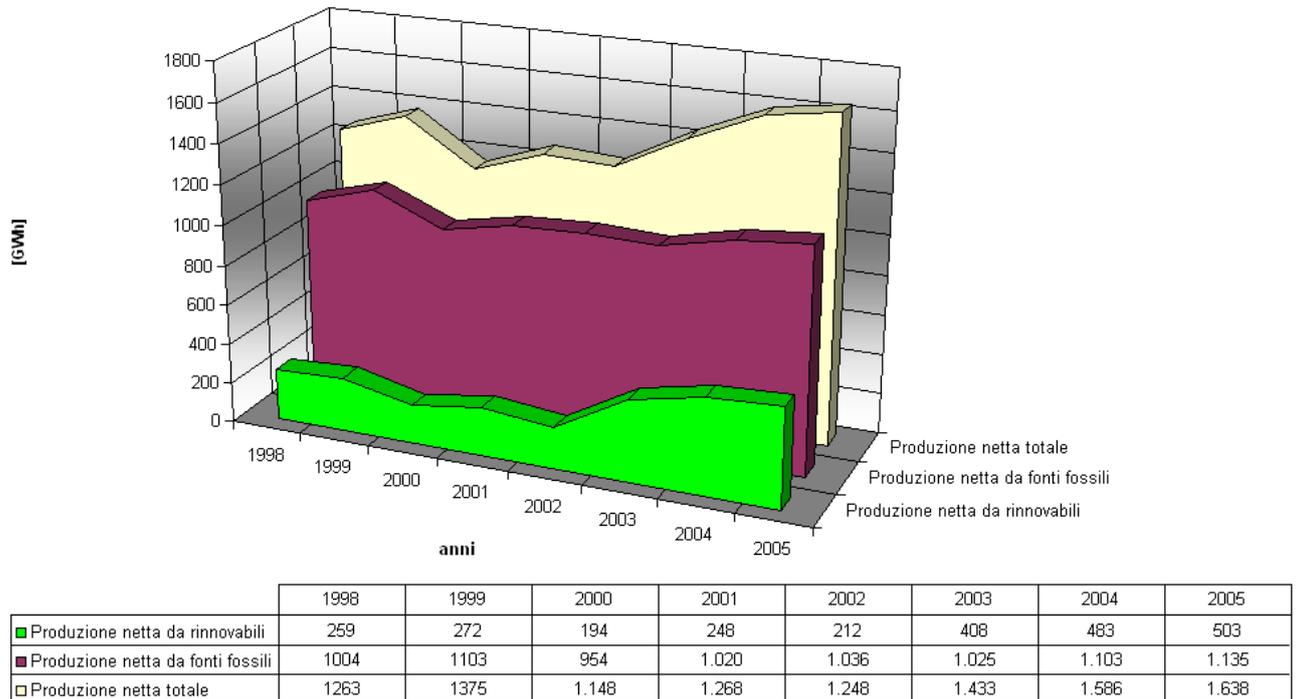


Fig. 2 - W: *Andamento storico della produzione netta regionale (elaborazioni GSE da dati TERNA).*

Analoghe considerazioni si possono estrarre dall'analisi dell'evoluzione del parco di generazione elettrica regionale sulla base dei dati relativi alla potenza efficiente e al numero di impianti in esercizio dal 1998 al 2005 (Fig. 2 - X). Dal 1998 ad oggi si è verificato un aumento progressivo della potenza efficiente netta installata sul territorio (dai 335 MW del 1998 ai 482 MW del 2005) per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti di produzione di energia elettrica (passati da 13 a 26), con un cospicuo aumento soprattutto degli impianti da fonte rinnovabile (anche il termoelettrico da fonte fossile ha contribuito a questo aumento, sebbene in misura inferiore).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

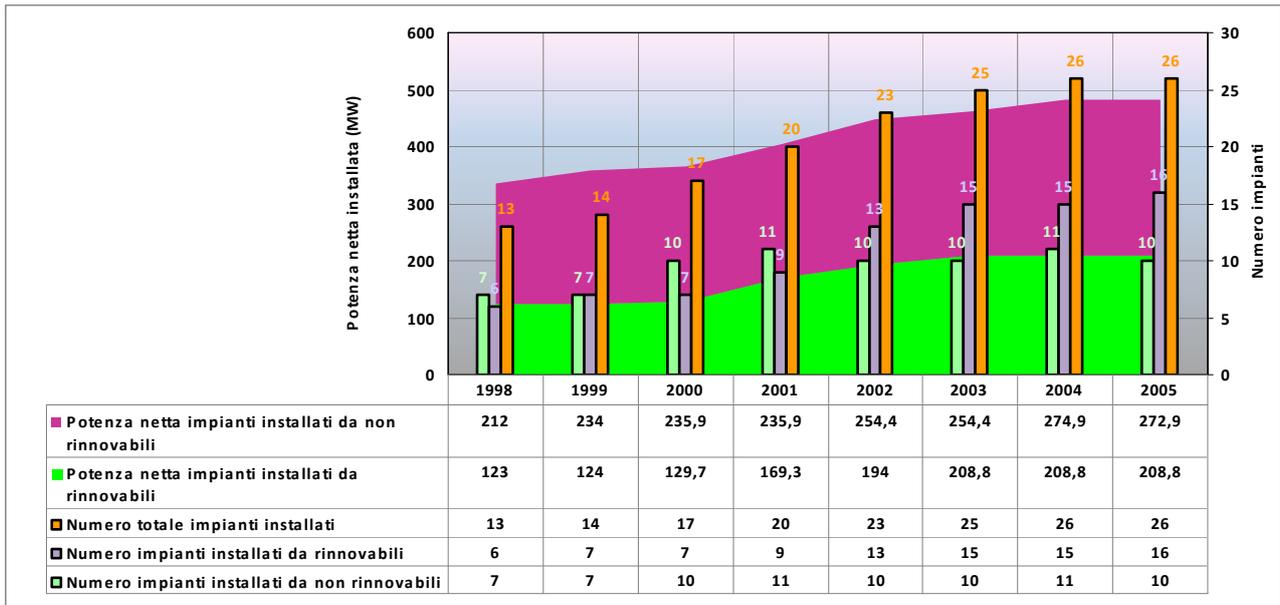


Fig. 2 - X: Evoluzione del parco di generazione elettrica regionale (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).

Questa evoluzione ha determinato una modifica del mix di fonti primarie utilizzate per la produzione elettrica (Fig. 2 - Y).

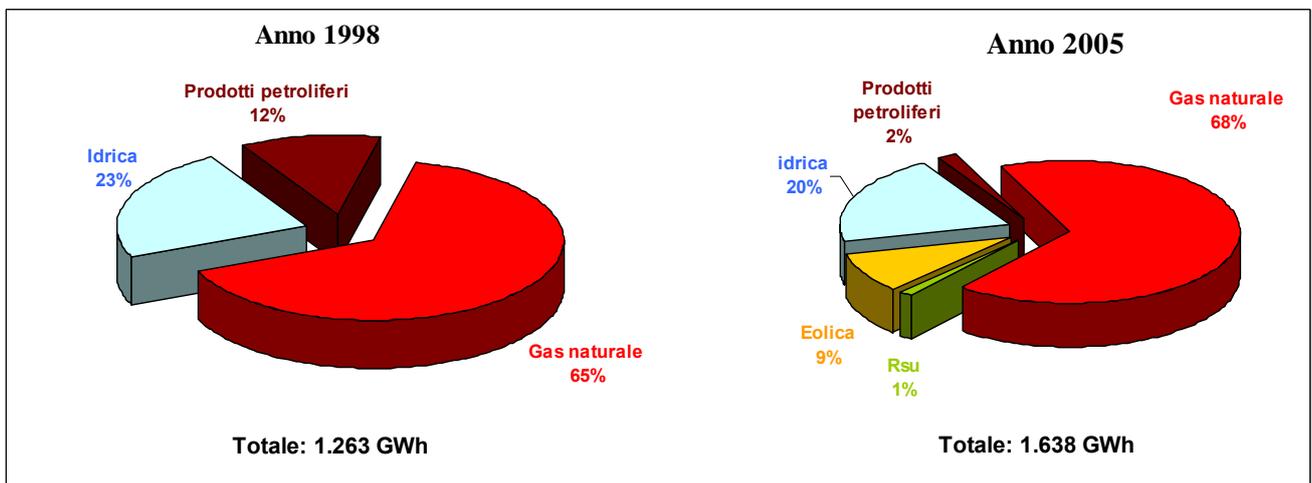


Fig. 2 - Y: Mix di fonti primarie per la produzione elettrica netta regionale nel 1998 e nel 2005 (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).

In particolare, mentre nel 1990 la produzione regionale era ottenuta per il 37% da fonte idrica e per il restante 63% da combustibili fossili, nel 1998 il mix registra un

aumento della quota da fonti fossili che sale al 77%. Fra il 1998 e il 2005, a fronte di una sostanziale costanza della quota di produzione da gas naturale, c'è stata una netta riduzione nell'utilizzo dei prodotti petroliferi a vantaggio di fonti rinnovabili quali l'eolico e i rifiuti solidi urbani (RSU)⁵.

Si assiste, quindi, ad uno sviluppo del comparto elettrico regionale che, sebbene sia maggiore in termini percentuali rispetto alla media nazionale (Fig. 2 - Z), in termini assoluti (Tab. 2 - 9) appare ancora del tutto insoddisfacente, soprattutto in relazione al fabbisogno energetico regionale e al potenziale di generazione elettrica del territorio, peraltro dimostrato dall'elevato numero di richieste di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti, per lo più da fonti rinnovabili.

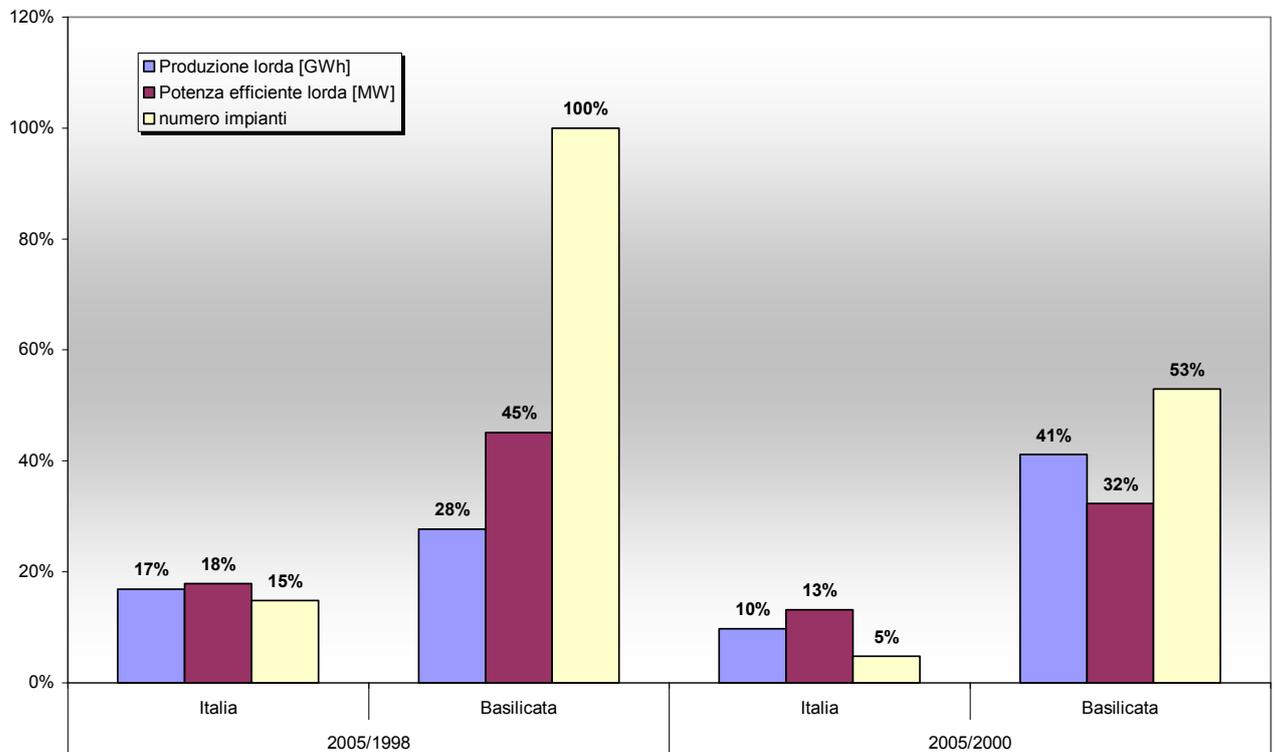


Fig. 2 - Z: Confronto Italia/Basilicata sull'evoluzione del comparto elettrico nella sua totalità tra il 1998 e il 2005 (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).

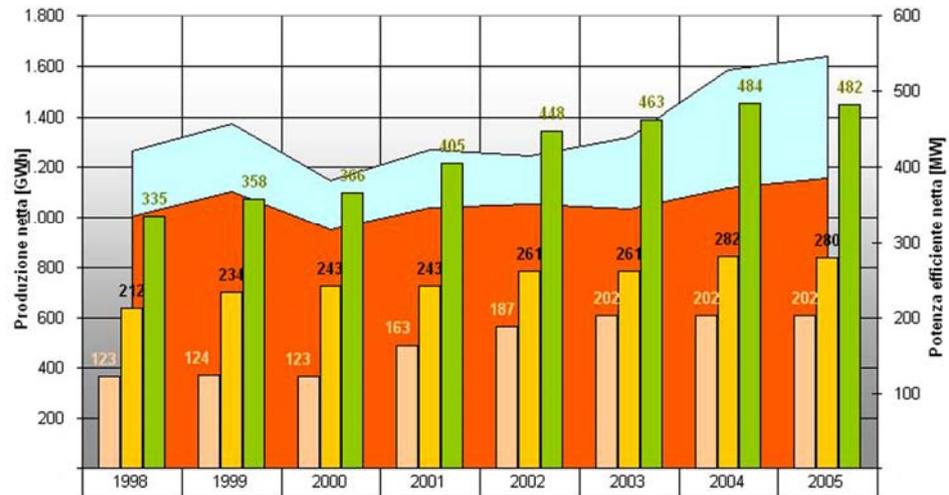
⁵ Nella stesura del Piano si è preferito considerare gli RSU come fonte rinnovabile, non distinguendo la parte biodegradabile (considerata fonte rinnovabile dalla normativa) dalla parte non biodegradabile (che la normativa non considera fonte rinnovabile), poiché le statistiche disponibili fino al 2006 non lo consentono.

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

	1998		2000		2005	
	Italia	Basilicata	Italia	Basilicata	Italia	Basilicata
Produzione lorda [GWh]	259.786	1.324	276.629	1.198	303.672	1.691
Potenza efficiente lorda [MW]	74.956	341	78.085	374	88.345	495
numero impianti	2.829	13	3.101	17	3.249	26

Tab. 2 - 9: Confronto, in valori assoluti, Italia/Basilicata sull'evoluzione del comparto elettrico nella sua totalità tra il 1998 e il 2005 (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).

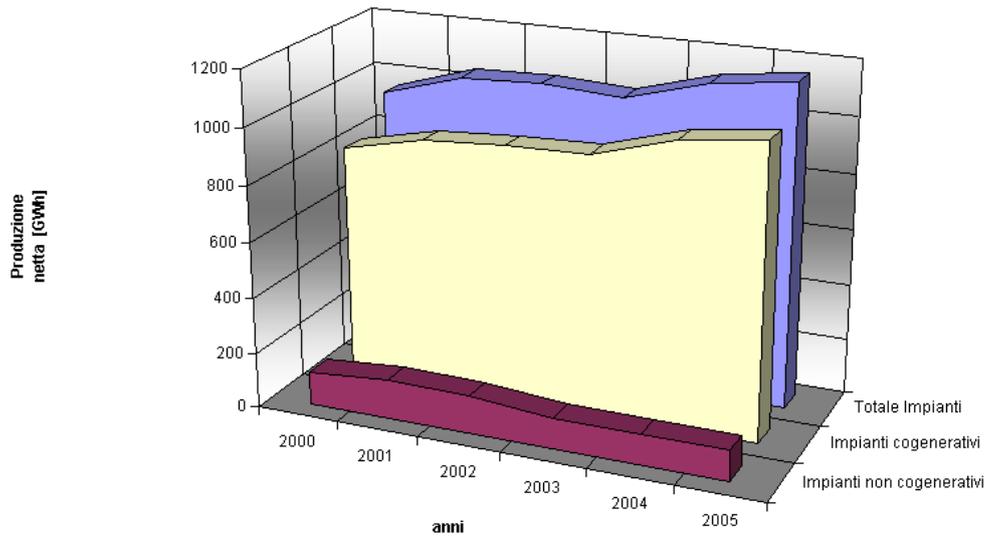
Per completezza di analisi si riportano due grafici che permettono di analizzare l'evoluzione del settore elettrico dal 1998 al 2005, distinguendo fra termoelettrico e non termoelettrico (Fig. 2 - AA) e, all'interno del termoelettrico, fra impianti cogenerativi e non cogenerativi (Fig. 2 - BB). Inoltre, in Fig. 2 - CC e Tab. 2 - 10 si riporta l'andamento dei consumi di energia primaria relativi al settore termoelettrico, distinguendo tra i consumi per la produzione di energia elettrica e i consumi derivanti dalla produzione di calore utile negli impianti di cogenerazione.



□ Produzione da non termoelettrico	259	272	194	227	195	283	467	481
■ Produzione da termoelettrico	1.004	1.103	954	1.041	1.053	1.035	1.119	1.157
■ Potenza totale installata	335	358	366	405	448	463	484	482
■ Potenza installata da impianti termoelettrici	212	234	243	243	261	261	282	280
■ Potenza installata da impianti non termoelettrici	123	124	123	163	187	202	202	202

Fig. 2 - AA: Potenza efficiente netta e produzione netta suddivisa fra termoelettrico e non termoelettrico (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.



	2000	2001	2002	2003	2004	2005
■ Impianti non cogenerativi	117,5	141,2	135	110,7	108,1	110,6
□ Impianti cogenerativi	836,4	900,2	917,9	924,3	1011,2	1046,5
■ Totale Impianti	953,9	1041,4	1052,9	1035	1119,3	1157,1

Fig. 2 - BB: *Produzione netta suddivisa fra impianti cogenerativi e non cogenerativi (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).*

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

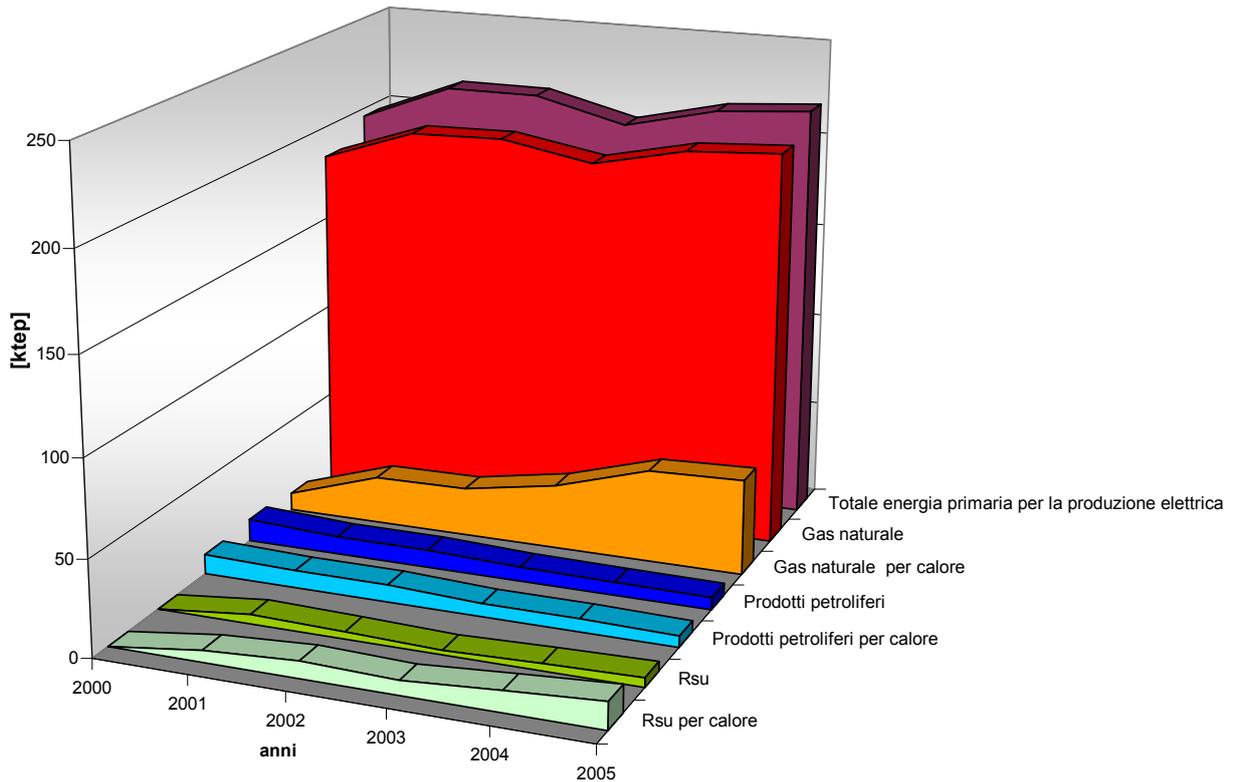


Fig. 2 - CC: Consumo di energia primaria nel settore termoelettrico (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).

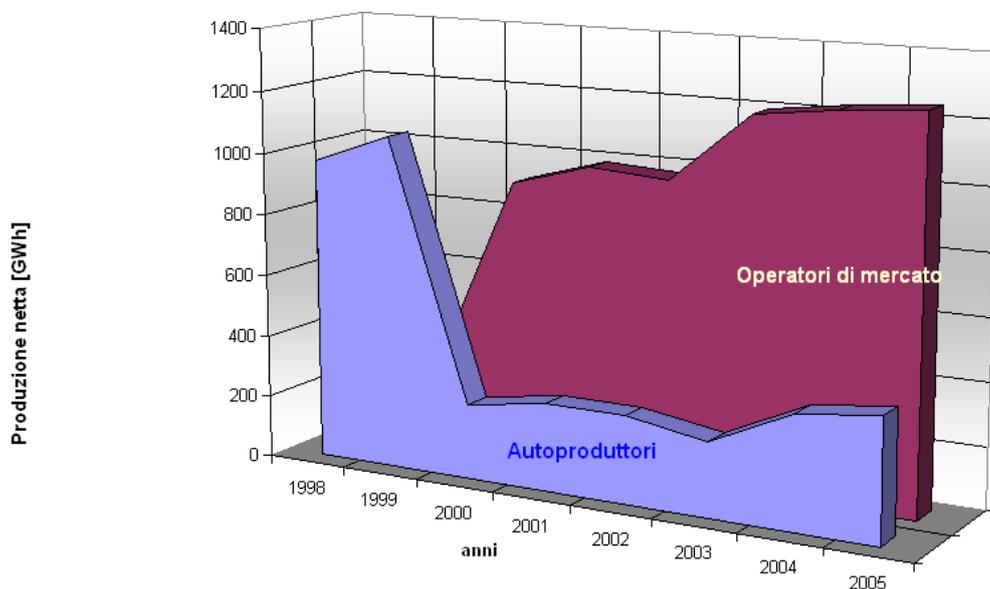
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Prodotti petroliferi	12	9	9	8	7	6
Gas naturale	184	201	202	194	204	208
Rsu	-	5	4	2	4	5
Totale energia primaria per la produzione elettrica	196	215	215	203	215	219
Prodotti petroliferi per calore	10,5	9,1	9,1	6,9	6,7	5,9
Gas naturale per calore	9,1	24,9	25,5	34,1	48,8	50,5
Rsu per calore		6,2	8,9	7,5	10,9	14,1

Tab. 2 - 10: Consumo in ktep di energia primaria nel settore termoelettrico (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).

Il periodo tra il 1998 e il 2005 per il settore elettrico presenta anche altre novità e cambiamenti rispetto al passato. Si registra, infatti, una sostanziale modifica nella tipologia dei soggetti operanti o delle modalità con cui i medesimi operano nel settore elettrico per effetto della liberalizzazione introdotta dal decreto legislativo n. 79 del 1999. In particolare, nel 2000 si riscontra una forte riduzione della produzione finalizzata all'autoconsumo (autoproduttori) e un aumento dell'energia prodotta e

destinata a terzi (operatori di mercato). In Fig. 2 - DD e in Fig. 2 - EE sono presentati i dati relativi all'evoluzione storica della produzione netta di energia elettrica, del numero di impianti in esercizio e della relativa potenza efficiente netta installata suddivisi fra operatori di mercato ed autoproduttori.

Il settore risulta caratterizzato da una pluralità di soggetti titolari di impianti di piccola taglia nati con l'esigenza di soddisfare gli autoconsumi locali e a cui, successivamente, la liberalizzazione ha aperto nuovi scenari, determinando un aumento degli operatori elettrici e degli impianti che cedono energia alla rete.



	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Autoproduttori	977	1076	240,5	283,6	281,6	240	363,1	394,5
Operatori di mercato	286	299	907,1	984,4	966,6	1192,8	1223	1243,5

Fig. 2 - DD: Evoluzione storica della produzione netta di energia elettrica (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

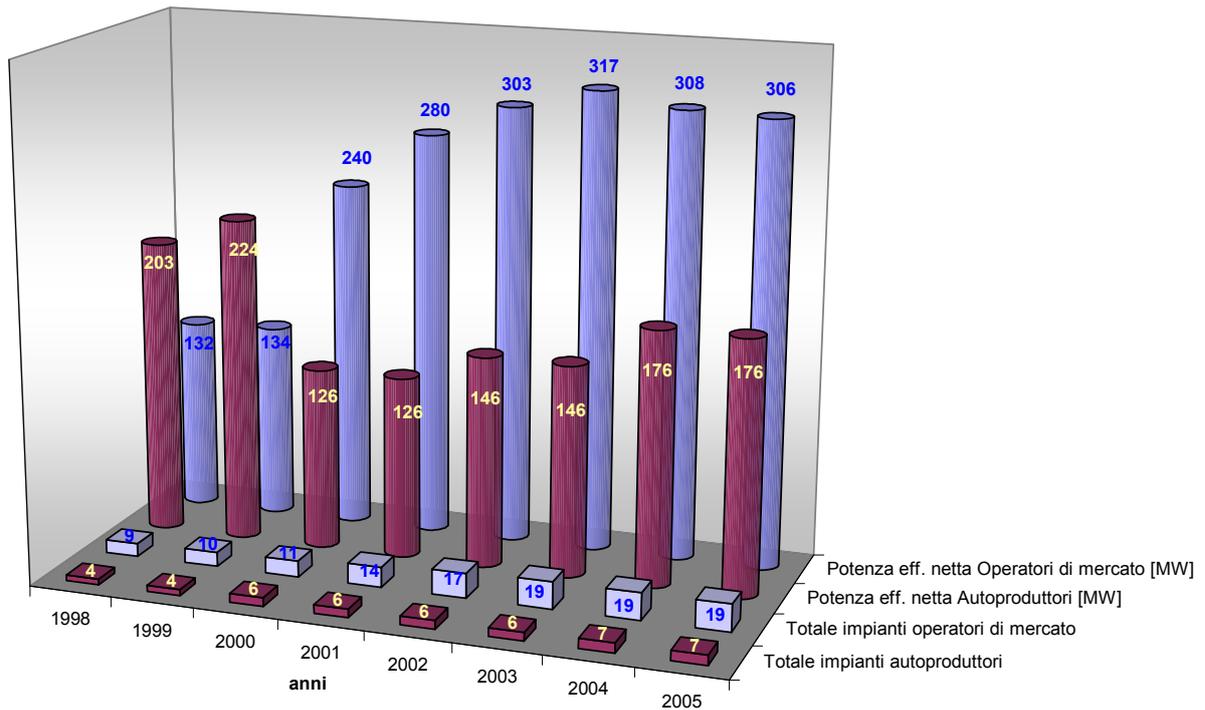


Fig. 2 - EE: Evoluzione storica del parco di generazione elettrica (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).

Nella Tab. 2 - 11 si nota l'esistenza di 8 impianti idroelettrici per una potenza efficiente lorda di 128 MW, 11 impianti termoelettrici (1 soltanto alimentato da fonti non fossili, ovvero RSU) per una potenza complessiva di 291 MW e 7 impianti eolici per circa 76 MW di potenza efficiente lorda, con ben 18 impianti nella titolarità di operatori di mercato (8 idroelettrici, 4 termoelettrici e 7 eolici), per un totale di 312 MW e 1275 GWh prodotti, rispettivamente il 62% della potenza efficiente lorda totale installata e il 75% della produzione lorda regionale.

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

		2005					
		Numero N	Potenza efficiente lorda MW	Potenza efficiente netta MW	Produzione lorda GWh	Produzione netta GWh	
POTENZA							
		idroelettrico	8	128	126	335	333
	totale	termoelettrico	6	167	161	1000	966
		di cui biomasse	1	7	7	22	22
		eolico	5	70	70	138	138
		totale rinnovabili	14	205	203	496	494
		totale non rinnovabili	5	160	154	978	944
	totale	19	365	357	1474	1438	
MATERA							
		idroelettrico	0	0	0	0	0
	totale	termoelettrico	5	124	119	208	191
		di cui biomasse	0	0	0	0	0
		eolico	2	6	6	9	9
		totale rinnovabili	2	6	6	9	9
		totale non rinnovabili	5	124	119	208	191
	totale	7	130	125	217	201	
BASILICATA							
		idroelettrico	8	128	126	335	333
	totale	termoelettrico	11	291	280	1208	1157
		di cui biomasse	1	7	7	22	22
		eolico	7	76	76	148	148
		totale rinnovabili	16	211	209	505	503
		totale non rinnovabili	10	284	273	1186	1135
	totale	26	495	482	1691	1638	

Tab. 2 - 11: Parco di generazione elettrica regionale nel 2005 (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).

In realtà, la quota immessa in rete e direttamente venduta sul mercato risulta di molto inferiore all'energia elettrica prodotta. Infatti, gran parte degli impianti in esercizio usufruiscono di regimi di incentivazione o di regimi di cessione dell'energia a prezzi amministrati e, pertanto, la loro produzione non viene direttamente collocata sul mercato, ma viene ceduta dai produttori al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) o al gestore di rete locale, a seconda che l'impianto sia soggetto ad una convenzione CIP 6/92, ceda energia secondo la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) n. 108/97, oppure si avvalga del ritiro amministrato regolato dalla deliberazione dell'AEEG n. 34/05. In altre parole, molta dell'energia elettrica immessa in rete usufruendo del ritiro amministrato non è valorizzata al prezzo di mercato (borsa dell'energia o contratti bilaterali).

In particolare, gli impianti che nel 2005 hanno usufruito di questi regimi sono 16, per un totale di 213 MW di potenza efficiente lorda e una produzione netta di 956 GWh, pari rispettivamente al 43% della potenza efficiente lorda installata in Regione e al

58% della produzione netta regionale. Se a tale potenza e a tale produzione si aggiungono la potenza installata e la relativa produzione dei restanti impianti eolici e le quote relative agli autoconsumi si nota come la quota di energia riservata al mercato appaia del tutto marginale.

In Fig. 2 - FF è riportata la ripartizione in potenza e in energia del parco impianti regionale al 2005 fra impianti cip 6/92, impianti 108/97, impianti 34/05, e altri impianti.

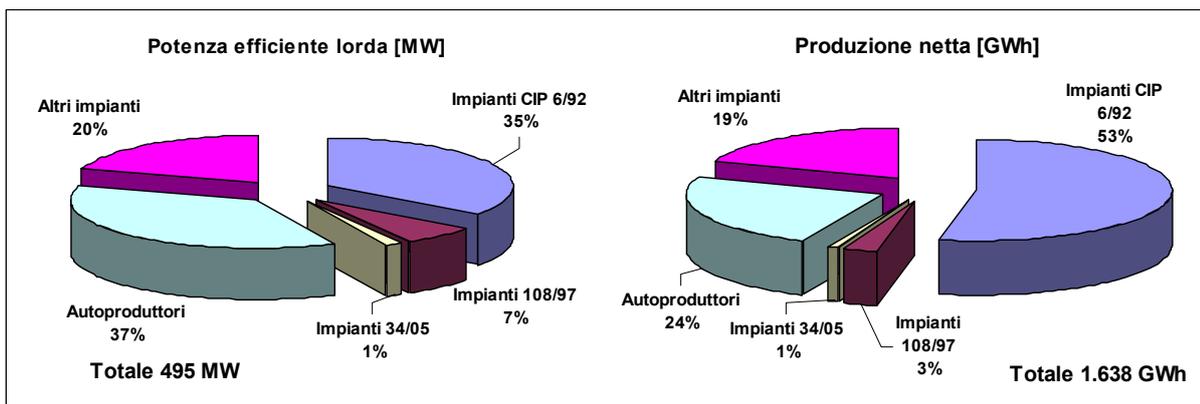
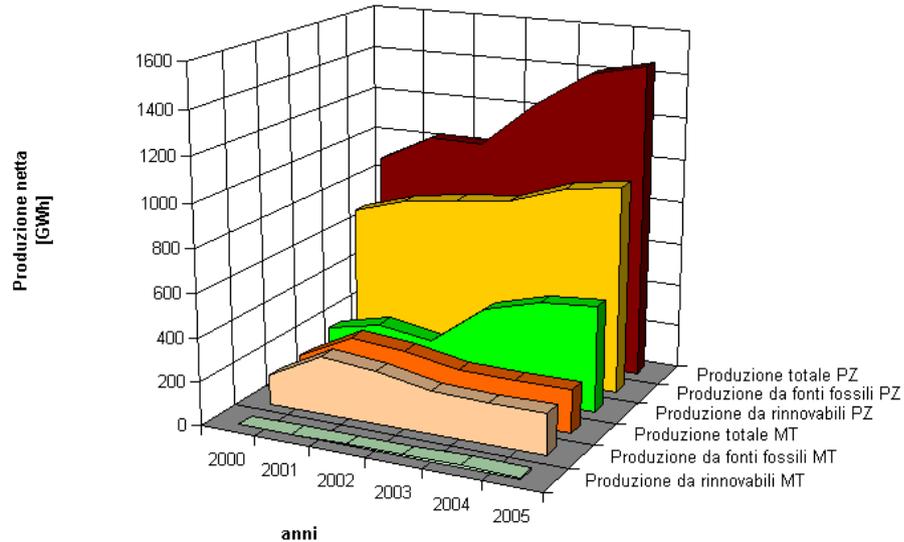


Fig. 2 - FF: Potenza efficiente lorda e produzione netta suddivisa fra i vari impianti (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).

Infine, si riporta una ripartizione della produzione e della potenza installata per ambito provinciale (Fig. 2 - GG), distinguendo fra rinnovabili e non rinnovabili. Si noti la predominanza della provincia di Potenza, nonché il costante declino nella produzione da fonte fossile della provincia di Matera.

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.



	2000	2001	2002	2003	2004	2005
□ Produzione da rinnovabili MT	0	0	4,1	6,6	10,7	9,3
□ Produzione da fonti fossili MT	138,3	267,8	242	198,3	190,2	190,8
■ Produzione totale MT	138,3	267,8	246,1	204,9	200,9	200,1
■ Produzione da rinnovabili PZ	193,8	248,2	207,7	401,1	472,4	493,7
■ Produzione da fonti fossili PZ	698,1	773,6	811	836,7	929,2	966,3
■ Produzione totale PZ	891,9	1021,8	1018,7	1237,8	1401,6	1460

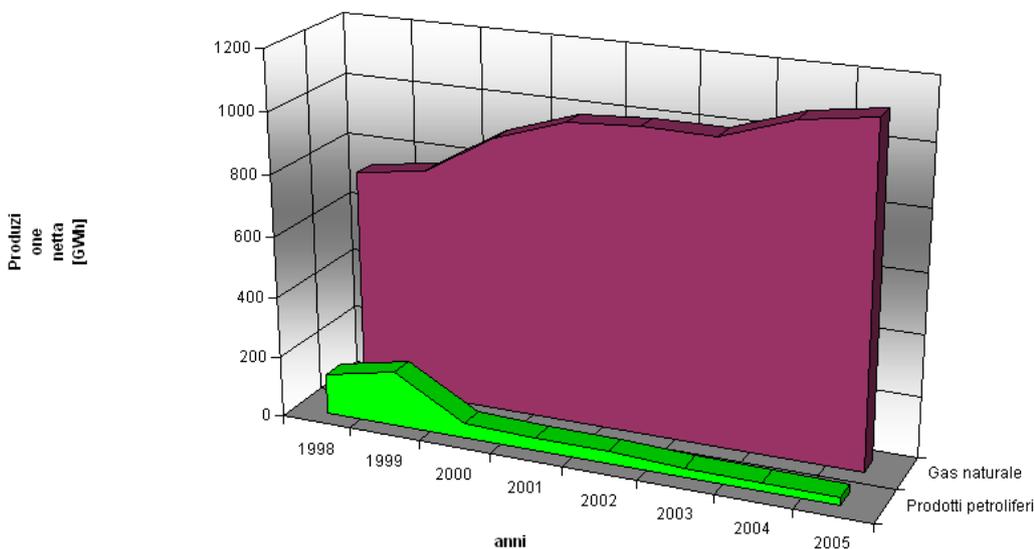
Fig. 2 - GG: Produzione netta suddivisa per provincia (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).

2.2.2. La produzione da fonti fossili.

Come evidenziato nel Par. 2.2.1, la maggior parte dell'energia elettrica prodotta in Regione deriva dall'utilizzo di fonti fossili. In particolare, in termini assoluti la produzione da fonte fossile è aumentata dal 1990 al 2005 (il peso percentuale è passato dal 63% del 1990 al 77% del 1998, per poi ridursi al 70% nel 2005). Durante quest'ultimo periodo si è verificata una leggera crescita nell'uso del gas naturale (sia in termini relativi che assoluti), che ha quasi del tutto soppiantato le altre fonti fossili. Si osserva un'assenza, anche storicamente, di impianti a combustibili solidi e una quasi scomparsa di impianti, e conseguenti produzioni, da derivati del petrolio. I pochi impianti che ne fanno uso utilizzano i prodotti petroliferi insieme al gas naturale e solo in quanto provenienti da giacimenti isolati nelle vicinanze degli impianti medesimi.

Restringendo l'attenzione alla sola produzione regionale da fonti fossili, l'incidenza del gas naturale è passata dall'85% del 1998 al 98% del 2005, con conseguente riduzione della produzione elettrica da derivati del petrolio che ormai si avvia a scomparire (Fig. 2 - HH). La tendenza verso il "tutto gas" è ancor più marcata rispetto alla media nazionale. Del resto, l'assenza di impianti a carbone, l'elevato costo del petrolio associato al basso rendimento degli impianti a vapore, la capillarità della rete di trasporto e distribuzione del gas metano, gli elevati rendimenti dei cicli combinati a gas metano e il loro basso impatto ambientale, fanno ipotizzare che anche nel prossimo futuro, sia in riferimento alla realizzazione di impianti termoelettrici di grossa taglia sia in riferimento allo sviluppo della generazione distribuita, la tendenza verso l'uso del gas metano nel settore termoelettrico regionale non potrà che essere confermata.

Passando all'analisi delle tipologie impiantistiche presenti in Regione, il settore è caratterizzato dalla presenza di impianti CIP 6/92 assimilati e da impianti di cogenerazione con recupero di calore a fini industriali e in qualche caso a fini civili, entrati in esercizio da alcuni anni e con un recupero termico non molto elevato.



	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
■ Prodotti petroliferi	132,6	180,18	50,7	40,7	40,2	32,1	29,2	27,9
■ Gas naturale	730,62	765,88	903,2	979,1	996,1	993	1073,8	1107,1

Fig. 2 - HH: *Andamento della produzione netta regionale da fonti fossili (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).*

Al 2005 risultano in esercizio 10 impianti termoelettrici alimentati da combustibili fossili per un totale di 283 MW e di 1.185 GWh di produzione lorda. Di questi, ben il 70% sono cogenerativi per una potenza installata pari al 73% del totale termoelettrico da fonti fossili e per una produzione lorda pari al 90% del totale da fonti fossili (Tab. 2 - 12). In Fig. 2 - II è riportato un dettaglio sulla ripartizione fra le diverse tipologie impiantistiche.

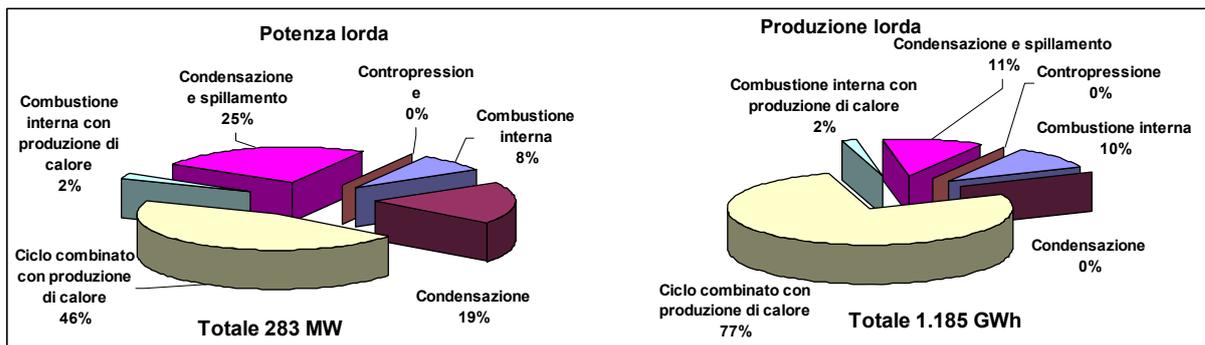


Fig. 2 - II: *Dettagli sulle varie tipologie impiantistiche presenti in Basilicata (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).*

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

		Totale				
		numero	potenza lorda	potenza netta	produzione lorda	produzione netta
		N	MW	MW	GWh	GWh
Non Cogenerativi	Combustione interna	2,0	23,7	22,8	120,5	110,6
	Condensazione	1,0	53,0	50,4	-	-
	Totale	3,0	76,7	73,2	120,5	110,6
Cogenerativi	Ciclo combinato con produzione di calore	2,0	130,0	125,9	910,1	880,7
	Combustione interna con produzione di calore	2,0	7,0	6,8	20,5	20,0
	Condensazione e spillamento	2,0	69,6	66,8	134,2	123,7
	Contropressione	1,0	0,1	0,1	-	-
	Totale	7	207	200	1.065	1.024
Totale		10	283	273	1.185	1.135

Tab. 2 - 12: Parco di generazione termoelettrica da fonti fossili regionale nel 2005
(elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).

Si tratta in totale di 10 impianti, molti dei quali entrati in esercizio prima del 2000 e nella titolarità di autoproduttori (Fig. 2 - JJ).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

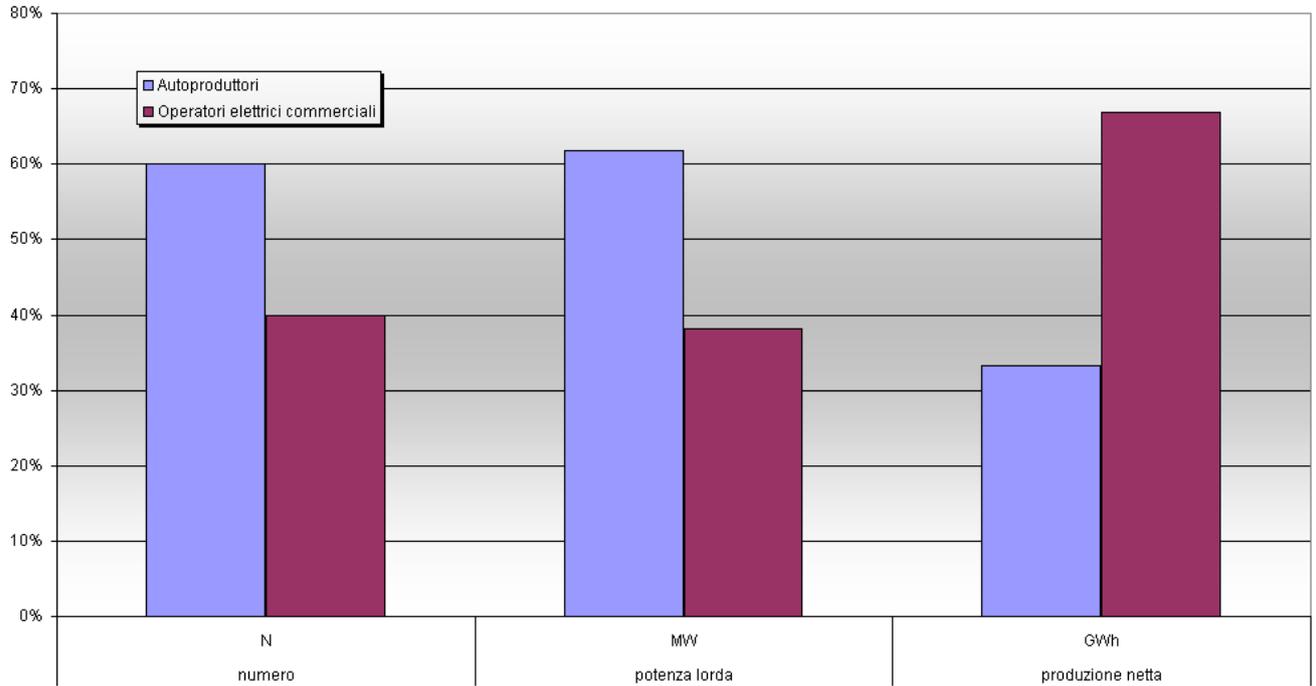


Fig. 2 - JJ: Ripartizione del parco termoelettrico da fonte fossile fra autoproduttori e operatori commerciali (elaborazioni GSE da dati TERNA).

Tra questi impianti i più importanti sono:

- l'impianto a ciclo combinato da 100 MW di Fiat-Serene entrato in esercizio nel 1997 e appartenente al gruppo degli impianti CIP 6/92;
- l'impianto termoelettrico della Tecnoparco Valbasento costituito da una centrale entrata in esercizio nel 1972 e caratterizzata da due caldaie convenzionali policombustibile (alimentate a gas naturale, olio combustibile BTZ e olio grezzo proveniente da giacimenti locali) e due turbine a vapore a condensazione e spillamento da 22 MW ciascuna. Tale centrale è stata poi potenziata nel 1999 con quattro motori a gas da 5,5 MW ciascuno e gran parte della sua produzione, termica ed elettrica, viene utilizzata per soddisfare i fabbisogni energetici delle aziende del comprensorio industriale gestito dalla Tecnoparco e localizzato nell'area della Valbasento;
- l'impianto termoelettrico da circa 53 MW situato nello stabilimento della Italcementi nella provincia di Matera e utilizzato per soddisfare il fabbisogno interno del cementificio (ormai da alcuni anni non più in produzione);

- gli impianti CIP 6/92 di Grumento Nova-Viggiano (nell'area dell'Alta Val d'Agri) entrato in esercizio nel 1997, di Ferrandina entrato in esercizio nel 1999 e di Policoro entrato anch'esso in esercizio nel 1997 e rispettivamente di potenza efficiente lorda pari a 5,9 MW, 1,2 MW e 1,7 MW, tutti cogenerativi;
- l'impianto termoelettrico di potenza pari a 1,2 MW, situato nel comune di Atella, con produzione di calore in cogenerazione per soddisfare i fabbisogni industriali dell'azienda proprietaria dell'impianto medesimo.

Infine, in Fig. 2 - KK è presentato un confronto fra i consumi di combustibili fossili impiegati nelle centrali termoelettriche presenti in Regione nel 1998 e nel 2005 espressi in tonnellate equivalenti di petrolio.

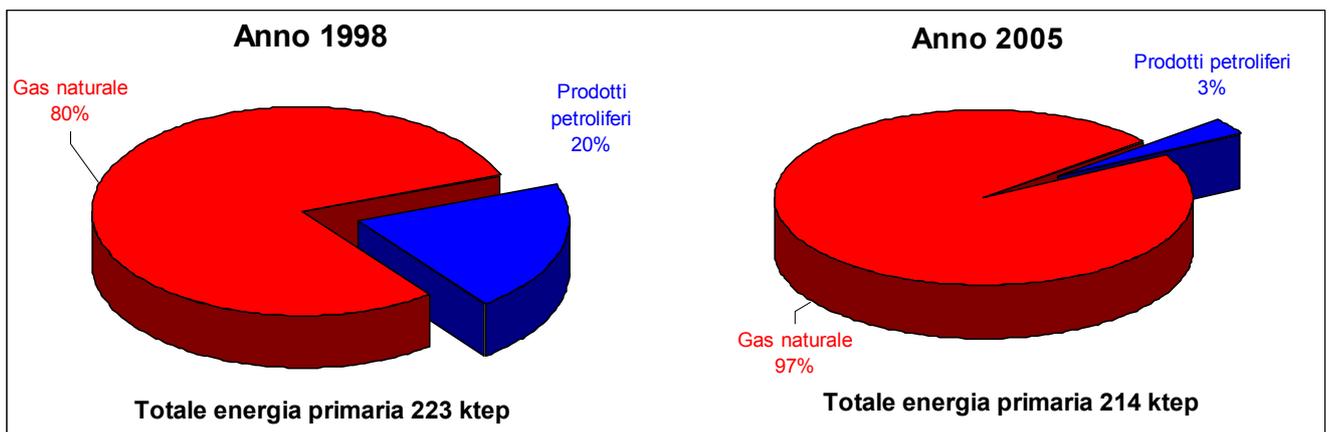


Fig. 2 - KK: Consumi di fonti primarie fossili nel 1998 e nel 2005 per la produzione termoelettrica regionale (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).

Analizzando il 2005 si nota che il consumo specifico lordo del parco termoelettrico lucano alimentato da combustibili fossili (pari a 1.805 kcal/kWh) risulta essere minore rispetto al consumo specifico lordo nazionale che nel 2005 è stato di circa 1.919 kcal/kWh e quindi che il parco termoelettrico lucano sia mediamente più efficiente di quello nazionale. In realtà, analizzando più nel dettaglio le cose, si può comprendere come questo risultato sia l'effetto di due elementi e cioè: un parco termoelettrico da fonti fossili che va quasi esclusivamente a gas naturale (97% del totale lucano contro un quasi 58% a livello nazionale) e un elevato livello di utilizzo di impianti in cogenerazione (la produzione da cogenerazione in Basilicata è pari al 90% contro un livello nazionale del 36%). Se invece si concentra l'attenzione sulle

single fonti e tipologie impiantistiche si nota che il livello di efficienza degli impianti lucani è inferiore alla media nazionale. Infatti il consumo specifico lordo degli impianti alimentati a gas naturale lucani è pari a 1.797 kcal/kWh contro un valore di 1.694 kcal/kWh del parco termoelettrico a gas naturale italiano; analizzando i soli cogenerativi a gas naturale si nota ancora che l'efficienza degli impianti lucani è inferiore alla media nazionale (il consumo specifico lordo dei cogenerativi a gas lucani è pari a 1.759 kcal/kWh mentre quello dei cogenerativi a gas su base nazionale è di 1.639 kcal/kWh). Analogamente analizzando gli impianti alimentati con derivati del petrolio si nota che il consumo specifico degli impianti lucani (sono solo cogenerativi) è pari a 2.105 kcal/kWh, mentre quello relativo agli omologhi impianti su base nazionale (cioè cogenerativi alimentati con prodotti petroliferi) è pari a 1.895 kcal/kWh. Quanto detto è facilmente spiegabile se si considerano le date di entrata in esercizio dei vari impianti. Emerge una situazione in cui sono assenti nuove installazioni e quindi le vecchie installazioni, con rendimenti elettrici non molto alti, sono tutt'oggi in esercizio in quanto l'assetto cogenerativo permette loro un'efficienza complessiva tale da garantire dei risparmi.

Passando ad analizzare le richieste di autorizzazione alle Province o al Ministero dello Sviluppo Economico per la realizzazione di nuovi impianti per la produzione di energia elettrica da fonti fossili, ad oggi risultano essere state presentate tre richieste al MSE per la realizzazione di impianti a gas naturale con potenza termica superiore ai 300 MWt (Tab. 2 - 13) ai sensi della legge n. 55/02 e due richieste, per altrettante centrali con potenza termica inferiore ai 300 MWt e alimentate a gas naturale e a GPL, alla Provincia di Potenza (Tab. 2 - 14). Inoltre dal rapporto stilato dal Ministero dello Sviluppo Economico sull'attuale stato delle autorizzazioni alla realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica di cui all'art. 1-quater, comma 1, del D.L. n. 239/03 come convertito dalla legge n. 290/03, si apprende l'esistenza di una richiesta di autorizzazione alla realizzazione di una centrale termoelettrica da 800 MW nel comune di Matera presentata dalla Italgas S.p.A prima dell'approvazione della legge n. 55/02. Si tratta cioè di un procedimento in corso ai sensi dell'Allegato IV al DPCM 27 dicembre 1988 per il quale la Italgas ha richiesto di proseguire l'iter autorizzativo ai sensi del DPR n. 53/98 (era la normativa precedente l'applicazione della legge n.55/02). Per il suddetto provvedimento era stata rilasciata pronuncia negativa di compatibilità ambientale.

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

N.	SOCIETA'	COMUNE	MW	Rapporto MSE
1	ENERGIA S.p.A.	Pisticci	750	Parere positivo della Commissione VIA, ma parere negativo regione. MATTM ha deciso di fare approfondimenti.
2	E.G.L. SpA (ex Basento energia)	Salandra	400	
3	BRADANO ENERGIA	Irsina	400	
TOTALE			1550,00	

Tab. 2 - 13: Richieste di autorizzazione presentate al MSE per la realizzazione di centrali termoelettriche a gas naturale con potenza termica superiore ai 300 MW_t (fonte: MSE).

N.	COMUNE	Potenza	Combustibile
1	MELFI- Località San Nicola di Melfi Z.I.	< 300 MWt	Gas naturale
2	Viggiano- Area Industriale	400 KW	GPL

Tab. 2 - 14: Richieste di autorizzazione presentate alla Provincia di Potenza per la realizzazione di centrali termoelettriche con potenza termica inferiore ai 300 MW_t (fonte: Provincia di Potenza).

2.2.3. La produzione da fonti rinnovabili.

Come evidenziato in precedenza le fonti rinnovabili contribuiscono e hanno contribuito in maniera determinante alla produzione di energia elettrica. Infatti, nel 1990 circa il 37% della produzione elettrica lucana era da attribuirsi all'utilizzo di fonti rinnovabili (idroelettrico); questa percentuale è poi diminuita nel corso degli anni fino al 23% nel 1998, risalendo al 30 % nel 2005 per effetto dell'energia eolica e dell'utilizzo dei rifiuti solidi urbani per la produzione di energia elettrica.

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

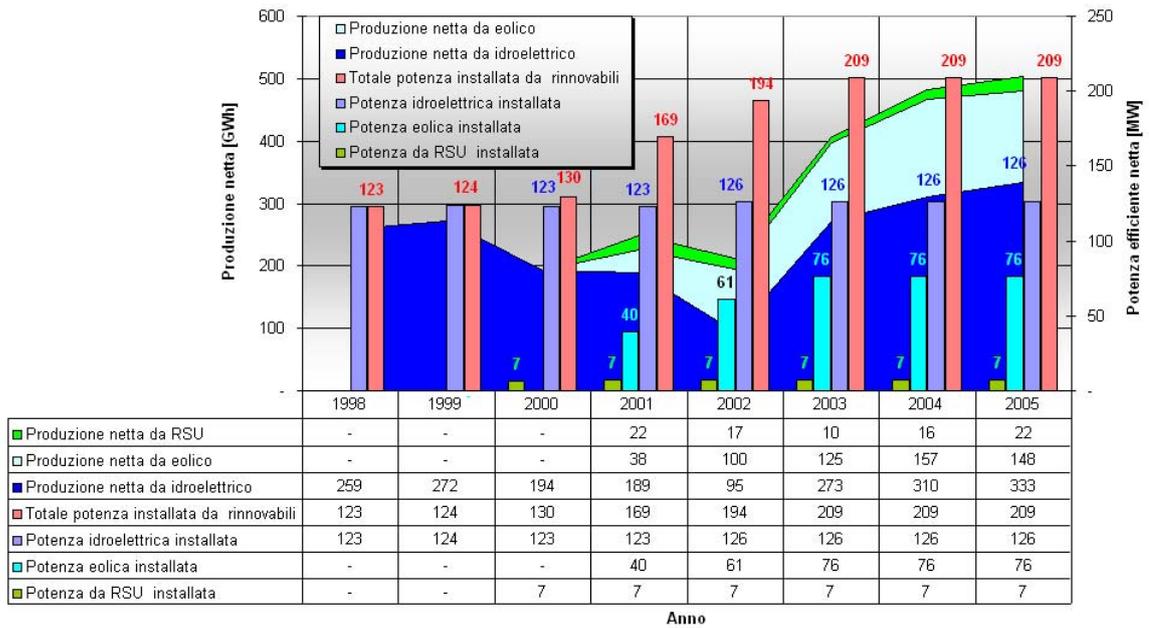


Fig. 2 - LL: *Evoluzione storica della produzione e della potenza da rinnovabili installate in Basilicata (elaborazioni GSE da dati GSE, TERNA).*

Dalla Fig. 2 - LL si nota che mentre nel 1998 la produzione da fonti rinnovabili era imputabile esclusivamente all'idroelettrico, nel 2005 essa è dovuta per il 66% all'idroelettrico, per il 29% all'eolico e per il restante 5% a RSU. Lo sviluppo della produzione da eolico e RSU ha in parte assorbito il calo di produzione da idroelettrico verificatosi fra il 2000 e il 2003. Dall'analisi del parco impianti attuale si nota che alcuni di essi godono di vecchi sistemi di incentivazione in conto esercizio (provvedimento CIP 6/92), mentre altri hanno avuto accesso al meccanismo di incentivazione delle rinnovabili introdotto dal decreto legislativo n. 79 del 1999 (certificati verdi).

In Tab. 2 - 15 si riporta la situazione al 31 dicembre del 2006 degli impianti, in esercizio o in progetto, la cui richiesta di qualificazione IAFR, inoltrata al GSE, ha ottenuto esito positivo.

Fonte	Numero		Potenza [MW]		Producibilità [GWh]	
	Esercizio	Progetto	Esercizio	Progetto	Esercizio	Progetto
Idrica	3	-	4,6	-	22,5	-
Geotermica	-	-	-	-	-	-
Eolica	4	12	44,3	320,1	106,6	707,7
Biogas	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	2	-	17,5	-	139,6
Solare	-	-	-	-	-	-
Rifiuti	1	-	7,6	-	60,0	-
Totale	8	14	56,4	337,6	189,1	847,3

Tab. 2 - 15: *Impianti qualificati IAFR al 31 dicembre 2006 (fonte: GSE).*

Idroelettrico. La produzione da idroelettrico ha subito dal 1998 al 2005 alterne vicende, con un periodo di netta riduzione fra 2000 e il 2003. Il settore è caratterizzato dalla presenza di ben 8 impianti nel 2005 per una potenza efficiente lorda di ben 128 MW. In particolare gran parte della produzione è imputabile all'Enel Produzione, che possiede in Basilicata tre impianti idroelettrici per una potenza complessiva di 123 MW (circa il 96% della potenza idroelettrica installata). Gli impianti Enel risalgono a prima del 1998 e sono:

- la centrale idroelettrica a serbatoio, situata nel bacino dell'Agri, nel comune di Gallicchio, che sfrutta l'invaso del Pertusillo, ha una potenza di 39 MW ed è entrata in esercizio nel 1963;
- la centrale a serbatoio di Castrocucco, situata nel comune di Trecchina, entrata in esercizio nel 1973 e con una potenza di 83 MW;
- la centrale ad acqua fluente di Caolo, situata nel comune di Tramutola, con potenza di 692 kW.

A questi impianti se ne aggiungono altri cinque alcuni dei quali realizzati sulla base di quanto previsto dal provvedimento CIP 6/92:

- la centrale idroelettrica da 3 MW, situata nel bacino del fiume Noce, nel comune di Lauria ed entrata in esercizio nel 2001;
- la centrale idroelettrica ad acqua fluente CIP 6/92, situata nel comune di Satriano di Lucania entrata in esercizio nel 1998 e di potenza pari a 250 kW;

- la centrale idroelettrica ad acqua fluente CIP 6/92, situata nel comune di Rotonda, entrata in esercizio nel 1998 e di potenza pari a 800 kW;
- la centrale idroelettrica ad acqua fluente, situata sul fiume Mercure, nel comune di Viggianello, di potenza pari a 1,2 MW;
- la centrale idroelettrica, situata nel comune di Nemoli, di potenza pari a 140 kW entrata in esercizio nel 2005.

Inoltre, nel 2006 è entrato in esercizio un nuovo impianto idroelettrico di potenza pari a 0,9 MW situato nel bacino del Noce, nel comune di Lauria.

La ricchezza di corsi d'acqua del territorio lucano offre molte possibilità per lo sfruttamento delle risorse idriche a fini idroelettrici.

Eolico. Il settore eolico ha iniziato a svilupparsi in Basilicata a partire dal 2001 con l'entrata in esercizio dei primi impianti realizzati tramite il provvedimento CIP 6/92. Sulla base dei dati 2005, sul territorio lucano sono installati 7 impianti eolici per una potenza di 76 MW e una produzione di circa 148 GWh. A questi impianti se ne sono aggiunti altri tanto che nel 2008 la potenza installata complessiva ha raggiunto i 198 MW circa. In Tab. 2 - 16 si riporta il dettaglio degli impianti in esercizio al 2008.

Comune	Provincia	Aerogeneratori (n°)	Potenza Installata (MW)
Avigliano	PZ	20	13,20
Brindisi di Montagna	PZ	30	60,00
Campomaggiore	PZ	7	10,50
Colobraro	MT	3	2,55
Corleto Perticara	PZ	11	9,35
Forenza	PZ	36	23,76
Gorgoglione	MT	5	3,25
Maschito	PZ	8 + 28	15,84
Montemurro	PZ	36	29,08
Rotondella	MT	12	18,00
Vaglio Basilicata	PZ	20	12,30
TOTALE		204	197,83

Tab. 2 - 16: Impianti eolici in esercizio nel 2008 (elaborazioni Regione Basilicata su dati GSE e TERNA).

Biomasse. Non esistono nel parco regionale di generazione elettrica centrali a biomasse in senso stretto di potenza significativa. Tuttavia, avendo stabilito in precedenza di considerare ai fini della presente trattazione anche la parte non biodegradabile degli RSU come fonte rinnovabile (nota a pag. 37), vanno annoverati tra le centrali a biomasse anche il termovalorizzatore Fenice nel comune di Melfi e l'impianto di termodistruzione nel comune di Potenza. Il primo, di potenza efficiente lorda pari a 7,2 MW, è entrato in esercizio nel 2000 e produce anche vapore per uso industriale; il secondo, di potenza efficiente lorda 1,2 MW, non ancora entrato in esercizio. Per quest'ultimo impianto, inoltre, al momento non è previsto recupero termico.

Fotovoltaico. La produzione di energia elettrica con impianti fotovoltaici, sebbene ritenuta ormai da più parti strategica per uno sviluppo sostenibile, ad oggi risulta essere poco diffusa per effetto degli elevati costi di produzione ad essa associati (è tra le fonti rinnovabili quella che detiene il più alto costo di generazione elettrica). Pertanto, in mancanza di una adeguata politica di incentivazione i livelli di penetrazione e diffusione di questa tecnologia risultano essere molto bassi. A partire da luglio 2005 con l'introduzione anche in Italia del "conto energia", attraverso l'approvazione del decreto ministeriale 25 luglio 2005 (primo conto energia),

successivamente modificato dal decreto ministeriale 6 febbraio 2006 e sostituito dal decreto ministeriale 19 febbraio 2007 (nuovo conto energia), la produzione di energia elettrica da fotovoltaico inizia a conoscere un vero e proprio sviluppo e a raggiungere dimensioni tali da permettere all'Italia di confrontarsi con gli altri Paesi Europei e di venire considerata dagli investitori e dagli operatori del settore tra i mercati con le maggiori potenzialità di sviluppo.

Analizzando i risultati dell'applicazione del conto energia in Italia e più nel dettaglio in Basilicata è opportuno distinguere, viste le differenze nell'ammissione all'incentivazione, fra "primo conto energia" e "nuovo conto energia".

Nel primo periodo di operatività del conto energia (primo Conto energia) a livello nazionale sono state presentate ben 37.230 domande di cui soltanto 12.433 sono state ammesse all'incentivazione, per un totale di circa 388 MW di potenza di picco installata e ripartita fra le varie classi di impianto come raffigurato in Fig. 2 - MM.

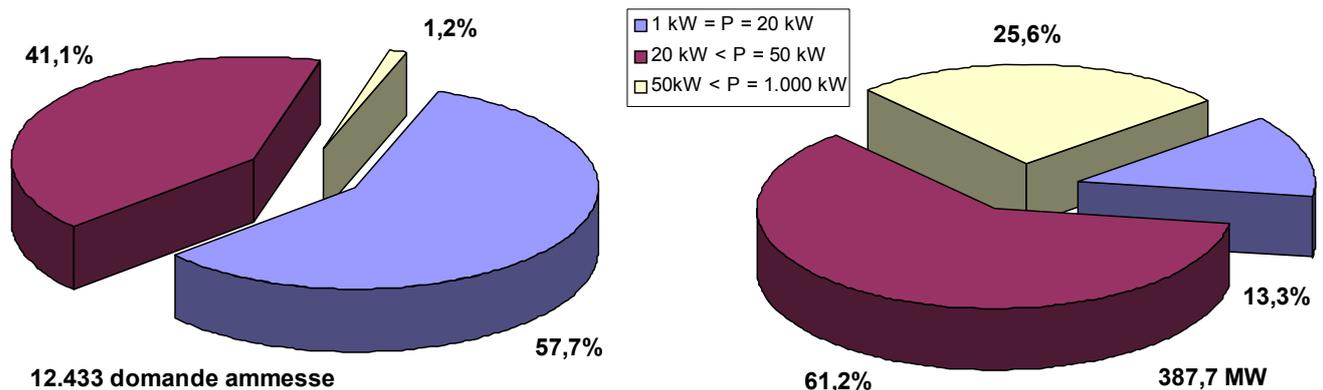


Fig. 2 - MM: Ripartizione delle domande incentivate con il primo Conto energia (fonte: GSE).

Andando ad analizzare la ripartizione di questi impianti su base regionale (Tab. 2 - 17) si può osservare che in Puglia, Basilicata, Sicilia e Sardegna è concentrato il 48% della potenza ammessa all'incentivazione (34% in numero di domande) a conferma del fatto che per effetto di una maggiore insolazione le regioni meridionali e le isole presentano in Italia il maggior potenziale di produzione da fonte solare.

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

REGIONE	CLASSE 1		CLASSE 2		CLASSE 3		TOTALE	
	1 kW ≤ P ≤ 20 kW		20 kW < P ≤ 50 kW		50kW < P ≤ 1.000 kW		Numero n°	Potenza [Kw]
	Numero	Potenza	Numero	Potenza	Numero	Potenza		
	n°	[Kw]	n°	[Kw]	n°	[Kw]		
VALLE D'AOSTA	-	-	1	46	-	-	1	46
PIEMONTE	309	2.319	148	6.402	5	2.617	462	11.338
LOMBARDIA	839	5.248	224	9.677	4	355	1.067	15.280
TRENTINO ALTO ADIGE	225	1.571	214	9.808	10	4.512	449	15.891
VENETO	590	4.170	288	13.469	9	5.810	887	23.449
FRIULI	280	1.542	37	1.750	4	1.859	321	5.151
LIGURIA	184	1.010	32	1.331	1	499	217	2.839
EMILIA ROMAGNA	670	3.758	338	14.162	6	2.711	1.014	20.631
TOSCANA	475	3.744	147	6.078	8	5.520	630	15.341
MARCHE	392	2.776	193	8.519	9	3.944	594	15.239
UMBRIA	257	2.090	273	12.147	2	560	532	14.796
LAZIO	523	3.366	152	6.936	4	3.464	679	13.766
ABRUZZO	211	2.500	100	4.673	5	1.968	316	9.140
MOLISE	37	409	24	1.121	1	301	62	1.831
CAMPANIA	291	2.728	262	12.354	5	4.976	558	20.058
BASILICATA	157	1.378	804	39.244	9	7.229	970	47.852
PUGLIA	620	4.794	643	30.428	23	17.366	1.286	52.588
CALABRIA	200	1.680	180	8.382	10	7.049	390	17.110
SICILIA	649	4.761	455	21.520	26	19.025	1.130	45.307
SARDEGNA	267	1.541	590	29.162	11	9.296	868	39.999
Totale	7.176	51.386	5.105	237.206	152	99.061	12.433	387.653

Tab. 2 - 17: Ripartizione per regione delle domande complessivamente ammesse all'incentivazione del primo Conto energia (fonte: GSE).

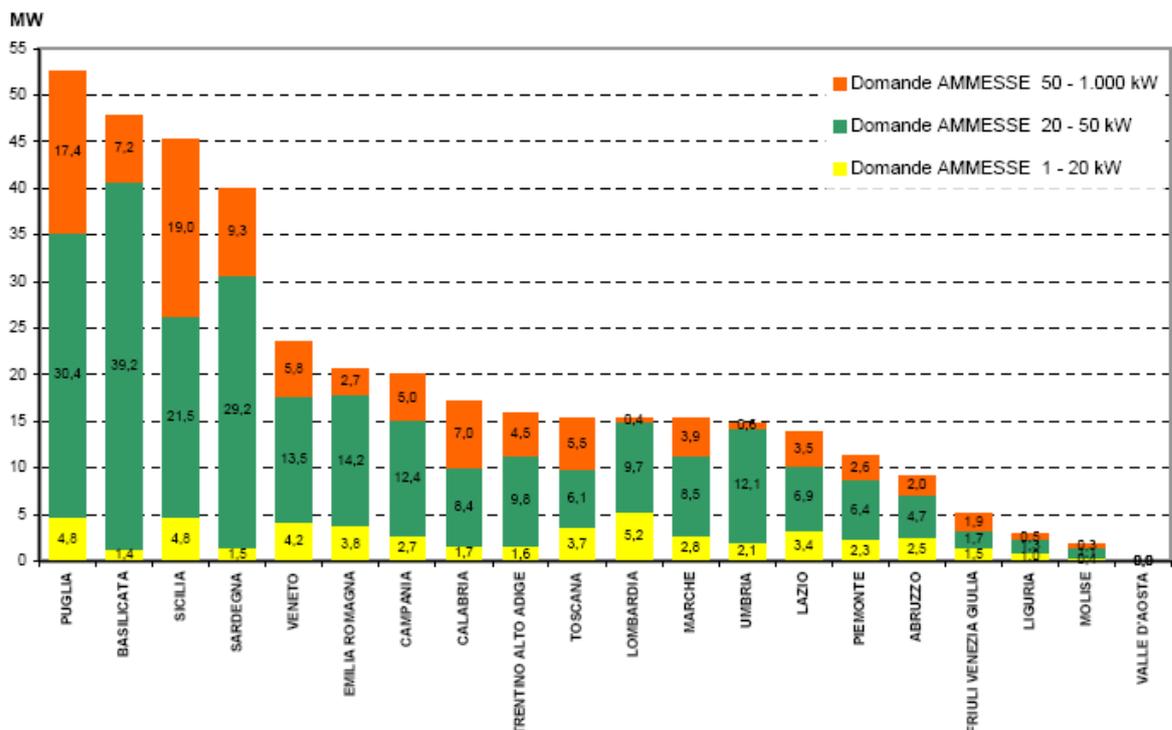


Fig. 2 - NN: Ripartizione per regione della potenza degli impianti relativi alle domande incentivate con il primo Conto energia (fonte: GSE).

In particolare con riferimento alla Basilicata si può notare che essa occupa il secondo posto in termini di potenza e il quinto posto in termini di numero di domande ammesse all'incentivazione del primo conto energia per un totale di 47,8 MW (il 12% della potenza di picco ammessa all'incentivazione) per 970 domande ammesse (Fig. 2 - NN e Fig. 2 - OO).

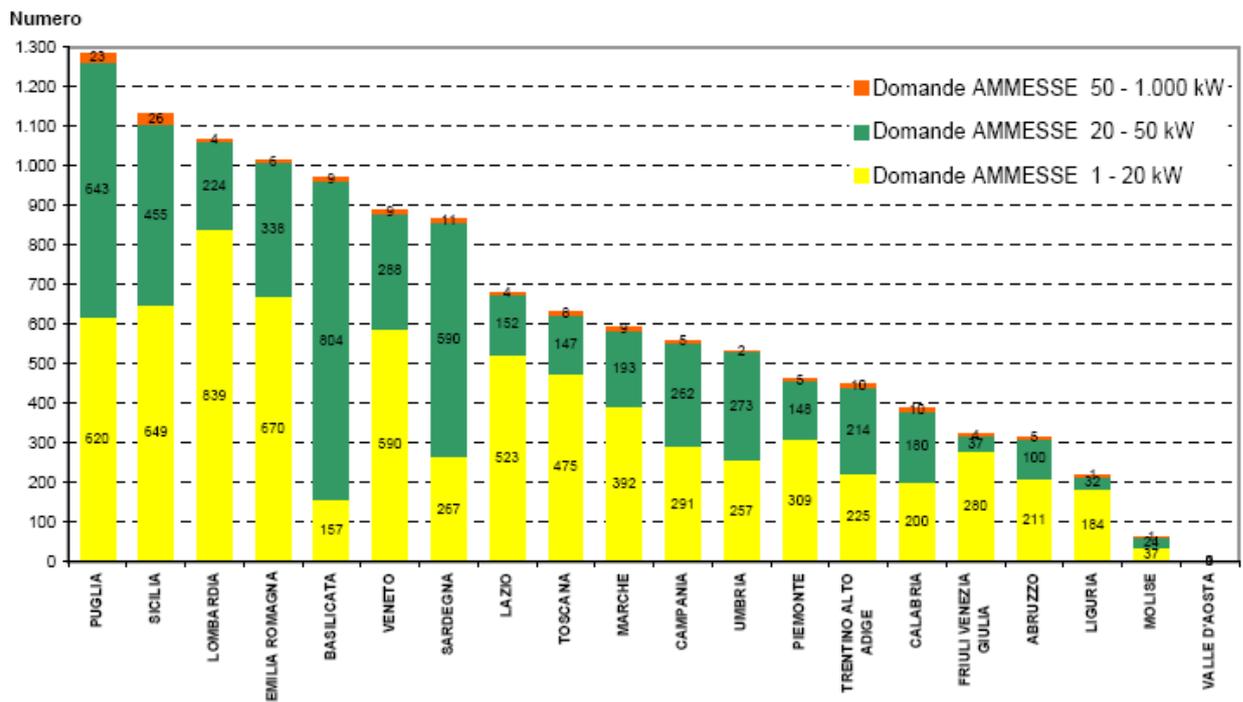


Fig. 2 - OO: Ripartizione per regione del numero di domande incentivate con il primo Conto energia (fonte: GSE).

Nella Tab. 2 - 17 sono riportate tutte le domande ammesse all'incentivazione. In riferimento, però, alle 9 domande di incentivazione per impianti di potenza superiore ai 50kW, presentate nel primo trimestre 2006 (periodo 1-31 marzo), soltanto 4 hanno acquisito il pieno diritto agli incentivi, mentre le altre sono state successivamente escluse poiché non hanno presentato regolare fideiussione nei tempi stabiliti dal decreto. In particolare, con riferimento alla regione Basilicata, ben 5 impianti ricadono in questa casistica e pertanto il totale di impianti ammesso all'incentivazione ai sensi del primo conto energia è di 965 impianti per un totale di quasi 43 MW (Tab. 2 - 18). Dalla Tab. 2 - 17, oltre che dalla Fig. 2 - NN e dalla Fig. 2 - OO si nota, inoltre, una

marcata preferenza degli operatori per gli impianti di media e grande taglia, visti come un'opportunità di investimento piuttosto redditizio, mentre gli impianti di piccola taglia rappresentano una parte piuttosto esigua della potenza installata, diversamente da quanto accade in Germania, paese dove è utilizzato con successo il conto energia. Questa tendenza tutta italiana è ancor più marcata in Basilicata dove gli impianti di potenza fra i 20 e i 50 kW rappresentano circa l'83% delle domande in numero e il 92% della potenza installata (cfr. Fig. 2 - PP).

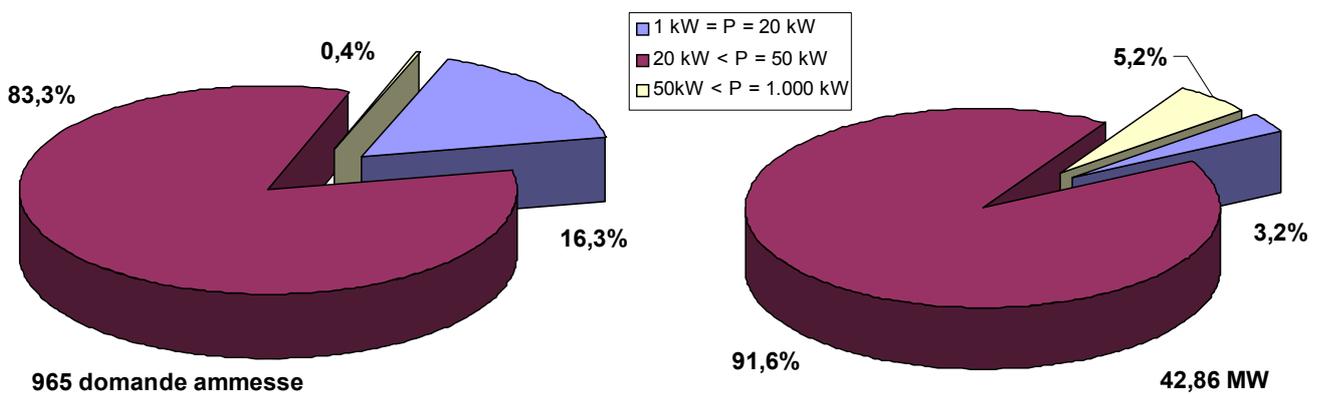


Fig. 2 - PP: Ripartizione delle domande incentivate in Basilicata con il primo Conto energia (fonte: GSE).

Inoltre, dall'analisi dei dati emerge che, sia a livello nazionale, ma anche con riferimento al territorio lucano, la maggioranza delle domande è relativa ad impianti compresi nella fascia di potenza 20 - 50 kW, realizzati da pochi operatori che, attraverso una attività di "trading dell'ammissione" hanno massimizzato i benefici del primo conto energia.

Appare, quindi, evidente come il primo conto energia, in Basilicata, sia stato scarsamente utilizzato dalla popolazione residente per installare sul tetto della propria abitazione un impianto fotovoltaico al fine di ridurre la propria bolletta elettrica.

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

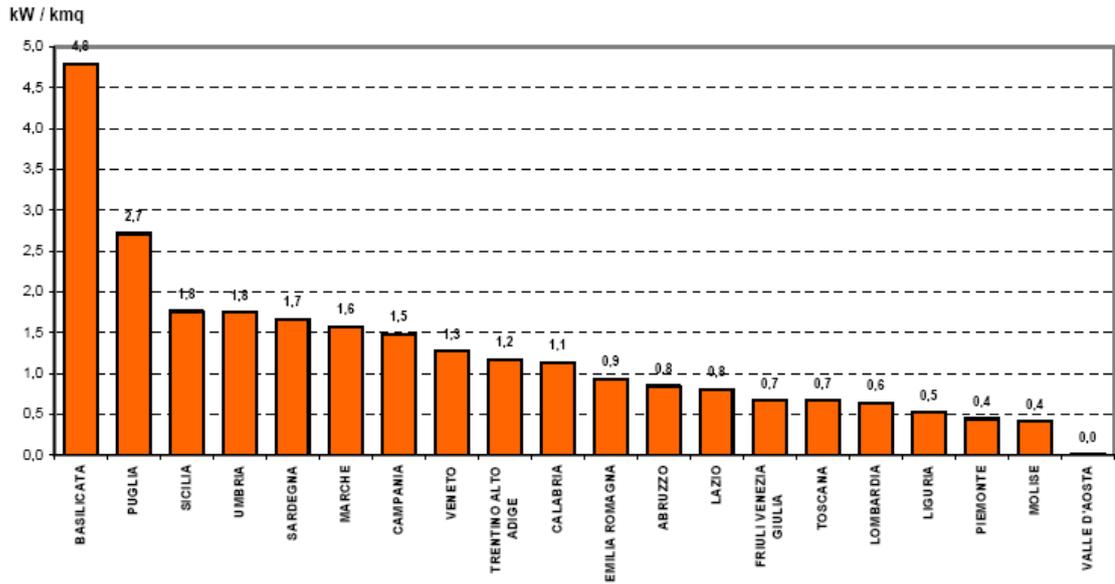


Fig. 2 - QQ: Potenza ammessa all'incentivazione nelle singole regioni rispetto alla superficie regionale con il primo Conto energia (fonte: GSE).

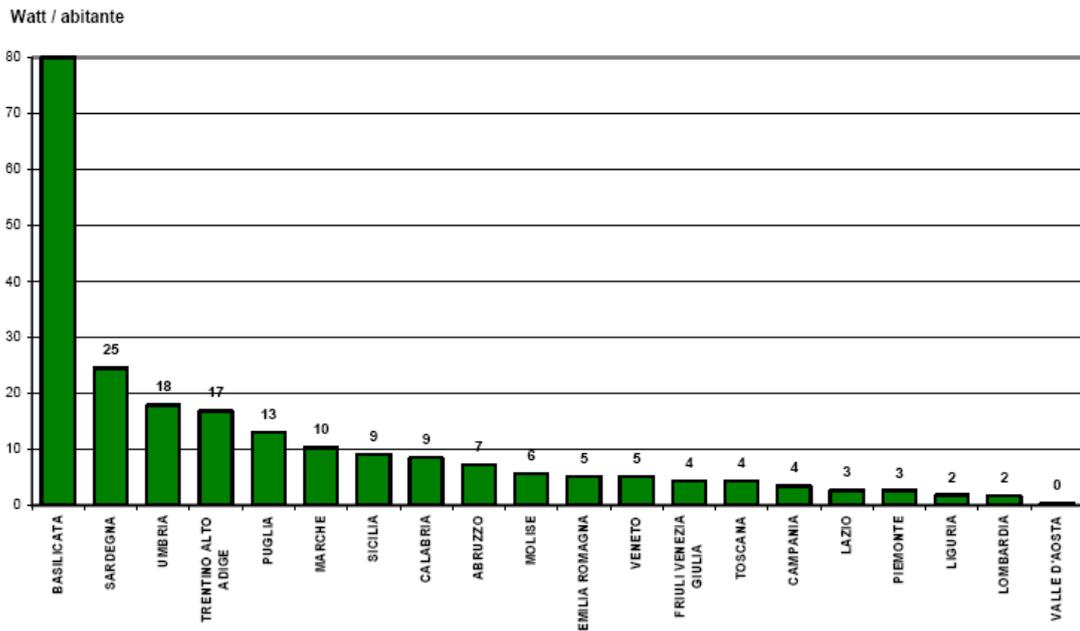


Fig. 2 - RR: Potenza ammessa all'incentivazione nelle singole regioni rispetto alla popolazione regionale con il primo Conto energia (fonte: GSE).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

PROVINCIA DI POTENZA			PROVINCIA DI MATERA		
Comune	numero n°	Potenza [Kw]	Comune	numero n°	Potenza [Kw]
Acerenza	3	118,1	Bernalda	1	49,5
Armento	9	398,5	Calciano	1	43,6
Avigliano	14	565,4	Colobraro	27	1.350,0
Banzi	6	297,0	Craco	80	4.000,0
Bella	2	99,6	Ferrandina	2	134,1
Brienza	1	10,5	Garaguso	2	49,5
Brindisi di Montagna	17	811,8	Grassano	70	3.500,0
Calvello	1	49,9	Irsina	6	205,7
Cancellara	2	68,3	Matera	28	1.929,4
Chiaromonte	2	98,0	Miglionico	1	48,6
Filiano	6	206,3	Montalbano Jonico	23	1.082,0
Forenza	1	20,0	Montescaglioso	1	49,4
FrancaVilla in Sinni	1	49,0	Nova Siri	1	4,3
Genzano di Lucania	8	277,9	Pisticci	119	6.894,3
Grumento Nova	1	49,8	Policoro	44	323,2
Lagonegro	2	57,0	Pomarico	2	200,7
Lauria	10	423,5	Rotondella	2	66,0
Lavello	4	156,1	Scanzano Jonico	8	172,0
Maratea	1	3,0	Tricarico	85	4.135,3
Marsico Nuovo	7	114,6	TOTALE	503	24.238
Marsicovetere	3	17,3			
Melfi	4	92,5			
Moliterno	7	140,2			
Montemilone	5	66,0			
Muro Lucano	1	19,6			
Nemoli	1	49,9			
Oppido Lucano	1	49,8			
Palazzo San Gervasio	1	3,0			
Paterno	2	17,3			
Picerno	2	80,2			
Pietragalla	11	474,9			
Pietrapertosa	1	19,4			
Pignola	6	144,3			
Potenza	19	524,1			
Rapolla	5	64,7			
Rionero in Vulture	1	10,1			
Roccanova	1	7,7			
Rotonda	14	438,9			
San Chirico Nuovo	1	49,2			
San Chirico Raparo	17	811,8			
San Martino d'Agri	6	295,2			
Sant'Angelo Le Fratte	7	196,6			
Sant'Arcangelo	4	88,3			
Sarconi	3	39,7			
Satriano di Lucania	1	19,4			
Spinoso	1	5,0			
Teana	4	172,2			
Tito	6	243,4			
Tramutola	1	18,7			
Vaglio di Basilicata	218	10.386,7			
Venosa	7	142,6			
Viggianello	2	10,8			
Viggiano	1	49,8			
TOTALE	462	18.624		numero n°	Potenza [Kw]
TOTALE REGIONE BASILICATA				965	42.861

Tab. 2 - 18: Ripartizione tra i comuni lucani delle domande complessivamente ammesse all'incentivazione del primo Conto energia (fonte: GSE).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. *La struttura dell'offerta energetica regionale.*

Che il primo Conto energia si sia sostanzialmente ridotto ad un trading delle ammissioni è confermato dalla lentezza con la quale si è avviato l'iter di realizzazione e di entrata in esercizio degli impianti oggetto di incentivazione. Al 30 settembre 2007 erano ancora molti, infatti, gli impianti che pur avendo ottenuto l'ammissione alle tariffe incentivanti non sono entrati in esercizio o addirittura non hanno ancora avviato i lavori di installazione. In Tab. 2 - 19 è riassunta la situazione al 30 settembre 2007 delle domande ammesse all'incentivazione per le quali è stata data al GSE comunicazione di inizio lavori per la realizzazione dell'impianto. A livello nazionale soltanto per il 61% degli impianti ammessi all'incentivazione (57% in termini di potenza di picco) i lavori di installazione sono iniziati, con una maggiore prevalenza degli impianti piccoli e di quelli sopra i 50 kW per i quali era necessario presentare la fideiussione bancaria. In Basilicata, invece, soltanto per il 25% degli impianti incentivati (il 21% in termini di potenza di picco) è iniziata la fase realizzativa.

REGIONE	CLASSE 1		CLASSE 2		CLASSE 3		TOTALE	
	1 kW ≤ P ≤ 20 kW		20 kW < P ≤ 50 kW		50kW < P ≤ 1.000 kW		Numero	Potenza
	Numero	Potenza	Numero	Potenza	Numero	Potenza		
	n°	[Kw]	n°	[Kw]	n°	[Kw]	n°	[Kw]
VALLE D'AOSTA	-	-	1	46	-	-	1	46
PIEMONTE	239	1.716	72	3.001	5	2.617	316	7.334
LOMBARDIA	678	3.917	126	5.489	4	354	808	9.759
TRENTINO ALTO ADIGE	180	1.181	178	8.440	10	4.511	368	14.131
VENETO	448	2.931	165	7.699	4	1.622	617	12.252
FRIULI	225	1.298	10	477	3	1.057	238	2.832
LIGURIA	135	710	28	1.180	1	499	164	2.390
EMILIA ROMAGNA	507	2.755	233	10.045	6	2.711	746	15.512
TOSCANA	313	2.359	71	2.991	8	5.517	392	10.867
MARCHE	268	1.832	90	4.227	9	3.944	367	10.003
UMBRIA	190	1.400	166	7.681	2	560	358	9.641
LAZIO	354	2.334	79	3.611	3	2.470	436	8.415
ABRUZZO	104	1.012	76	3.554	5	1.968	185	6.533
MOLISE	16	146	15	725	-	-	31	871
CAMPANIA	168	1.717	121	6.092	3	2.978	292	10.787
BASILICATA	70	706	168	8.127	3	1.233	241	10.066
PUGLIA	391	2.659	461	22.009	22	16.366	874	41.033
CALABRIA	117	1.023	119	5.652	9	6.909	245	13.583
SICILIA	412	3.031	249	11.993	12	8.064	673	23.087
SARDEGNA	133	818	138	6.698	6	4.340	277	11.856
Totale	4.948	33.546	2.566	119.735	115	67.718	7.629	220.999

Tab. 2 - 19: Ripartizione per regione delle comunicazioni di inizio lavori pervenute al GSE al 30 settembre 2007, primo Conto energia (fonte: GSE).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

In Tab. 2 - 20 sono, invece, riportati i dati relativi agli impianti, ammessi all'incentivazione del primo conto energia, per i quali i lavori di realizzazione sono conclusi, ma non è stata ancora effettuata la connessione alla rete elettrica. Mentre in Tab. 2 - 21 sono riportati i dati degli impianti per i quali al 30 settembre 2007 era stata inoltrata al GSE comunicazione di entrata in esercizio.

Si può notare come a livello nazionale solo il 34% degli impianti incentivati (il 12% in potenza) ha concluso i lavori, mentre circa il 29% (il 10% in potenza) è entrato in esercizio. Viceversa se analizziamo la situazione della Basilicata si nota che le percentuali sono molto minori. Infatti solo il 5% degli impianti che hanno ottenuto l'incentivazione ha concluso la fase di installazione (l'1,3% in termini di potenza di picco), mentre gli impianti entrati in esercizio rappresentano il 4% del totale in termini di installazioni e l'1,2% in termini di potenza incentivata.

REGIONE	CLASSE 1		CLASSE 2		CLASSE 3		TOTALE	
	1 kW ≤ P ≤ 20 kW		20 kW < P ≤ 50 kW		50kW < P ≤ 1.000 kW		Numero n°	Potenza [Kw]
	Numero n°	Potenza [Kw]	Numero n°	Potenza [Kw]	Numero n°	Potenza [Kw]		
VALLE D'AOSTA	-	-	1	46	-	-	1	46
PIEMONTE	213	1.504	29	1.078	-	-	242	2.582
LOMBARDIA	589	3.273	42	1.656	2	165	633	5.095
TRENTINO ALTO ADIGE	162	989	32	1.306	6	2.925	200	5.220
VENETO	392	2.366	26	977	1	74	419	3.417
FRIULI	205	1.087	2	83	1	509	208	1.678
LIGURIA	89	428	4	183	-	-	93	610
EMILIA ROMAGNA	456	2.404	52	2.258	3	412	511	5.074
TOSCANA	235	1.749	12	452	1	418	248	2.619
MARCHE	224	1.409	14	575	-	-	238	1.984
UMBRIA	135	953	42	1.862	2	560	179	3.375
LAZIO	268	1.662	19	857	-	-	287	2.519
ABRUZZO	56	456	9	384	-	-	65	840
MOLISE	13	111	-	-	-	-	13	111
CAMPANIA	97	896	9	436	-	-	106	1.332
BASILICATA	46	446	3	108	1	84	50	638
PUGLIA	304	1.888	21	977	2	1.197	327	4.062
CALABRIA	77	589	3	133	3	2.461	83	3.182
SICILIA	224	1.282	5	247	-	-	229	1.528
SARDEGNA	89	528	2	100	1	198	92	826
Totale	3.874	24.020	327	13.716	23	9.003	4.224	46.739

Tab. 2 - 20: Ripartizione per regione delle comunicazioni di fine lavori pervenute al GSE al 30 settembre 2007, primo Conto energia (fonte: GSE).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

REGIONE	CLASSE 1		CLASSE 2		CLASSE 3		TOTALE	
	1 kW ≤ P ≤ 20 kW		20 kW < P ≤ 50 kW		50kW < P ≤ 1.000 kW		Numero	Potenza
	Numero	Potenza	Numero	Potenza	Numero	Potenza		
	n°	[Kw]	n°	[Kw]	n°	[Kw]	n°	[Kw]
VALLE D'AOSTA	-	-	1	46	-	-	1	46
PIEMONTE	188	1.196	27	995	-	-	215	2.191
LOMBARDIA	561	3.058	34	1.386	1	68	596	4.513
TRENTINO ALTO ADIGE	157	969	30	1.207	7	3.197	194	5.374
VENETO	354	2.034	16	672	1	74	371	2.780
FRIULI	192	977	1	49	1	509	194	1.535
LIGURIA	83	373	2	99	-	-	85	472
EMILIA ROMAGNA	416	2.103	40	1.750	3	412	459	4.265
TOSCANA	177	991	9	375	1	418	187	1.783
MARCHE	187	1.118	7	299	-	-	194	1.417
UMBRIA	114	780	36	1.593	1	200	151	2.573
LAZIO	217	1.199	12	556	-	-	229	1.755
ABRUZZO	41	304	7	317	-	-	48	621
MOLISE	8	60	-	-	-	-	8	60
CAMPANIA	77	700	4	189	-	-	81	889
BASILICATA	38	360	3	108	1	84	42	552
PUGLIA	248	1.407	11	535	1	1.000	260	2.942
CALABRIA	50	358	3	132	3	2.461	56	2.952
SICILIA	182	939	2	98	-	-	184	1.037
SARDEGNA	78	435	-	-	3	2.194	81	2.629
Totale	3.368	19.360	245	10.407	23	10.617	3.636	40.384

Tab. 2 - 21: Ripartizione per regione delle comunicazioni di entrata in esercizio pervenute al GSE al 30 settembre 2007, primo Conto energia (fonte: GSE).

Di questi solo 4 sono impianti sopra i 20 kW. Questo dato da un lato è dovuto al fatto che i piccoli impianti presentano iter autorizzativi più semplici e, inoltre, tempistiche di connessione alla rete più rapide, dall'altro è testimonianza del fatto che la maggior parte delle domande presentate risponde alla logica del trading delle ammissioni. Del resto anche i dati relativi agli impianti per i quali è stata presentata comunicazione di inizio lavori (solo 168 impianti fra i 20 e i 50 kW) conferma la suddetta tesi.

In Tab. 2 - 22 si riporta il dettaglio per comune degli impianti entrati in esercizio sul territorio lucano al 30 settembre 2007.

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

PROVINCIA DI POTENZA			PROVINCIA DI MATERA				
Comune	numero n°	Potenza [Kw]	Comune	numero n°	Potenza [Kw]		
AVIGLIANO	2	8,4	FERRANDINA	1	84		
BRIENZA	1	10,2	GARAGUSO	1	5,6		
FORENZA	1	20	MATERA	3	74,3		
GENZANO DI LUCANIA	1	3,5	NOVA SIRI	1	4,3		
LAURIA	2	23,7	POLICORO	2	46,7		
MARSICO NUOVO	4	22,2	ROTONDELLA	1	15,8		
MARSICOVETERE	1	10,2	SARCONI	2	21		
MOLITERNO	1	3,3	TOTALE	11	251,7		
MONTEMILONE	4	16,5					
POTENZA	1	3,2					
RAPOLLA	1	5					
SANT'ARCANGELO	4	85,9					
SPINOSO	1	5,3					
TITO	1	19,4					
TRAMUTOLA	1	18,2					
VENOSA	4	39,7					
VIGGIANELLO	1	5,6					
TOTALE	31	300,3				numero n°	Potenza [Kw]
TOTALE REGIONE BASILICATA						42	552

Tab. 2 - 22: Ripartizione tra i comuni lucani degli impianti ammessi all'incentivazione del primo Conto energia ed entrati in esercizio prima del 30 settembre 2007 (fonte: GSE).

Come evidenziato in precedenza, al 30 settembre 2007, soltanto per una piccola parte degli impianti lucani incentivati è stata inviata comunicazione al GSE di inizio lavori e una parte ancora più esigua è già entrata in esercizio. In Tab. 2 - 23 si riporta una sintesi della situazione al 30 settembre 2007. Come si può notare al 30 settembre 2007, con riferimento alle domande relative ad impianti ubicati in Basilicata, risultano ancora in vita circa il 25% delle domande ammesse all'incentivo (21% in potenza) rispetto ad una situazione nazionale in cui il 61% delle domande in numero e il 57% per potenza risultano ancora in vita.

Il GSE stima che potrebbero essere effettivamente installati impianti per una potenza totale di circa 200-250 MW rispetto ai 387 MW ammessi all'incentivazione a livello nazionale. Utilizzando una percentuale analoga per gli impianti ubicati in Basilicata si potrebbe stimare che dei 48 MW incentivati potrebbero essere installati effettivamente 25-30 MW.

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

	CLASSE 1		CLASSE 2		CLASSE 3		TOTALE	
	1 kW ≤ P ≤ 20 kW		20 kW < P ≤ 50 kW		50kW < P ≤ 1.000 kW		Numero n°	Potenza [Kw]
	Numero n°	Potenza [Kw]	Numero n°	Potenza [Kw]	Numero n°	Potenza [Kw]		
Impianti ammessi all'incentivazione	157	1.378	804	39.244	9	7.229	970	47.852
Impianti con lavori di realizzazione iniziati	70	706	168	8.127	3	1.233	241	10.066
Impianti con lavori di realizzazione conclusi	46	446	3	108	1	84	50	638
Impianti entrati in esercizio	38	360	3	108	1	84	42	552
Impianti per i quali i lavori non sono ancora iniziati	87	672	636	31.117	1*	1.000*	724*	32.789*

* 5 impianti di taglia superiore ai 50 kW sono stati esclusi dall'incentivazione in quanto non è stata presentata la fidejussione bancaria nei tempi previsti dal decreto 6 febbraio 2006.

Tab. 2 - 23: *Tabella di sintesi dello stato, al 30 settembre 2007, degli impianti fotovoltaici incentivati ai sensi del primo Conto energia e relativi alla Basilicata (fonte: GSE).*

Gli ultimi aggiornamenti forniti dal GSE, datati 02 marzo 2009, relativamente agli impianti entrati in esercizio, evidenzia un quadro più confortante rispetto al 30 settembre 2007, con un sensibile aumento sia degli impianti con potenza inferiore a 20 kW sia di quelli con potenza compresa tra 20 e 50 kW. In particolare, il numero degli impianti raggiunge complessivamente il 7,6% del totale ammesso all'incentivazione, corrispondente al 3,7% della potenza complessiva. (Tab. 2 - 24).

Classe di potenza		Impianti N	Potenza Inst. kW
1	1:20 kW	49	489
2	20:50 kW	23	1.039
3	50:1.000 kW	2	234
Totale		74	1.762

Tab. 2 - 24: *Numero d'impianti incentivati con il primo Conto Energia entrati in esercizio in Basilicata - aggiornato al 2 marzo 2009 (fonte: GSE - <http://atlasole.gse.it/viewer.htm>).*

Con riferimento al nuovo conto energia, introdotto dal D.M. 19 febbraio 2007, in Basilicata, al 30 settembre 2007, risulta entrato in esercizio un solo impianto di

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
2. La struttura dell'offerta energetica regionale.

potenza pari a 19,4 kW localizzato a Matera. In Tab. 2 - 25 è riportata la situazione per le varie regioni d'Italia.

REGIONE	CLASSE 1		CLASSE 2		CLASSE 3		TOTALE	
	1 kW ≤ P ≤ 3 kW		3 kW < P ≤ 20 kW		P > 20 kW		Numero	Potenza
	Numero	Potenza	Numero	Potenza	Numero	Potenza		
	n°	[Kw]	n°	[Kw]	n°	[Kw]	n°	[Kw]
VALLE D'AOSTA	-	-	2	39	-	-	2	39
PIEMONTE	67	166	20	133	1	45	88	344
LOMBARDIA	149	385	86	526	3	192	238	1.103
TRENTINO ALTO ADIGE	30	77	33	281	7	560	70	918
VENETO	65	164	33	170	1	29	99	363
FRIULI	24	63	27	128	-	-	51	192
LIGURIA	11	27	3	11	-	-	14	38
EMILIA ROMAGNA	102	259	31	248	1	50	134	557
TOSCANA	33	80	18	100	1	28	52	208
MARCHE	7	19	4	23	-	-	11	42
UMBRIA	4	9	2	22	-	-	6	31
LAZIO	28	72	14	78	1	41	43	191
ABRUZZO	11	27	5	35	-	-	16	63
MOLISE	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPANIA	7	18	4	53	1	30	12	100
BASILICATA	-	-	1	19	-	-	1	19
PUGLIA	31	77	13	84	1	46	45	207
CALABRIA	-	-	4	61	-	-	4	61
SICILIA	9	20	10	126	-	-	19	146
SARDEGNA	13	33	3	14	-	-	16	47
Totale	591	1.498	313	2.151	17	1.021	921	4.670

Tab. 2 - 25: Ripartizione per regione delle richieste di riconoscimento della tariffa incentivante relative al nuovo Conto Energia, aggiornate al 30 settembre 2007 (fonte: GSE).

Anche in questo caso, così come riscontrato per il primo conto energia, l'aggiornamento al 2 marzo 2009 fornito dal GSE illustra un quadro dell'intero meccanismo di incentivazione in continua evoluzione (Tab. 2 - 26). Peraltro, anche in Basilicata, pur nell'ambito di una base di dati poco significativa, si conferma la tendenza già registrata a livello nazionale che vede una netta prevalenza degli impianti di piccole dimensioni (fino a 20kW) nelle scelte dei cittadini.

Classe di potenza	Impianti	Potenza Inst.
	N	kW
1 1:3 kW	84	236
2 3:20 kW	91	729
3 >20 kW	13	1.519
Totale	188	2.484

Tab. 2 - 26: Numero d'impianti incentivati con il nuovo Conto Energia entrati in esercizio in Basilicata - aggiornato al 2 marzo 2009 (fonte: GSE - <http://atlasole.gse.it/viewer.htm>).

A tutti questi impianti oggetto di incentivazione tramite il Conto energia si aggiungono gli impianti finanziati tramite le incentivazioni in conto capitale derivanti da vari bandi regionali predisposti dal 2002 ad oggi. Si tratta di una cinquantina di impianti per una potenza di picco complessiva superiore ai 650 kW. A cui si aggiungono altri 59 impianti finanziati e ancora in corso di realizzazione per i quali non si conosce la potenza complessivamente installata. A questi si aggiungono, infine, altri 173,5 kW di fotovoltaico installati prima del 2002 e localizzati per il 71% in provincia di Potenza e per il restante 29% in provincia di Matera.

Non sono al momento, invece, disponibili dati relativi alla produzione elettrica di tutti questi impianti installati.

3. LA DOMANDA ENERGETICA REGIONALE.

La Regione Basilicata in termini assoluti non presenta una domanda energetica per usi finali molto elevata. Dal confronto col valore della domanda energetica nazionale si nota, infatti, che i consumi lucani rappresentano meno dell'1% dei consumi nazionali (0,6% nel 1990 e 0,8% nel 2005). Dal 1990 al 2005 la domanda energetica regionale ha subito una crescita costante passando dai 767 ktep del 1990 ai 1.136 ktep del 2005 con un incremento del 48%, rispetto ad un incremento dei consumi nazionali nello stesso periodo pari a meno del 21%. Dall'analisi della Fig. 3 - A si nota che la crescita risulta essere più ripida tra il 1995 e il 2000 e trainata per lo più dal settore industriale, che in questi anni ha subito una crescita elevata sia in termini assoluti (+200 ktep) che relativi (+80% rispetto al 1990). Inoltre, si nota come gran parte dei consumi sono da accreditarsi all'industria e ai trasporti. Un'elevata crescita relativa dei consumi si è registrata anche nel terziario (+88% dal 1990 al 2005), sebbene ciò in termini assoluti equivalga ad un incremento nei consumi finali di soli 55 ktep, e nel settore residenziale (+38%), mentre i trasporti e l'agricoltura hanno visto accrescere i loro consumi energetici rispettivamente del 20% e del 25%.

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

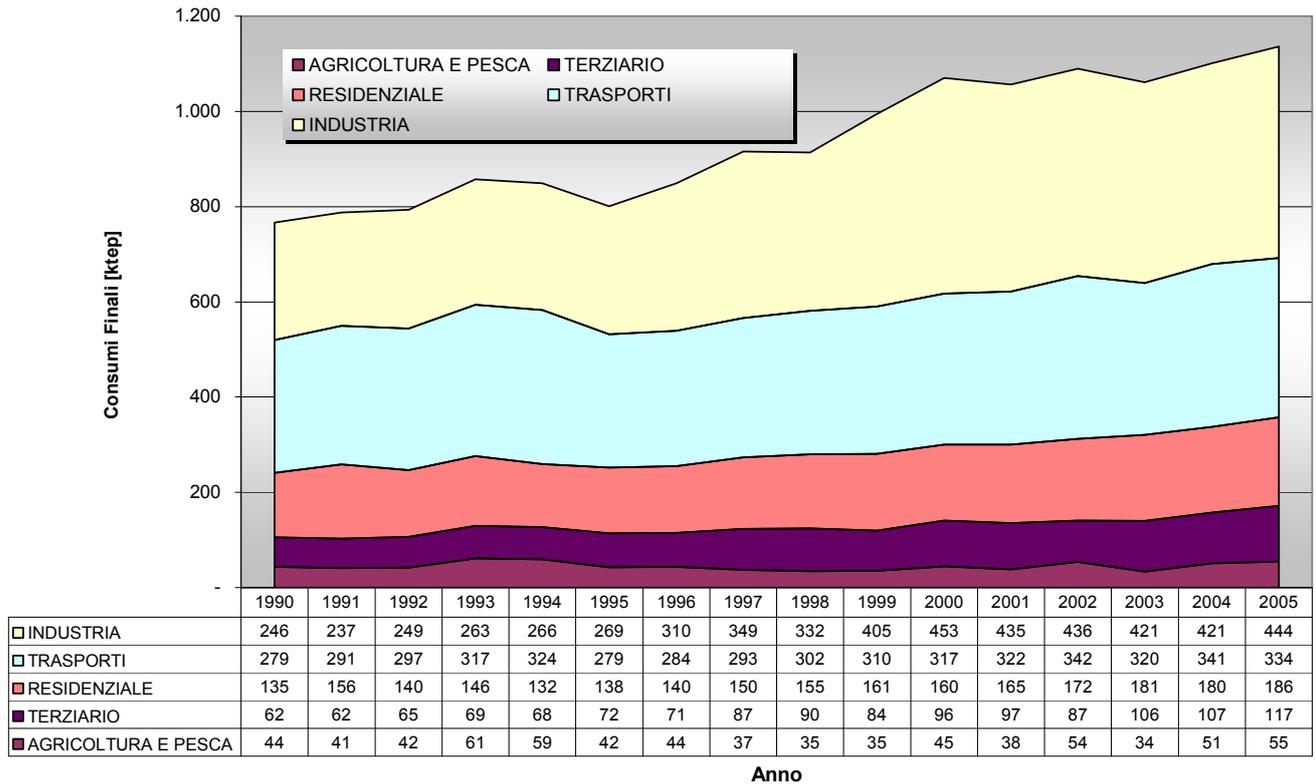


Fig. 3 - A: *Evoluzione storica dei consumi finali regionali suddivisi per settore (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).*

Questa evoluzione porta ad una leggera modifica nell'analisi della quota percentuale di ciascun settore rispetto alla domanda complessiva regionale. In Fig. 3 - B è riportato l'andamento del contributo percentuale dato da ciascun settore alla domanda complessiva lucana. Negli anni si è assistito ad un incremento dei consumi industriali, che ha portato questo settore ad essere ancor di più il settore con i consumi prevalenti (si è passati dal 32% dei consumi totali a circa il 40%); conseguentemente, è sceso il peso dei trasporti, mentre quello degli altri settori è rimasto sostanzialmente immutato. Un'evoluzione abbastanza singolare, che ha portato la Basilicata a differenziarsi fortemente dalla media nazionale in termini di peso dei vari settori nella domanda complessiva (Fig. 3 - C). In particolare, in Italia la quota di consumo per settore è rimasta quasi costante negli anni, al contrario di quanto verificatosi in Basilicata.

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

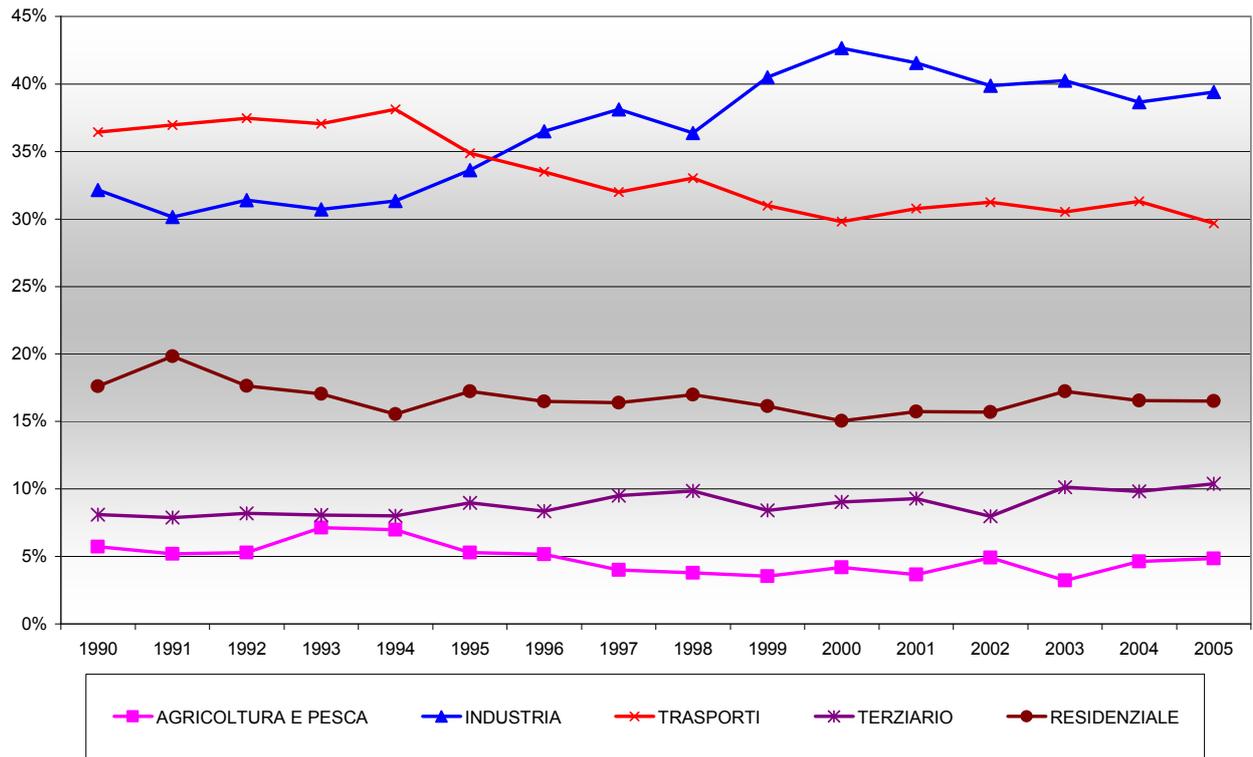


Fig. 3 - B: Quote di consumo per settore in Basilicata (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

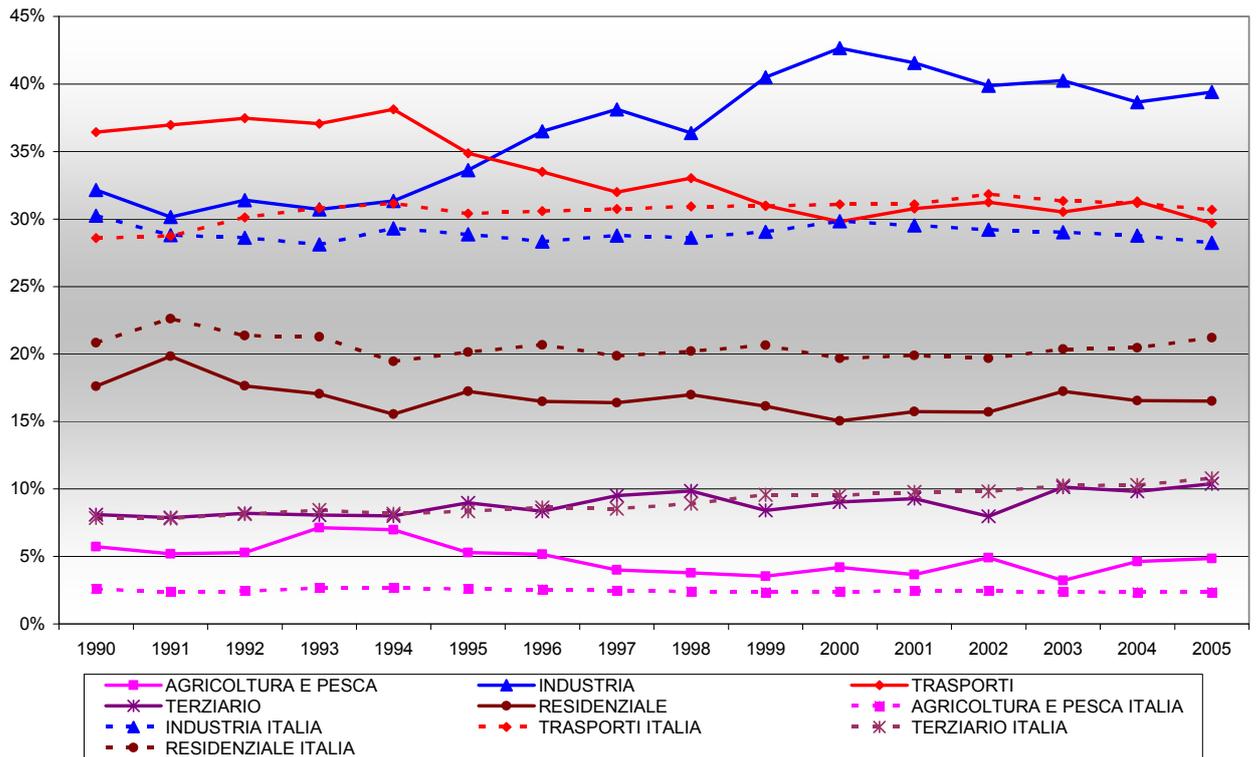


Fig. 3 - C: Quote di consumo per settore in Basilicata e in Italia (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

Nella Fig. 3 - D e nella Fig. 3 - E è riportata, rispettivamente per la Basilicata e l'Italia nel suo complesso, la ripartizione dei consumi tra i vari settori per l'anno 2005.

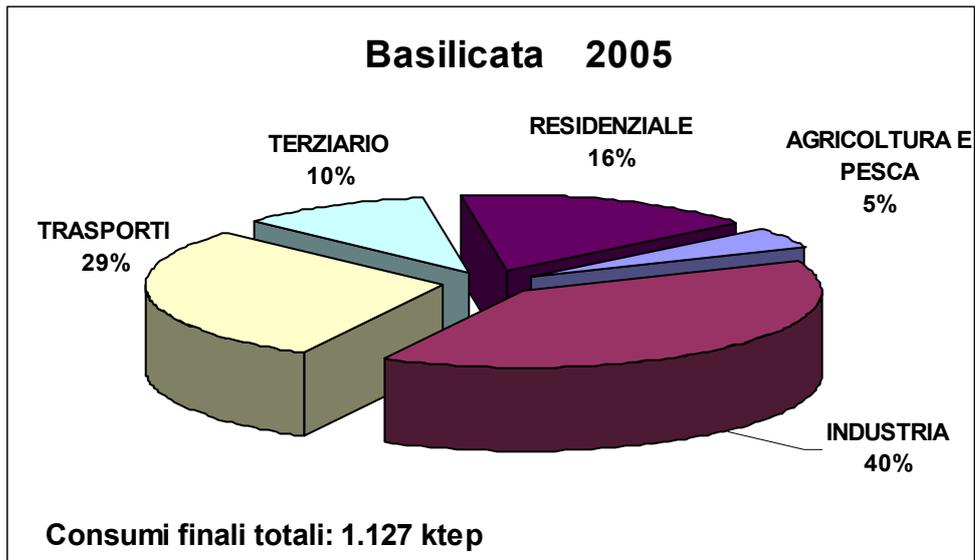


Fig. 3 - D: Ripartizione nel 2005 dei consumi regionali fra i diversi settori (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

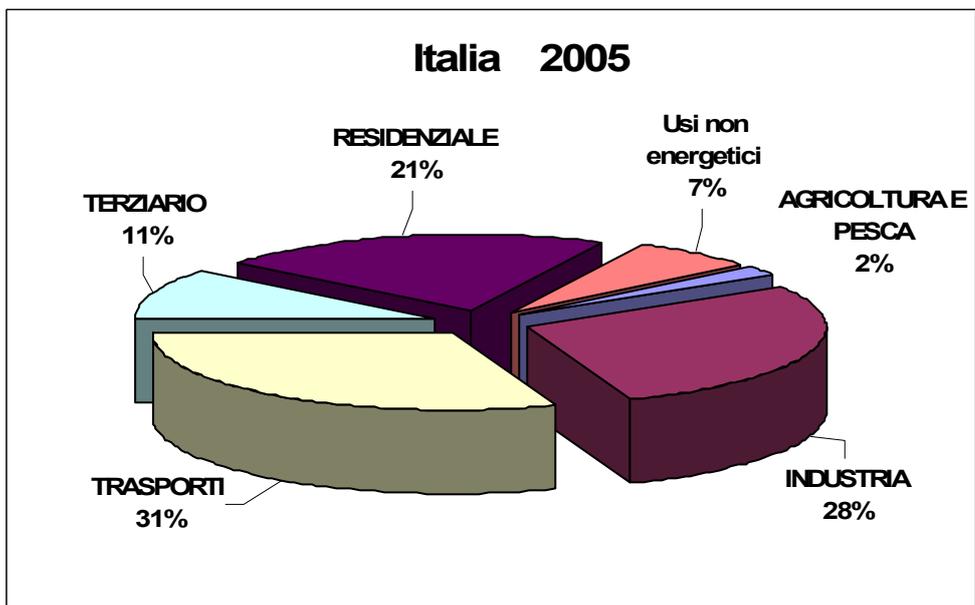


Fig. 3 - E: Ripartizione nel 2005 dei consumi nazionali fra i diversi settori (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

Dal confronto tra i due grafici si nota l'anomalia del settore industriale lucano, che è responsabile del 40% circa dei consumi energetici regionali rispetto al 28% dei consumi a livello nazionale.

*Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
3. La domanda energetica regionale.*

Con riferimento, invece, alla ripartizione dei consumi fra i vari vettori energetici, dalla Fig. 3 - F si nota che il vettore energetico più utilizzato è costituito dai prodotti petroliferi, seguiti dal gas naturale. Inoltre, si nota che negli ultimi anni l'uso di derivati del petrolio come combustibili è cresciuto leggermente (dal 1999 al 2005 i consumi di derivati del petrolio hanno registrato una crescita di circa il 8%), mentre si è avuto un più marcato aumento nell'utilizzo di gas naturale (+12%) e nei consumi di energia elettrica (+22%), nonché un forte aumento relativo nell'utilizzo di rinnovabili (+92%), aumento dovuto all'impiego a fini energetici dei rifiuti che, in termini assoluti, è però poco rilevante per effetto della marginalità che rivestono le rinnovabili come vettore energetico.

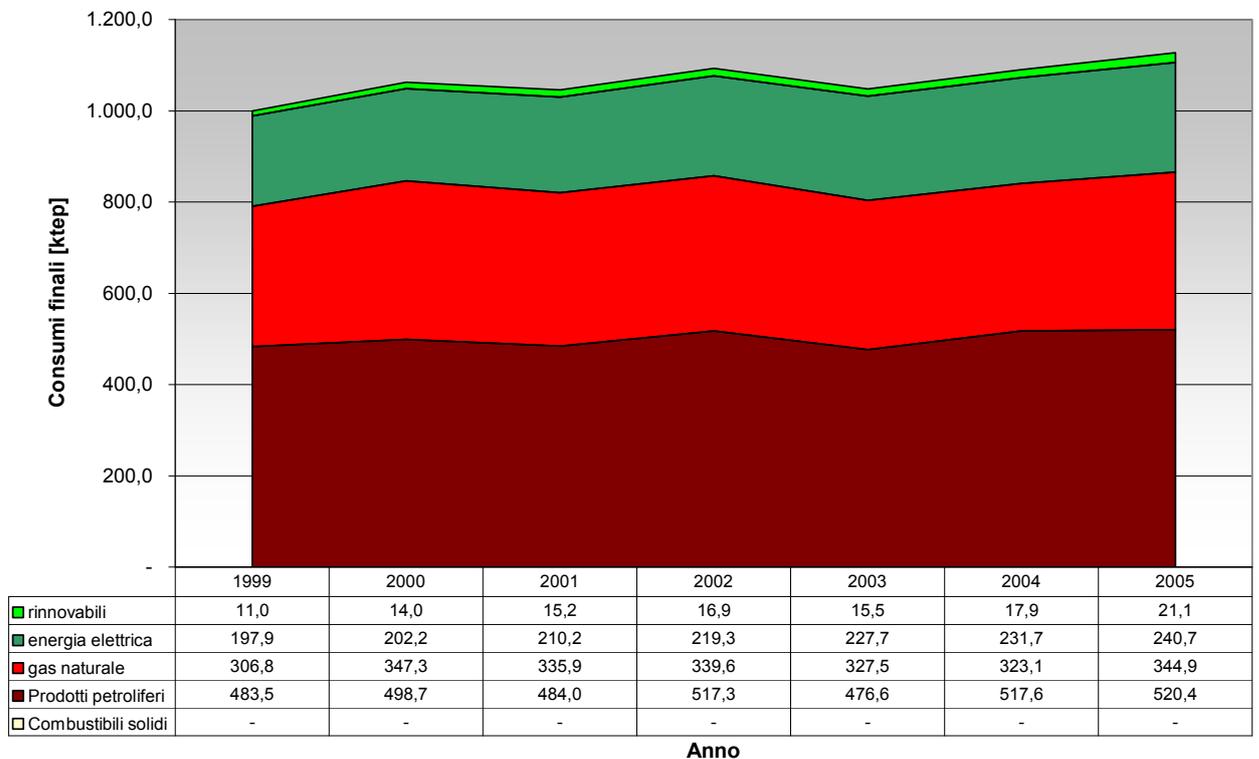


Fig. 3 - F: *Andamento storico dei consumi energetici suddivisi per fonti (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).*

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

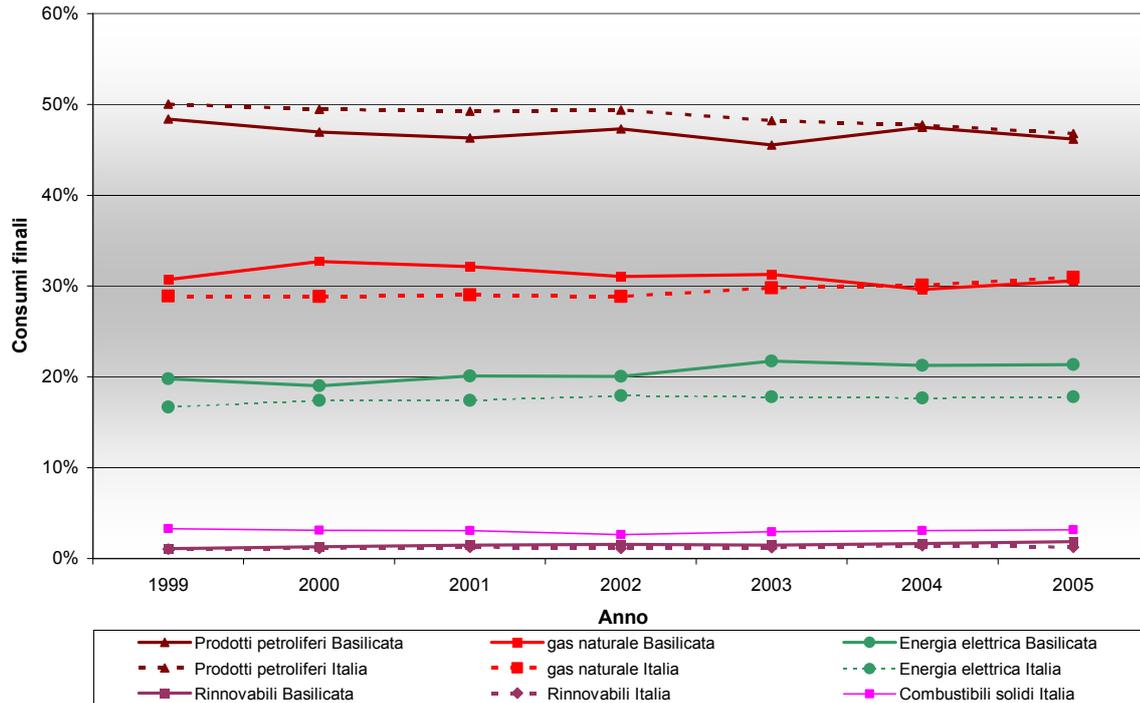


Fig. 3 - G: *Andamento storico % dei consumi energetici suddivisi per fonti in Italia e in Basilicata (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).*

La Fig. 3 - G evidenzia il mix di fonti energetiche impiegate negli usi finali e la sua evoluzione nel tempo, confrontando il contesto regionale con quello nazionale. Dal confronto si evince una sostanziale uguaglianza tra Italia e Basilicata nel mix di fonti energetiche utilizzate per gli usi finali e nel loro peso sul totale dei consumi, tendenza che si è rafforzata negli ultimi anni. In particolare, nel 2005 si assiste ad una ripartizione dei consumi tra le varie fonti energetiche primarie e secondarie molto simile, se si eccettuano lievi distinzioni sui combustibili fossili (Fig. 3 - H e Fig. 3 - I).

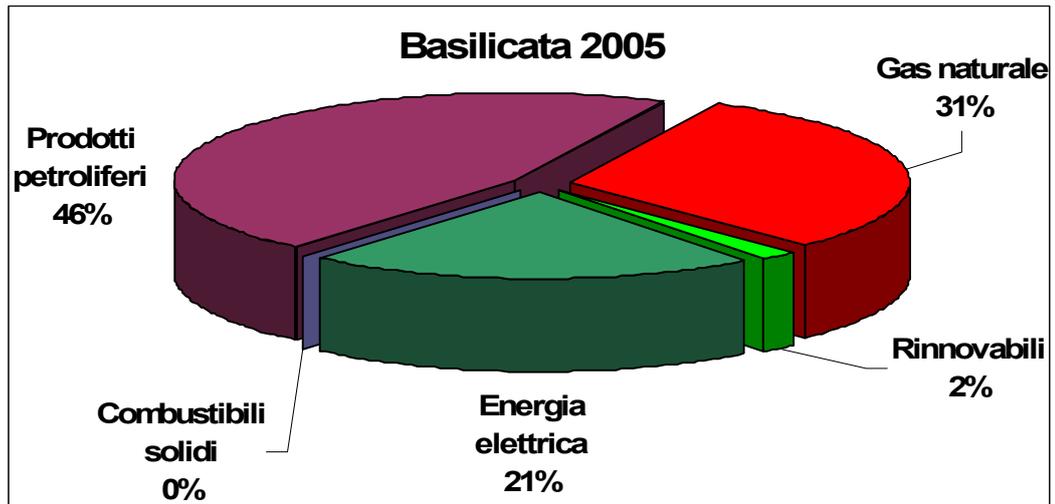


Fig. 3 - H: Utilizzo delle varie fonti energetiche negli usi finali lucani (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

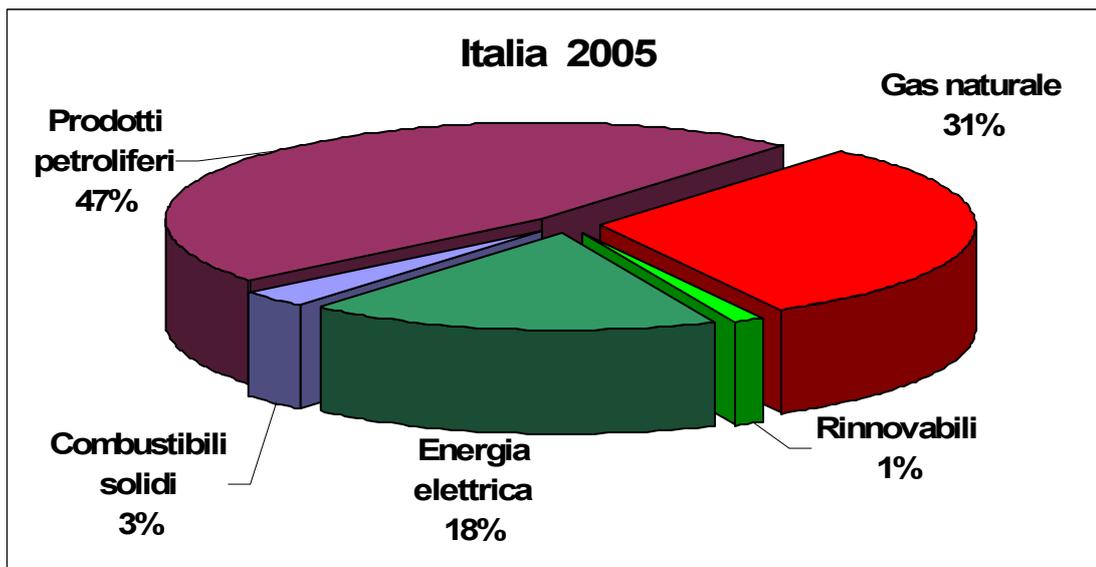


Fig. 3 - I: Utilizzo delle varie fonti energetiche negli usi finali nazionali (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

Quasi la metà dei consumi finali regionali, ma anche nazionali, è soddisfatta utilizzando derivati del petrolio (46%), il 31% tramite gas naturale e il 21% tramite energia elettrica.

Aggregando i consumi suddivisi per tipologia di fonte energetica, si ottengono dati relativi al consumo complessivo che in alcuni casi divergono da quanto riportato in precedenza. Ad esempio, nel 2005 il consumo complessivo risulta essere pari a

1.127 ktep, anziché 1.136 ktep. Le divergenze tra le due serie storiche sono imputabili alla differente fonte bibliografica presa in considerazione.

Nell'analisi di dettaglio dei consumi all'interno di ciascun settore economico si farà riferimento ai dati riportati in Fig. 3 - F.

3.1. Il settore agricolo e della pesca.

Il settore agricolo e della pesca regionale con i suoi 55 ktep al 2005 rappresenta meno del 2% dei consumi nazionali del settore (3.402 ktep nel 2005). Questo settore ha subito a livello regionale, dal 1990 al 2005, una crescita dei consumi del 25%, passando dai 44 ktep del 1990 ai 55 ktep del 2005. Crescita che comunque risulta essere maggiore di quella che il settore ha subito a livello nazionale (+9%). In Fig. 3 - J è riportato l'andamento, in termini percentuali, della crescita del settore in ambito regionale e nazionale.

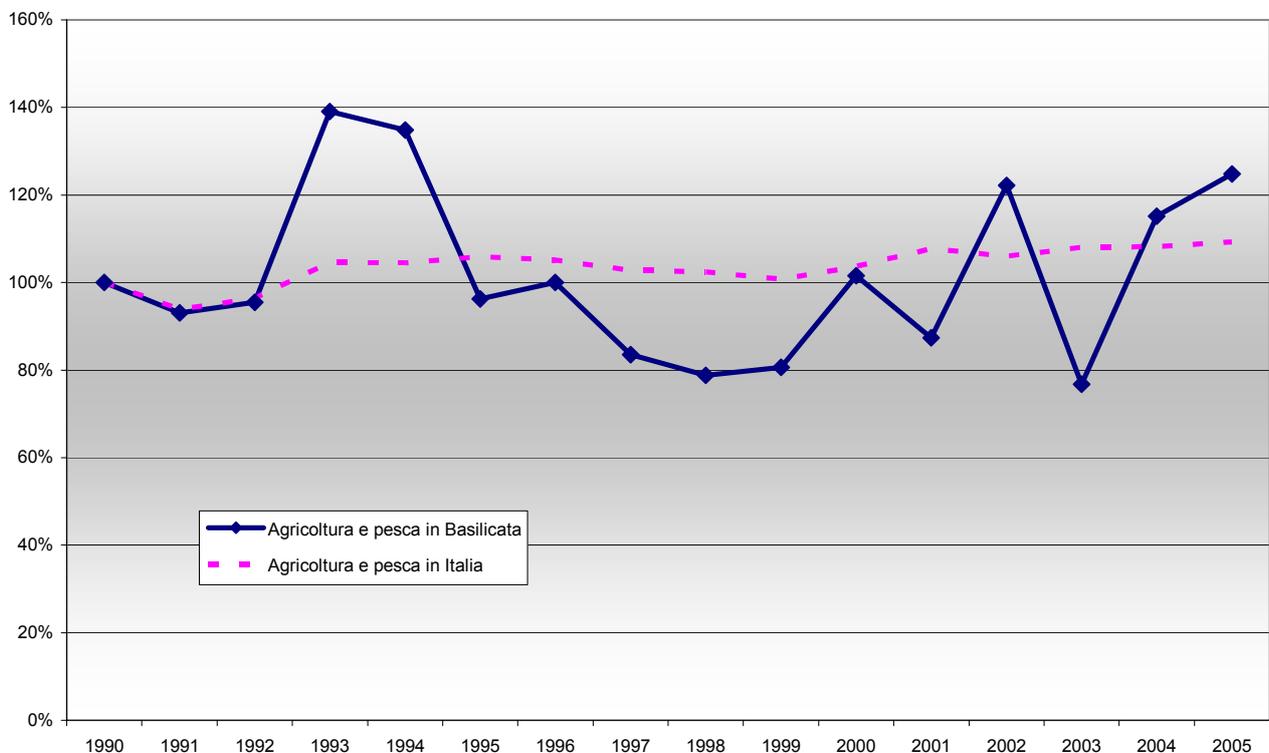


Fig. 3 - J: Andamento della crescita del settore in regione e in Italia (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

Nonostante la crescita registrata, il settore continua a ricoprire un ruolo marginale nella determinazione della domanda complessiva regionale (il 5% del totale). Un ruolo, però, maggiore di quello rivestito in ambito nazionale dove il settore dell'agricoltura e della pesca è responsabile del 2% dei consumi finali di energia.

Analizzando nel dettaglio la composizione del mix di fonti energetiche primarie e secondarie utilizzate in questo settore al fine di sopperire alla relativa domanda, si nota che la ripartizione dei consumi tra le varie fonti energetiche primarie e secondarie è rimasta quasi immutata nel tempo, con una grande prevalenza dei prodotti petroliferi ed in particolare del gasolio agricolo. Inoltre, la crescita ottenuta negli anni è da attribuirsi per lo più all'utilizzo dei prodotti petroliferi che hanno subito un incremento nel loro utilizzo dal 1999 al 2005 del 61% (Fig. 3 - K).

Restringendo l'analisi al solo 2005, si nota che i prodotti petroliferi rappresentano l'87% dei consumi del settore, mentre il gas naturale rappresenta solo il 2% dei consumi finale e l'energia elettrica il restante 11% (Fig. 3 - L). Un mix molto più orientato verso i prodotti petroliferi di quanto avviene in Italia, dove il loro peso scende al 77% a vantaggio delle altre fonti, quali gas naturale (5%), rinnovabili (4%) ed energia elettrica (14%).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

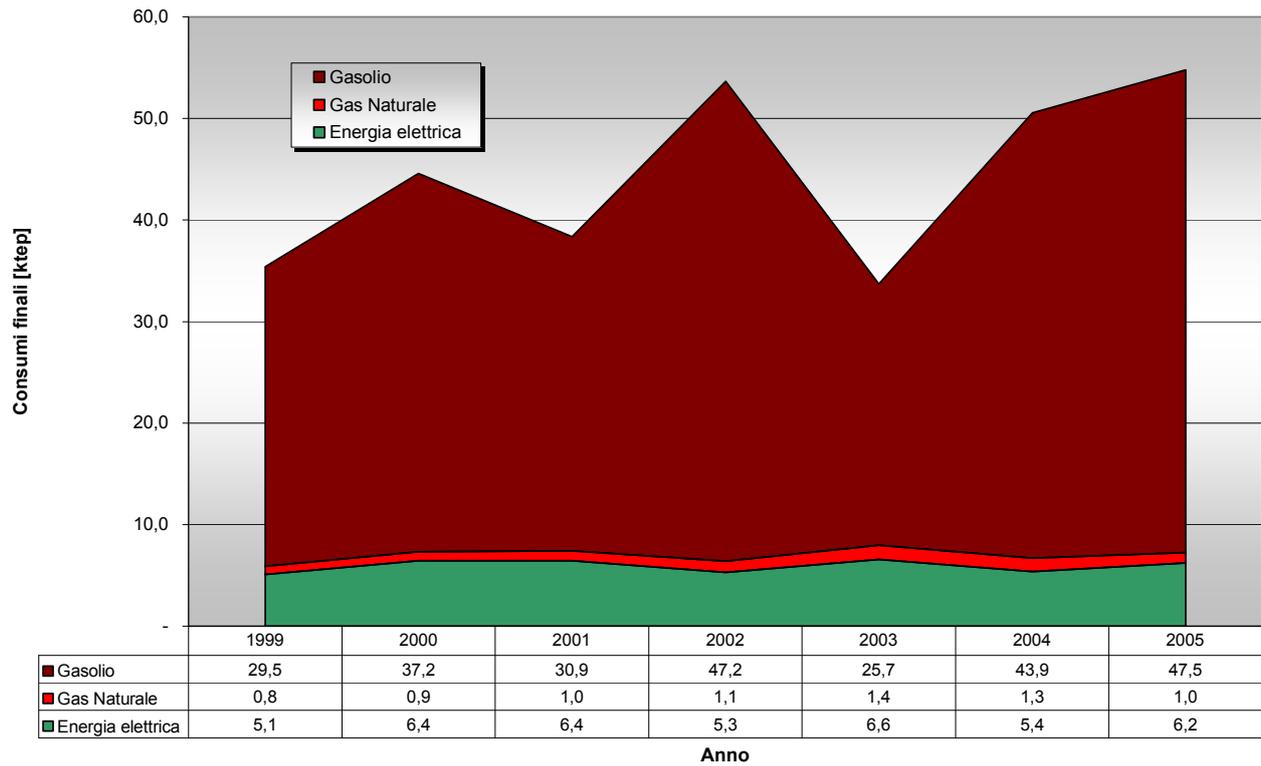


Fig. 3 - K: Andamento dei consumi nel settore agricolo e della pesca suddivisi per fonte energetica (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
3. La domanda energetica regionale.

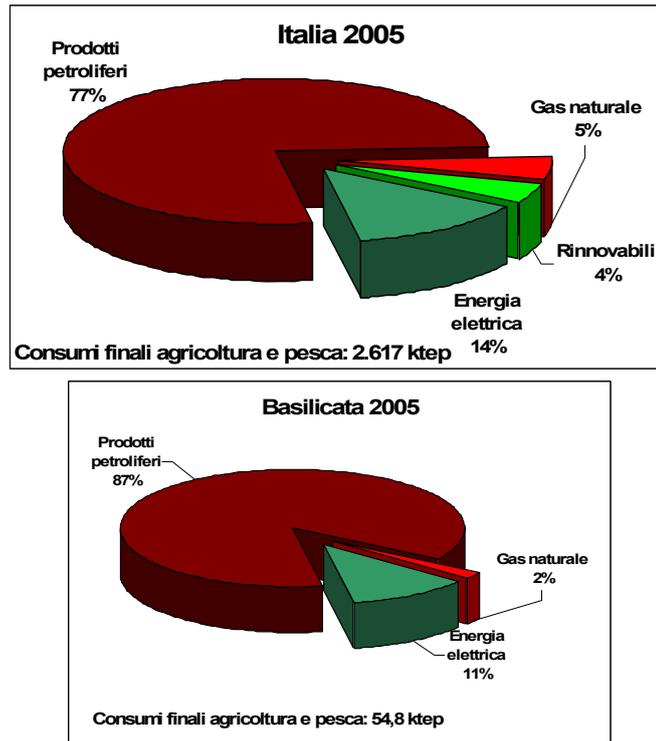


Fig. 3 - L: Ripartizione dei consumi nel settore agricolo e della pesca per fonte energetica in Basilicata e in Italia (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

Viceversa, il consumo di gas naturale ha subito un aumento del 25% (0,2 ktep), mentre l'utilizzo di energia elettrica è aumentato del 22% circa (1,1 ktep). In ogni caso, quantità del tutto modeste in termini assoluti e che mostrano l'estrema marginalità di queste altre fonti in questo comparto.

In Fig. 3 - M è riportato l'andamento dei consumi elettrici nel settore suddiviso fra le due province. Si nota una leggera predominanza della provincia di Matera nei consumi elettrici (55% circa contro il 45% di Potenza).

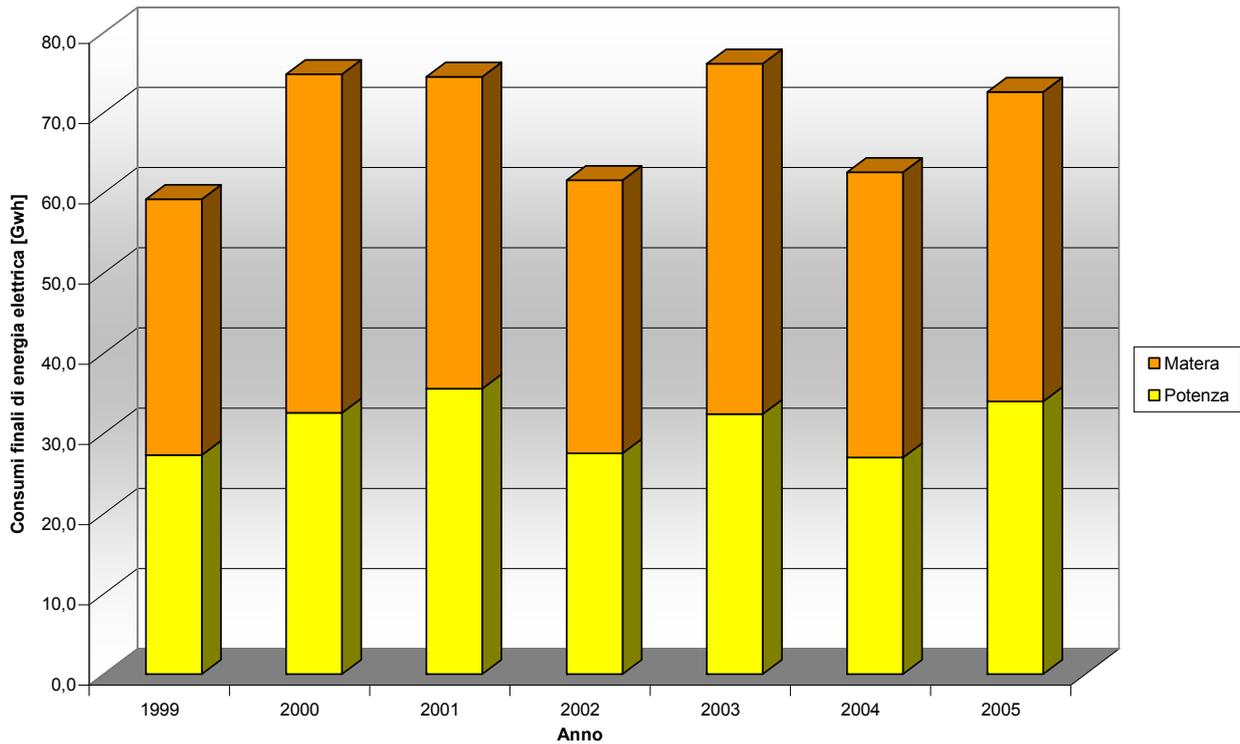


Fig. 3 - M: Ripartizione dei consumi elettrici del settore agricolo e della pesca per provincia (elaborazioni GSE da dati TERNA).

3.2. Il settore industriale.

Il settore industriale nel 2005 ha registrato un livello di consumi di circa 444 ktep, pari al 40% dell'intero consumo per usi finali regionale, una percentuale – come osservato in precedenza e riportato nella Fig. 3 - N - di gran lunga superiore a quella che il settore presenta a livello nazionale (28%).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
3. La domanda energetica regionale.

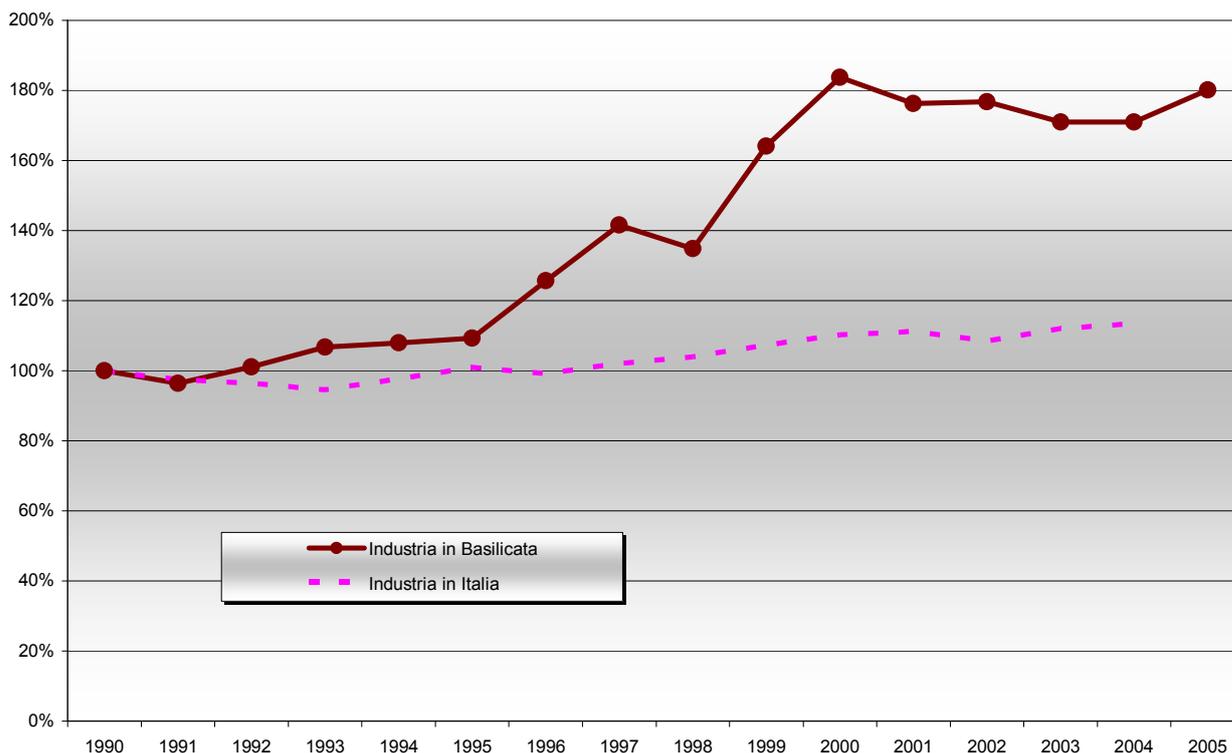


Fig. 3 - N: *Andamento della crescita del settore in regione e in Italia (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).*

Analizzando nel dettaglio la composizione del mix di fonti energetiche primarie e secondarie utilizzate in questo settore al fine di sopperire alla relativa domanda si nota che l'utilizzo di gas naturale permette di soddisfare circa il 44% dei consumi complessivi del settore. In particolare i consumi di gas naturale hanno subito un forte incremento fino al 2000, mentre successivamente si sono mantenuti tra i 210 e i 230 ktep.

Una certa riduzione si è registrata, invece, nei consumi di prodotti petroliferi, mentre i consumi di energia elettrica sono saliti di circa il 20% (Fig. 3 - O). Al 2005, i consumi energetici del settore industriale risultano soddisfatti attraverso l'utilizzo di gas naturale in percentuale pari al 44%, di energia elettrica in percentuale pari al 29%, di prodotti petroliferi (24%) e di RSU (3%). Un mix che si avvicina molto per ciascuna fonte alle percentuali nazionali, anche se sconta la mancanza di consumi di combustibili solidi (Fig. 3 - P).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

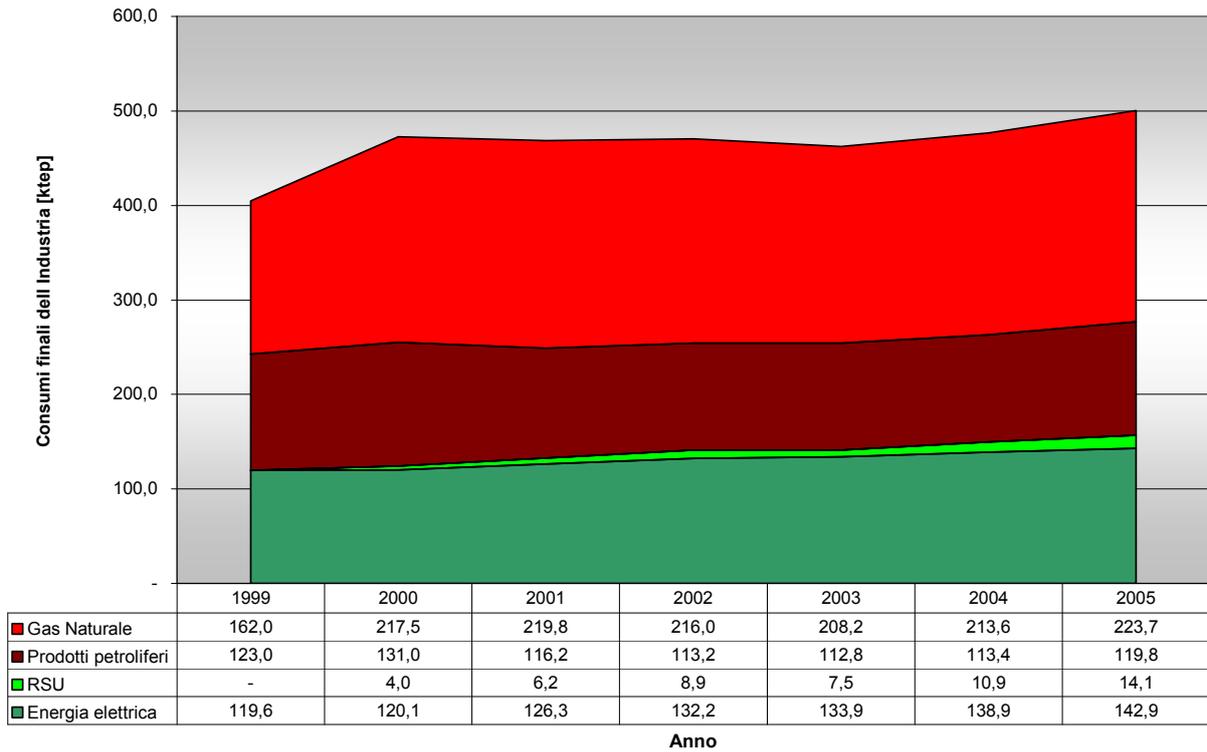


Fig. 3 - O: Andamento dei consumi nel settore industriale suddivisi per fonte energetica (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
3. La domanda energetica regionale.

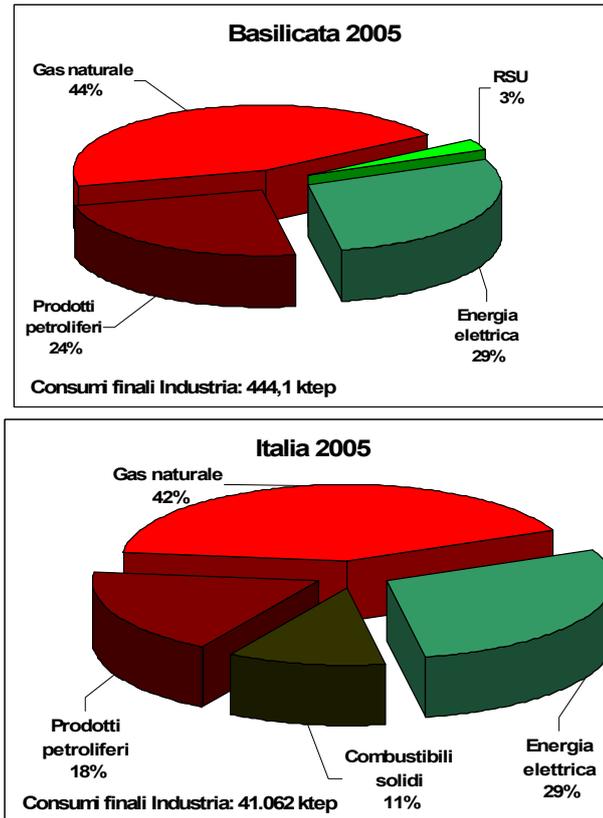


Fig. 3 - P: Ripartizione dei consumi nel settore industriale per fonte energetica in Basilicata e in Italia (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

In Fig. 3 - Q è riportato l'andamento dei consumi elettrici nel settore suddiviso fra le due province. Si nota una forte predominanza dei consumi elettrici relativi al comparto industriale della provincia di Potenza rispetto a quella di Matera (78% circa contro il 22% di Matera). In Fig. 3 - R e Tab. 3 - 1 è inoltre riportato l'andamento dei consumi elettrici relativo ad alcuni dei più importanti comparti in cui si suddivide il settore industriale e in Fig. 3 - R sono riportati i relativi valori espressi in GWh. La Tab. 3 - 2 e la Tab. 3 - 3 mostrano l'andamento dei consumi elettrici del settore fra le due province e una ripartizione dei consumi su base provinciale fra i vari comparti e relativa al 2005 (Fig. 3 - S e Fig. 3 - T).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

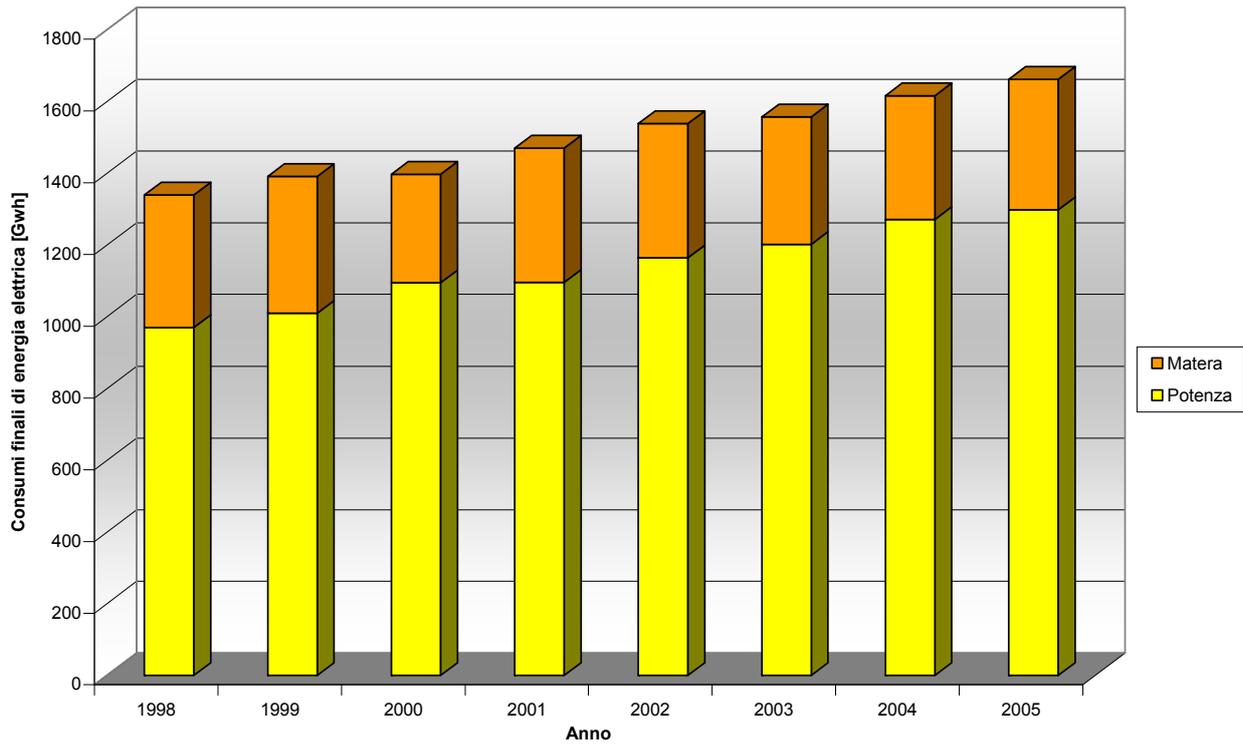


Fig. 3 - Q: Ripartizione dei consumi elettrici del settore industriale per provincia (elaborazioni GSE da dati TERNA).

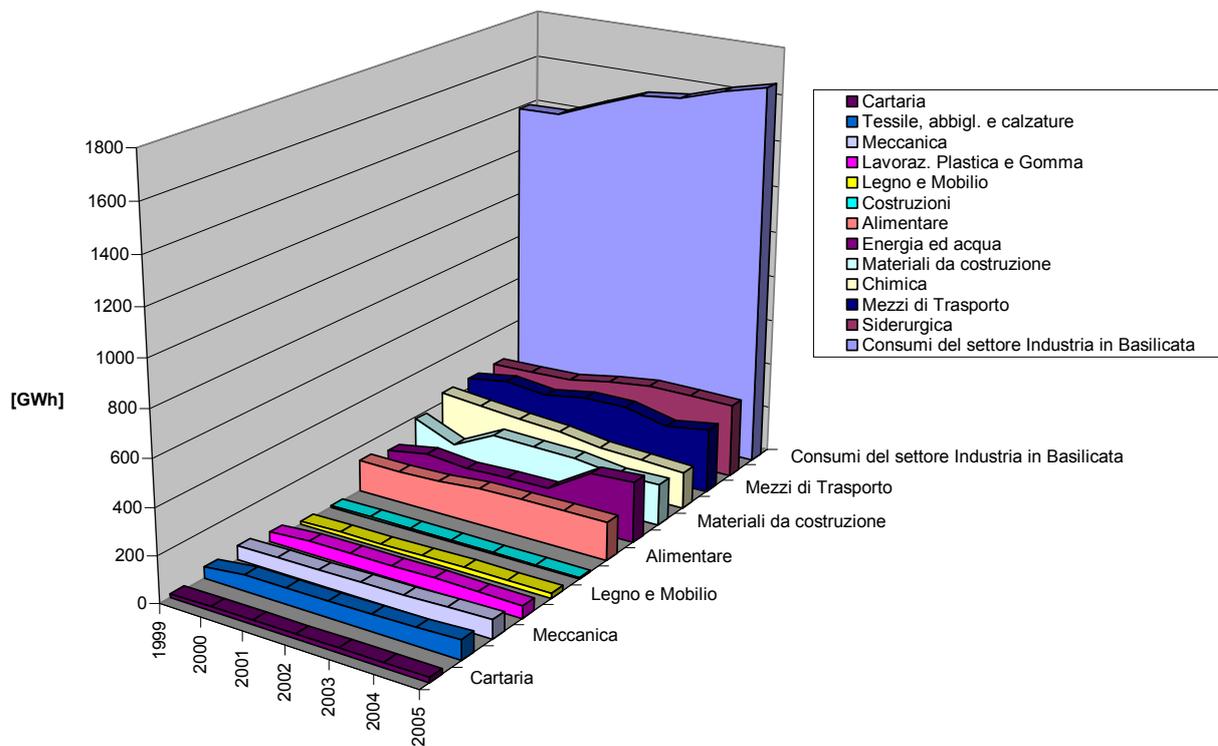


Fig. 3 - R: Consumi elettrici del settore industriale lucano (elaborazioni GSE da dati TERNA).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
3. La domanda energetica regionale.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Siderurgica	251	255	262	297	323	322	320
Chimica	245	228	213	201	176	167	158
Materiali da costruzione	190	116	207	202	198	175	178
Cartaria	17	19	20	19	21	21	22
Alimentare	139	137	143	159	163	165	165
Tessile, abbigl. e calzature	50	71	71	72	75	77	85
Meccanica	61	64	65	68	69	76	81
Mezzi di Trasporto	246	276	257	290	291	251	281
Lavoraz. Plastica e Gomma	43	55	56	55	59	56	53
Legno e Mobilio	14	18	18	21	23	23	22
Costruzioni	8	8	8	8	8	7	7
Energia ed acqua	113	145	127	134	137	252	262
Altre industrie	15	4	21	11	15	23	27
Consumi del settore Industria in Basilicata	1391	1397	1469	1538	1557	1615	1661

Tab. 3 - 1: Consumi elettrici in GWh del settore industriale lucano (elaborazioni GSE da dati TERNA).

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Siderurgica	250	255	262	297	323	322	320
Chimica	61	67	70	71	67	68	59
Materiali da costruzione	87	100	105	98	99	89	89
Cartaria	16	18	19	18	19	20	20
Alimentare	114	113	117	131	134	135	137
Tessile, abbigl. e calzature	42	41	42	38	40	39	29
Meccanica	57	59	60	64	65	72	76
Mezzi di Trasporto	243	273	254	287	289	249	279
Lavoraz. Plastica e Gomma	34	36	37	36	37	35	36
Legno e Mobilio	3	4	4	4	4	5	5
Costruzioni	5	5	6	4	4	4	4
Energia ed acqua	96	122	101	109	110	223	233
Altre industrie	2	3	19	8	10	11	12
Consumi del settore industria POTENZA	1.010	1.094	1.096	1.164	1.201	1.271	1.297

Tab. 3 - 2: Consumi elettrici in GWh del settore industriale potentino (elaborazioni GSE da dati TERNA).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Siderurgica	0	0	0	0	0	0	0
Chimica	184	162	143	130	109	99	99
Materiali da costruzione	104	16	102	105	99	86	89
Cartaria	1	1	1	1	1	1	1
Alimentare	25	24	26	29	29	30	29
Tessile, abbigl. e calzature	8	30	29	34	35	38	57
Meccanica	4	5	5	4	4	5	5
Mezzi di Trasporto	3	3	3	3	2	2	2
Lavoraz. Plastica e Gomma	9	19	19	19	21	21	17
Legno e Mobilio	11	14	14	17	19	18	17
Costruzioni	2	3	3	4	4	3	3
Energia ed acqua	17	23	26	25	27	29	29
Altre industrie	12	1	3	3	5	12	15
Consumi del settore industria MATERA	381	303	373	374	356	344	364

Tab. 3 - 3: Consumi elettrici in GWh del settore industriale materano (elaborazioni GSE da dati TERNA).

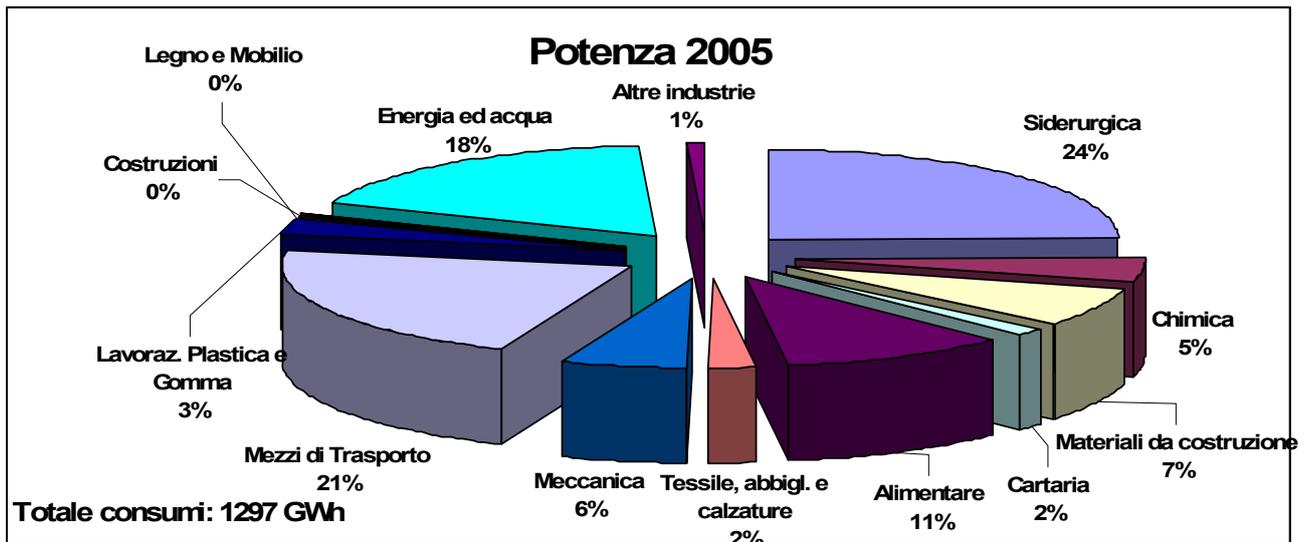


Fig. 3 - S: Ripartizione consumi elettrici fra i comparti dell'industria nella provincia di Potenza (elaborazioni GSE da dati TERNA).

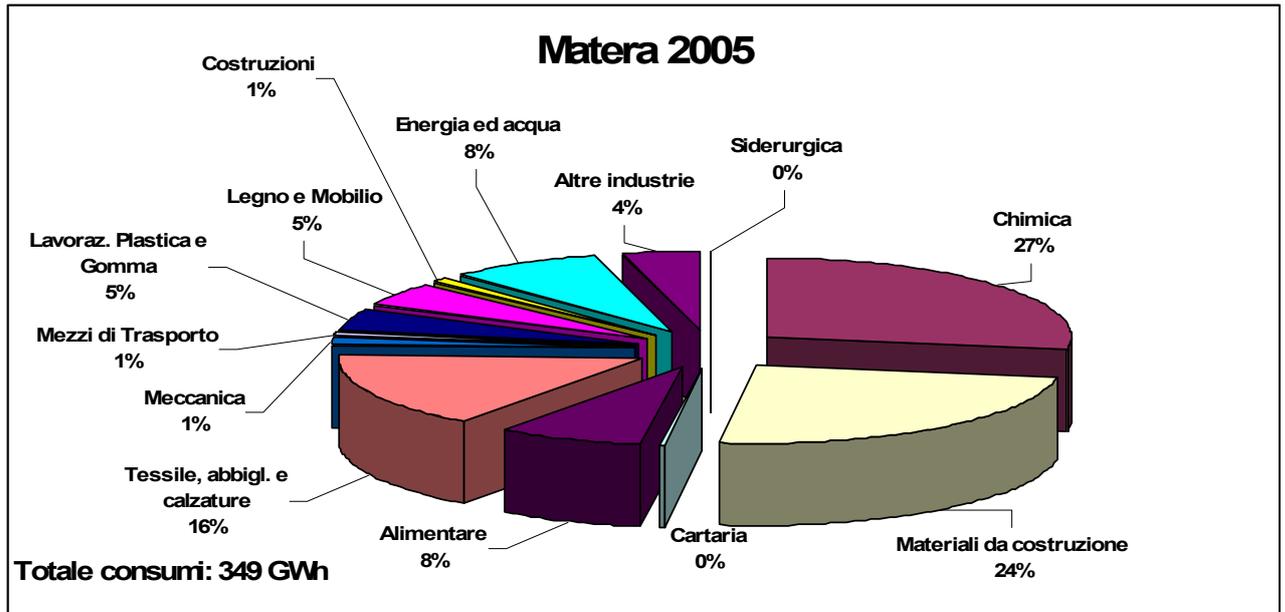


Fig. 3 - T: Ripartizione consumi elettrici fra i comparti dell'industria nella provincia di Matera (elaborazioni GSE da dati TERNA).

3.3. Il settore terziario.

Con i suoi 117 ktep nel 2005 il terziario lucano rappresenta lo 0,7% dei consumi del settore terziario nazionale. Questa marginalità in ambito nazionale si ripresenta in ambito locale nel confronto con gli altri settori. Infatti, il terziario rappresenta solo il 10 % dei consumi regionali, sebbene negli anni dal 1990 al 2005 abbia registrato una crescita dei consumi dell'88%, passando dai 62 ktep del 1990 ai 117 ktep del 2005. Crescita che comunque risulta essere maggiore di quella che il settore ha subito a livello nazionale (+66%). In Fig. 3 - U è riportato l'andamento, in termini percentuali, della crescita del settore in ambito regionale e nazionale.

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
3. La domanda energetica regionale.

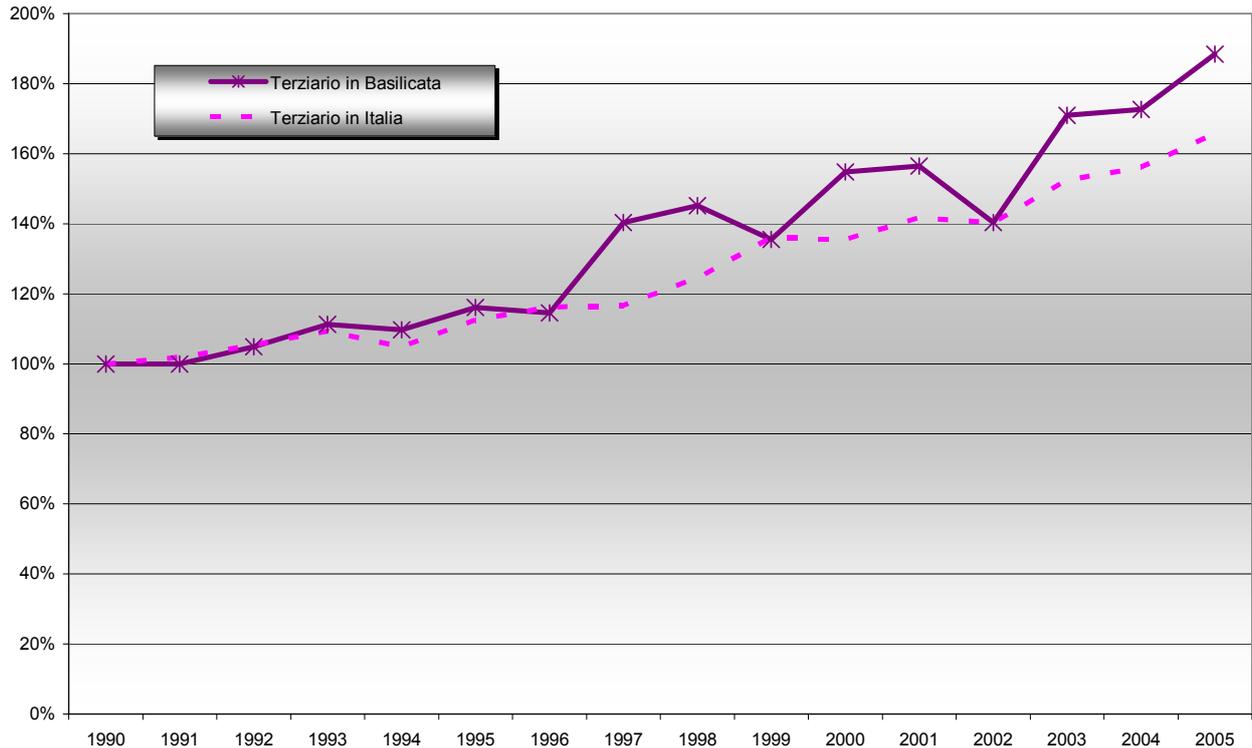


Fig. 3 - U: Andamento della crescita del settore in regione e in Italia (elaborazioni GSE da dati TERNA).

Analizzando nel dettaglio la composizione del mix di fonti energetiche primarie e secondarie utilizzate in questo settore al fine di sopperire alla relativa domanda si nota che mentre i consumi di gas naturale nel corso degli anni sono diminuiti per poi ritornare ai livelli del 1999, sono aumentati i consumi di prodotti petroliferi e di energia elettrica (Fig. 3 - V).

In particolare, al 2005 i consumi del settore sono soddisfatti ricorrendo per il 47% all'utilizzo di gas naturale, per il 43% all'utilizzo di energia elettrica e per il 10 % all'uso di prodotti petroliferi (Fig. 3 - W). Un mix praticamente identico a quello utilizzato nel settore a livello nazionale.

Interessante è anche analizzare l'andamento dei consumi elettrici del settore (+48%) e la loro ripartizione per ambito provinciale. In particolare, dal 1999 al 2005 i consumi elettrici nel terziario sono aumentati del 41% nella provincia di Potenza (da 243 a 343 GWh) e del 61% (da 108 a 191 GWh) nella provincia di Matera. Inoltre appare evidente il maggiore consumo elettrico imputabile alla provincia di Potenza (64%) rispetto a quello della provincia di Matera (36%).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

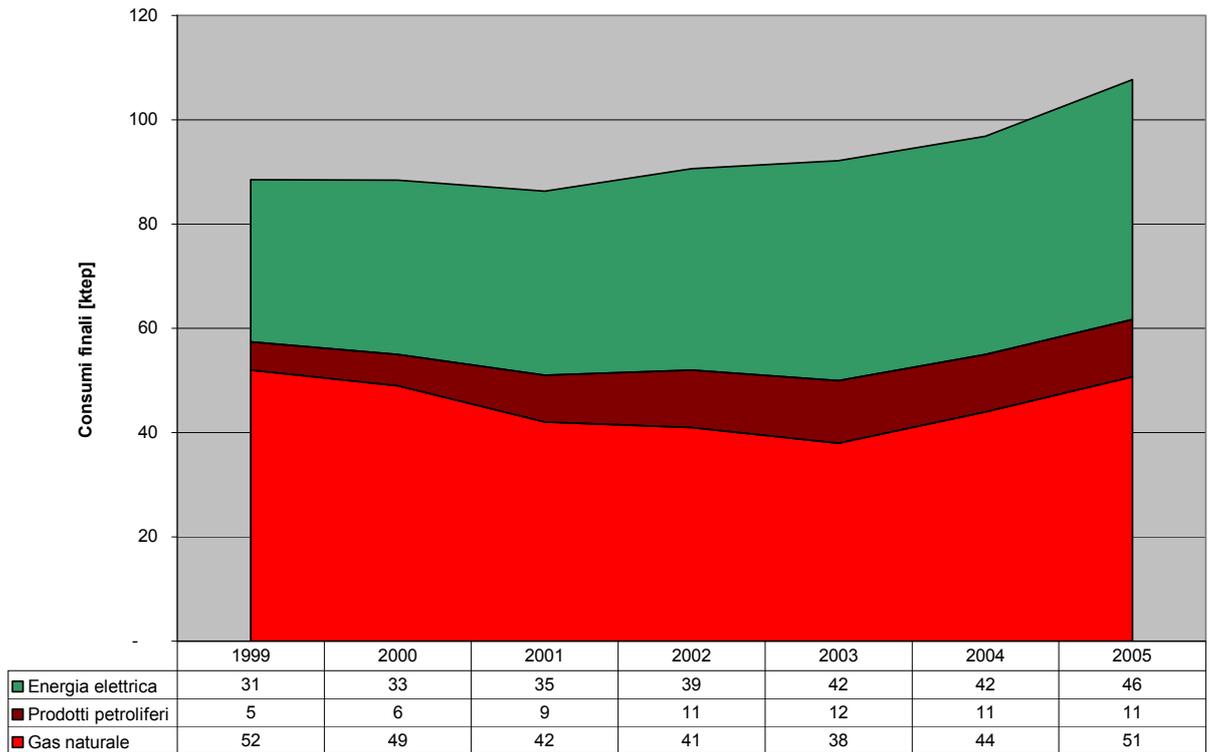


Fig. 3 - V: Andamento dei consumi nel settore terziario suddivisi per fonte energetica (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

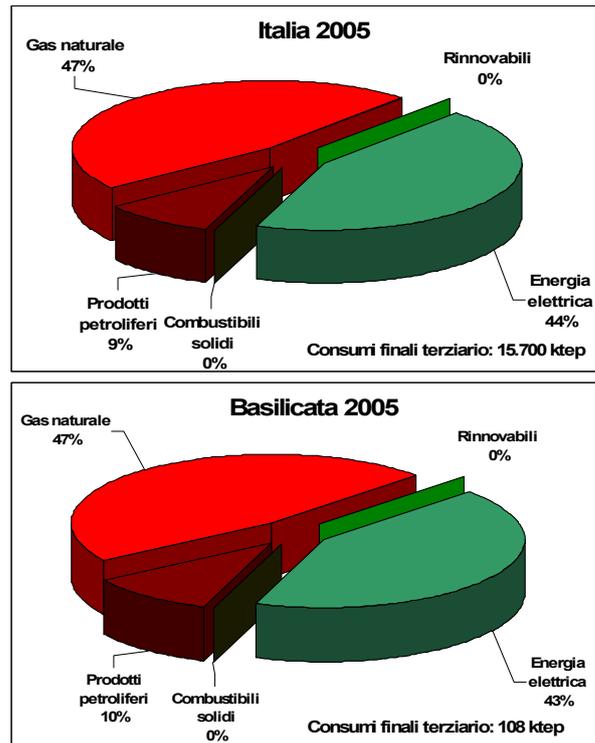


Fig. 3 - W: Ripartizione dei consumi nel settore terziario per fonte energetica in Basilicata e in Italia (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

Viceversa il consumo di gas naturale ha subito un aumento del 25% (0,2 ktep), mentre l'utilizzo di energia elettrica è aumentato del 22% circa (1,1 ktep). In ogni caso quantità del tutto modeste in termini assoluti e che mostrano l'estrema marginalità di queste altre fonti in questo comparto.

In Fig. 3 - X è riportato l'andamento dei consumi elettrici nel settore suddiviso fra le due province. Si nota una leggera predominanza della provincia di Matera nei consumi elettrici (55% circa contro il 45% di Potenza). In Fig. 3 - Y è inoltre riportato l'andamento dei consumi elettrici relativo ai vari comparti in cui si suddivide il settore terziario e in Tab. 3 - 4 sono riportati i relativi valori espressi in GWh. Si riportano poi di seguito la Fig. 3 - Z e la Fig. 3 - AA, che mostrano l'andamento dei consumi elettrici del settore nelle due province, evidenziando i consumi relativi alla pubblica amministrazione e all'illuminazione pubblica, ed infine una ripartizione dei consumi su base provinciale fra i vari comparti e relativa al 2005 (Fig. 3 - BB e Fig. 3 - CC).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

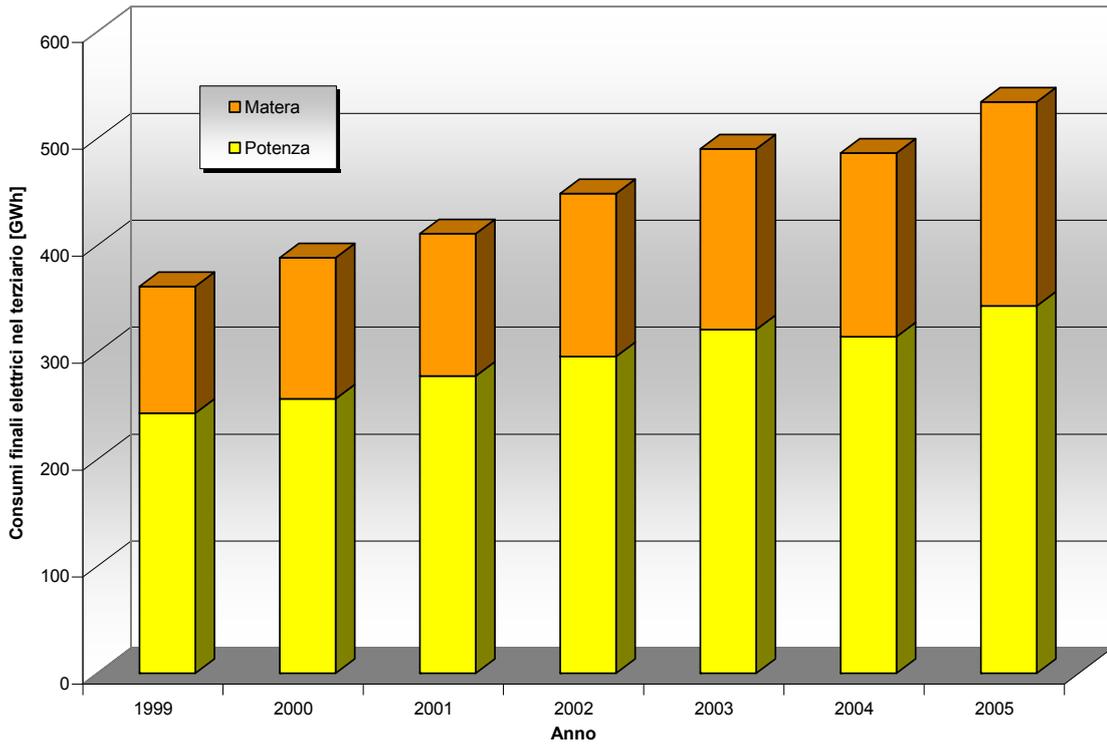


Fig. 3 - X: Ripartizione dei consumi elettrici del settore terziario per provincia (elaborazioni GSE da dati TERNA).

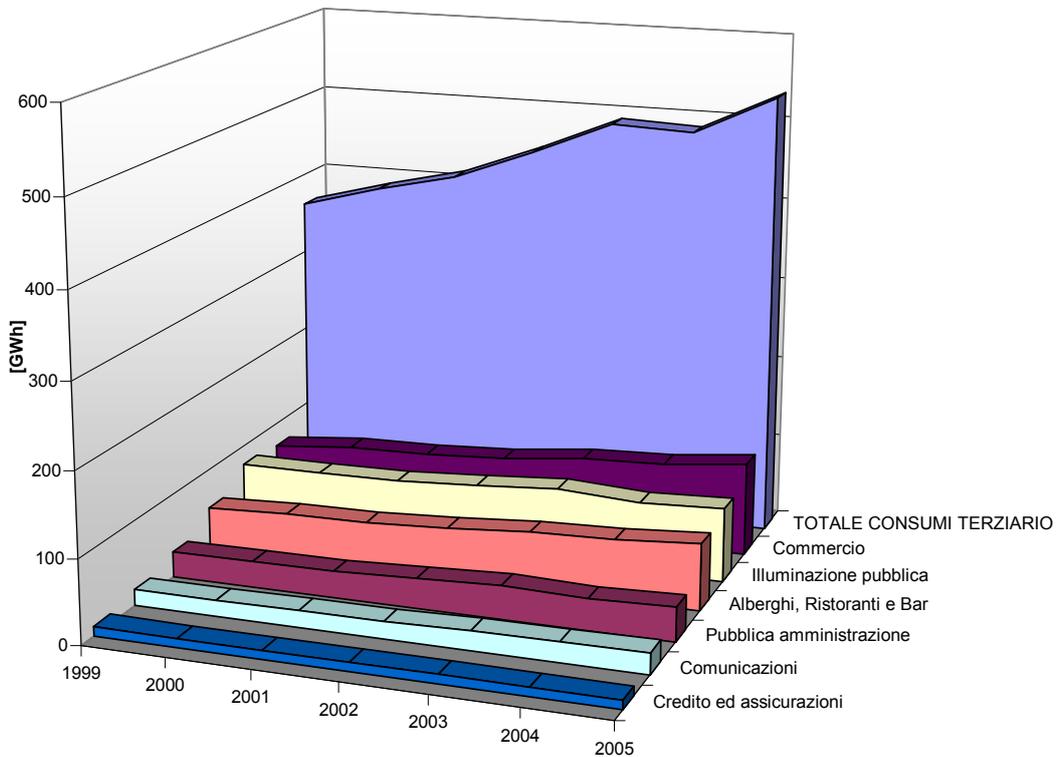
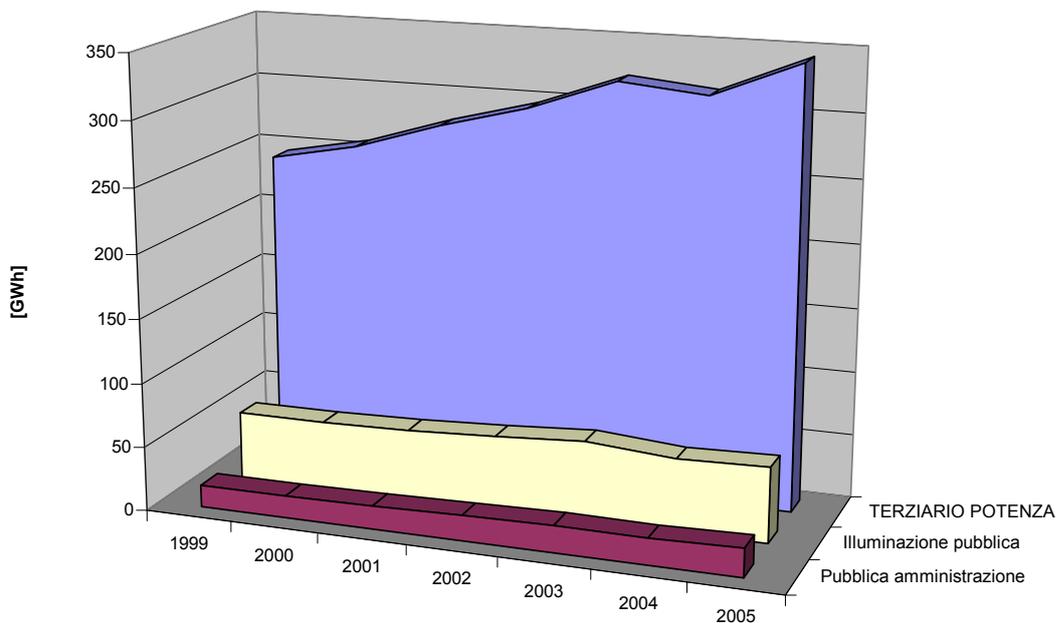


Fig. 3 - Y: Consumi elettrici del settore terziario lucano (elaborazioni GSE da dati TERNA).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TERZIARIO	362	389	411	449	490	486	534
Comunicazioni	20	20	20	20	23	24	25
Commercio	71	80	82	87	98	102	113
Alberghi, Ristoranti e Bar	53	57	58	63	70	73	80
Credito ed assicurazioni	12	10	11	11	11	11	11
Altri Servizi Vendibili	48	52	56	59	62	65	72
Pubblica amministrazione	31	31	32	36	40	37	41
Illuminazione pubblica	77	77	78	84	91	85	89
Altri Servizi non Vendibili	51	62	74	89	95	90	104

Tab. 3 - 4: Consumi elettrici in GWh del settore terziario lucano (elaborazioni GSE da dati TERNA).



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
■ Pubblica amministrazione	17,1	17,4	18	19,7	21	20,5	22,1
□ Illuminazione pubblica	53,3	53,4	54,9	58,1	62,5	57	58,9
■ TERZIARIO POTENZA	243,2	256,6	278	296,1	321,2	314,6	343,4

Fig. 3 - Z: Consumi elettrici relativi al settore terziario nella provincia di Potenza (elaborazioni GSE da dati TERNA).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

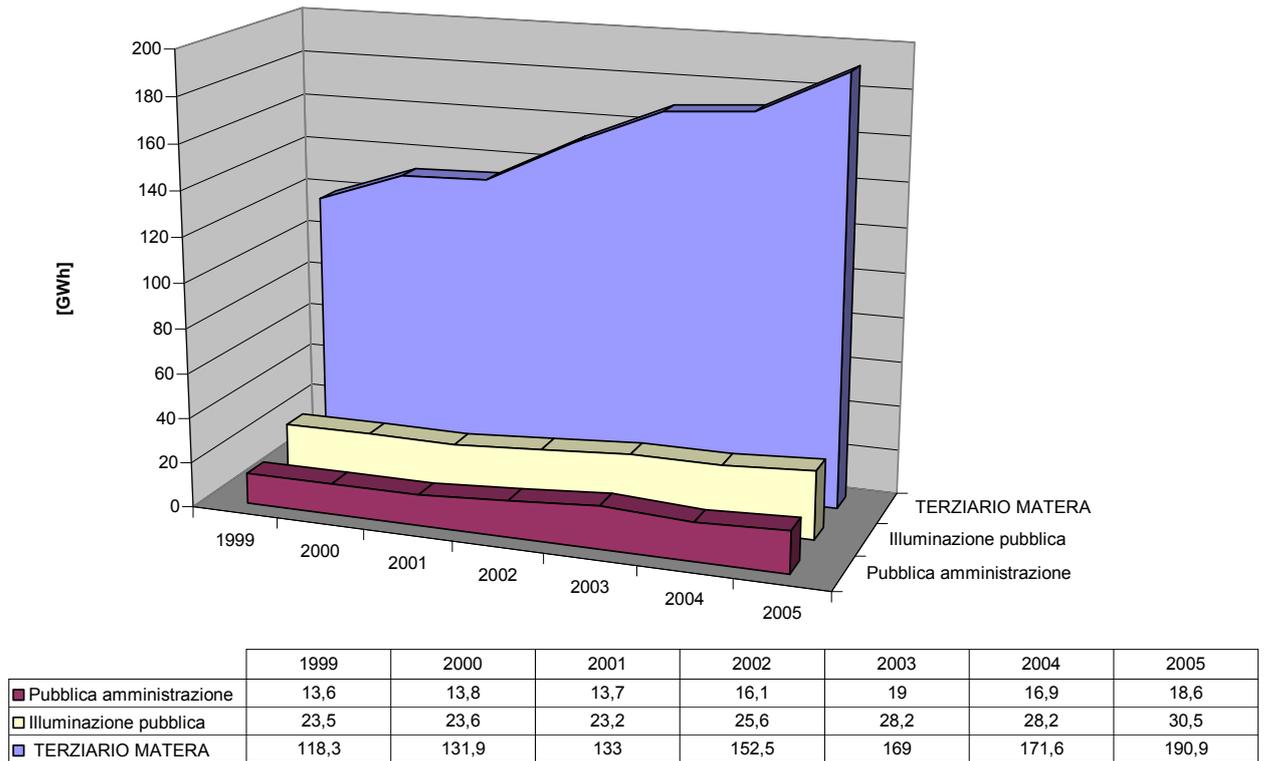


Fig. 3 - AA: Consumi elettrici relativi al settore terziario nella provincia di Matera (elaborazioni GSE da dati TERNA).

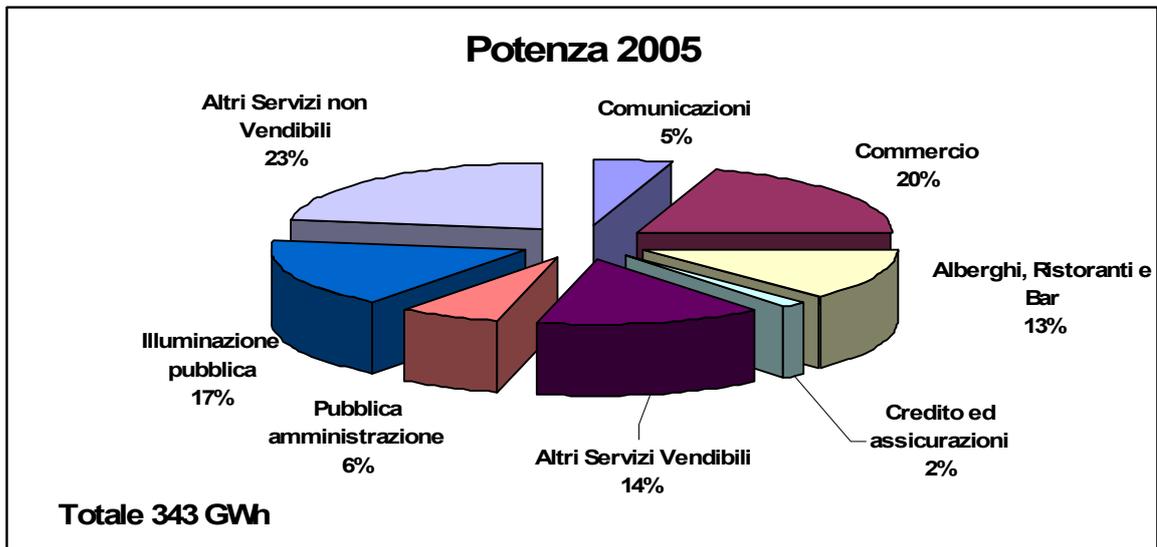


Fig. 3 - BB: Ripartizione consumi elettrici fra i comparti del terziario nella provincia di Potenza (elaborazioni GSE da dati TERNA).

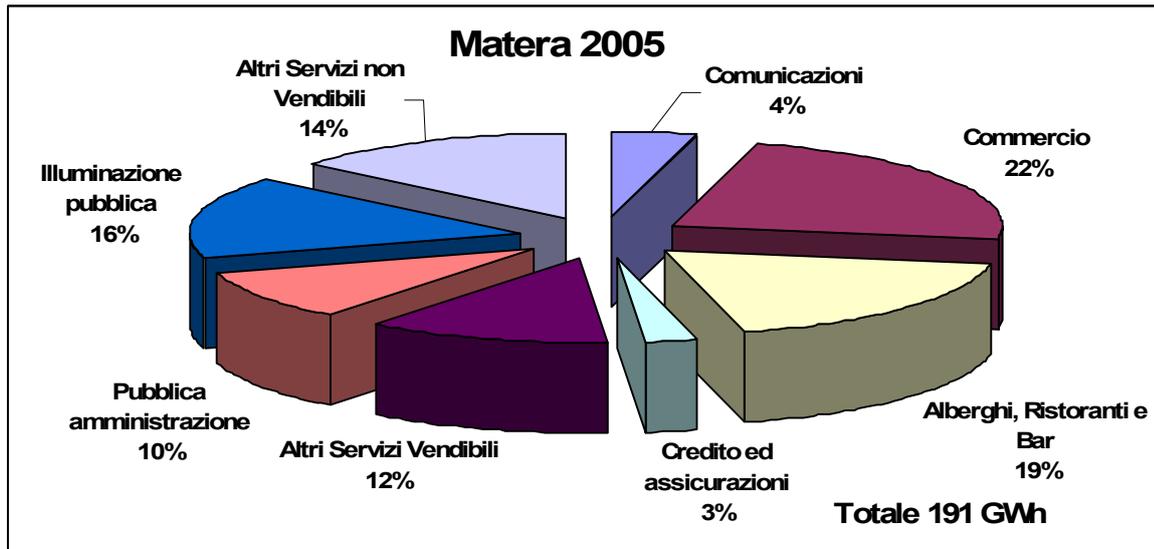


Fig. 3 - CC: Ripartizione consumi elettrici fra i comparti del terziario nella provincia di Matera (elaborazioni GSE da dati TERNA).

3.4. Il settore residenziale.

Il settore residenziale lucano rappresenta il 16 % (186 ktep) dei consumi finali lucani, ma soltanto lo 0,6% dei consumi residenziali italiani. Il settore dal 1990 al 2005 ha registrato una crescita nei consumi del 38%, passando dai 135 ai 186 ktep, rispetto ad un'evoluzione a livello nazionale in cui i consumi del residenziale sono incrementati nello stesso periodo del 23% (da 25.117 a 30.835 ktep). In Fig. 3 - DD è riportato l'andamento, in termini percentuali, della crescita del settore in ambito regionale e nazionale. Si nota uno scostamento nel trend di crescita a partire dal 1996 e che perdura tuttora.

Analizzando nel dettaglio la composizione del mix di fonti energetiche primarie e secondarie utilizzate in questo settore al fine di sopperire alla relativa domanda si nota che i consumi dei vari vettori energetici sono piuttosto costanti, con l'eccezione del gas naturale che ha assorbito la crescita energetica del settore passando dai 92 ktep del 1999 ai 120 ktep del 2005 (+30%), Fig. 3 - EE.

In particolare, nel 2005 i consumi del settore sono soddisfatti ricorrendo per il 64% all'utilizzo di gas naturale, per il 24% all'energia elettrica, per l'8% a prodotti petroliferi

e per il 4% all'uso di rinnovabili (Fig. 3 - FF). Un mix molto simile a quello utilizzato nel settore a livello nazionale e che si differenzia da esso per un minor peso percentuale dei combustibili petroliferi e un maggior peso dell'energia elettrica.

Interessante è anche l'andamento dei consumi elettrici del settore (+9%) e la loro ripartizione per ambito provinciale (Fig. 3 - GG). In particolare, dal 1999 al 2005 i consumi elettrici nel residenziale sono aumentati di quasi l'8% nella provincia di Potenza (da 308 a 342 GWh) e di quasi l'11% (da 164 a 182 GWh) nella provincia di Matera. Inoltre, appare evidente il maggiore consumo elettrico imputabile alla provincia di Potenza (65%) rispetto a quello della provincia di Matera (35%).

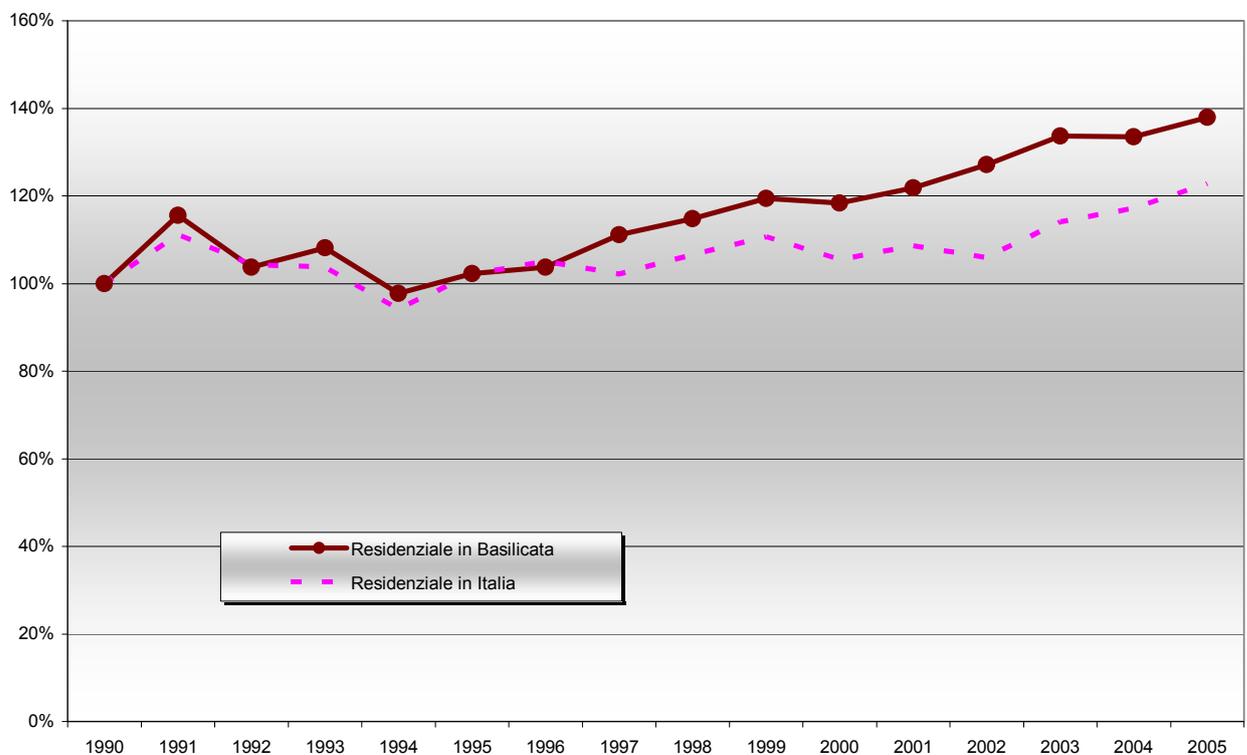


Fig. 3 - DD: *Andamento della crescita del settore residenziale in regione e in Italia (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).*

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

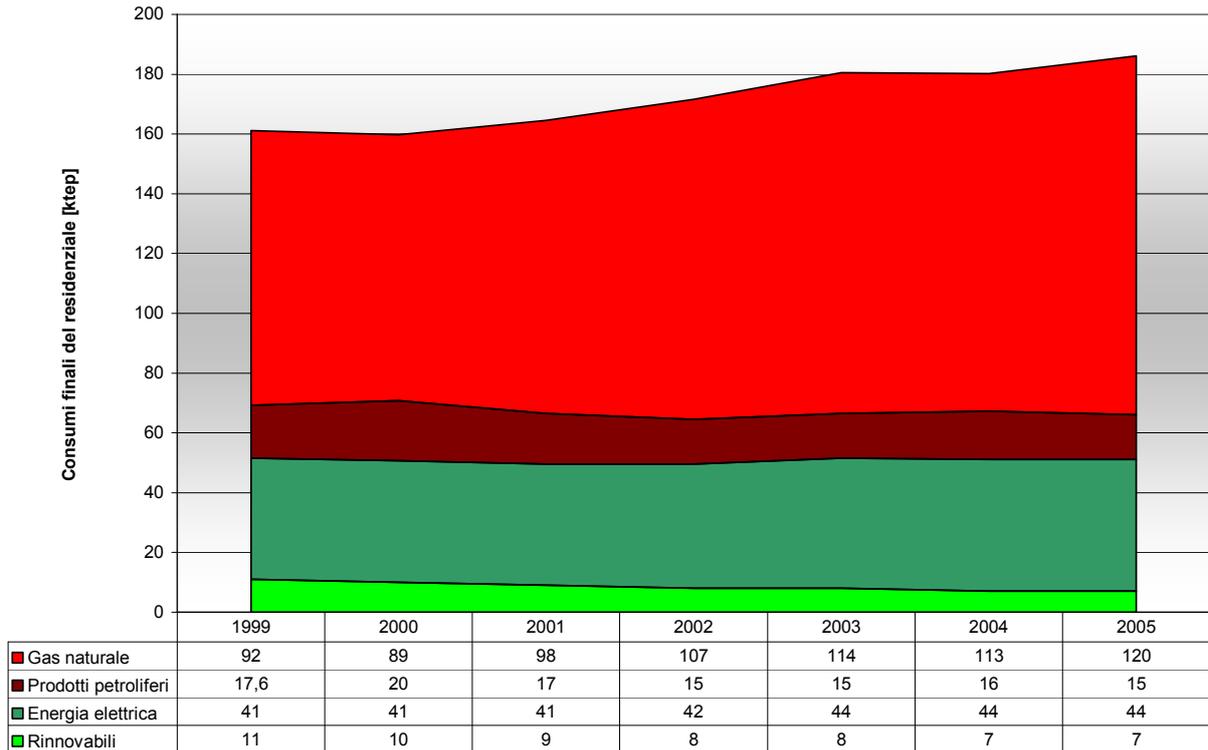


Fig. 3 - EE: Andamento dei consumi nel settore residenziale suddivisi per fonte energetica (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

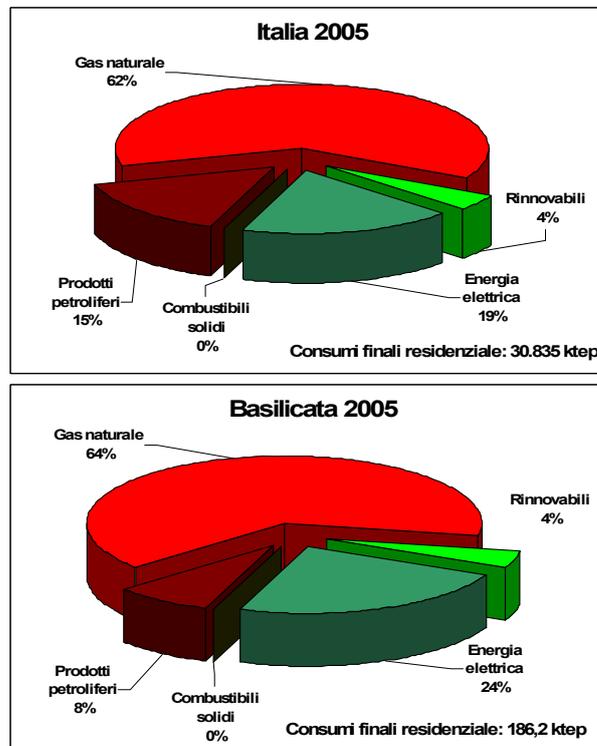


Fig. 3 - FF: Ripartizione dei consumi nel settore residenziale per fonte energetica in Basilicata e in Italia (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

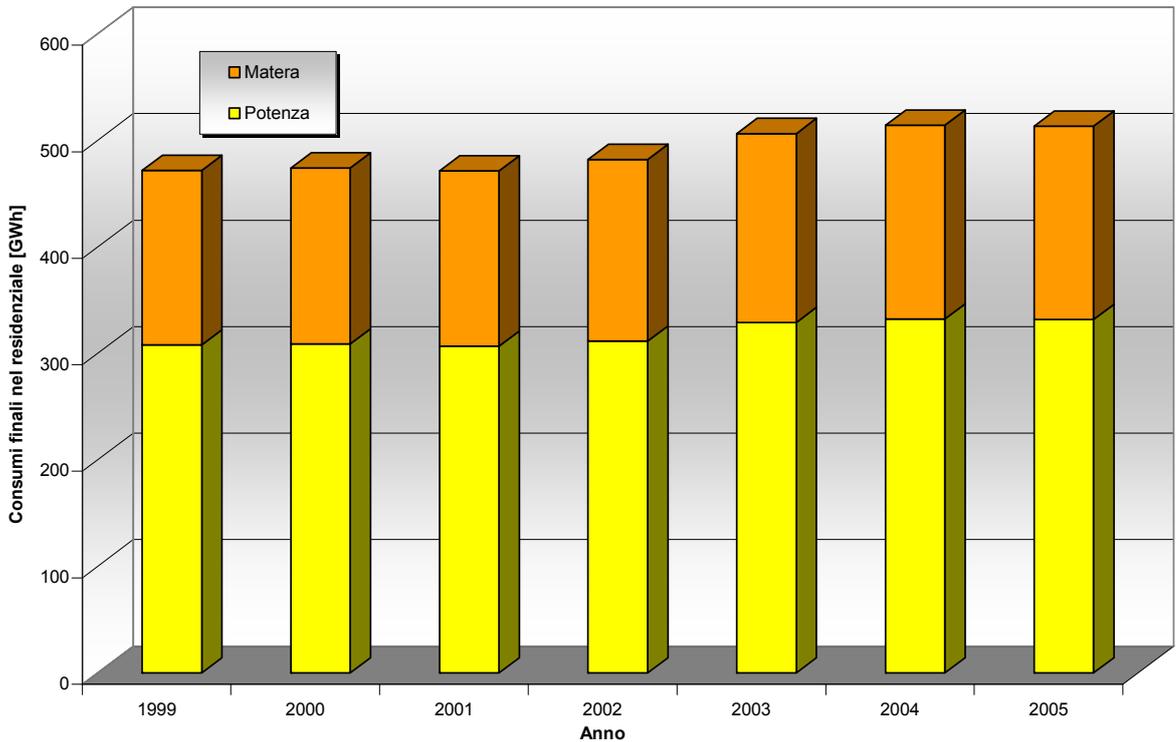


Fig. 3 - GG: Ripartizione dei consumi elettrici del settore residenziale per provincia
(elaborazioni GSE da dati TERNA).

3.5. Il settore dei trasporti.

I trasporti sono responsabili nel 2005 del 29 % del totale dei consumi energetici regionali (334 ktep) e rappresentano poco più dello 0,7% dei consumi nazionali del settore (44.611 ktep nel 2005). Questo settore ha subito a livello regionale, dal 1990 al 2005, una crescita dei consumi del 20%, passando dai 279 ktep del 1990 ai 334 ktep del 2005. Crescita che comunque risulta essere inferiore di quella che il settore ha subito a livello nazionale (+29%). In Fig. 3 - HH è riportato l'andamento, in termini percentuali, della crescita del settore in ambito regionale e nazionale. Si nota come il settore abbia mantenuto a livello regionale un trend di crescita molto simile a quello nazionale, se si eccettua la forte riduzione dei consumi registratasi nel 1995.

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
3. La domanda energetica regionale.

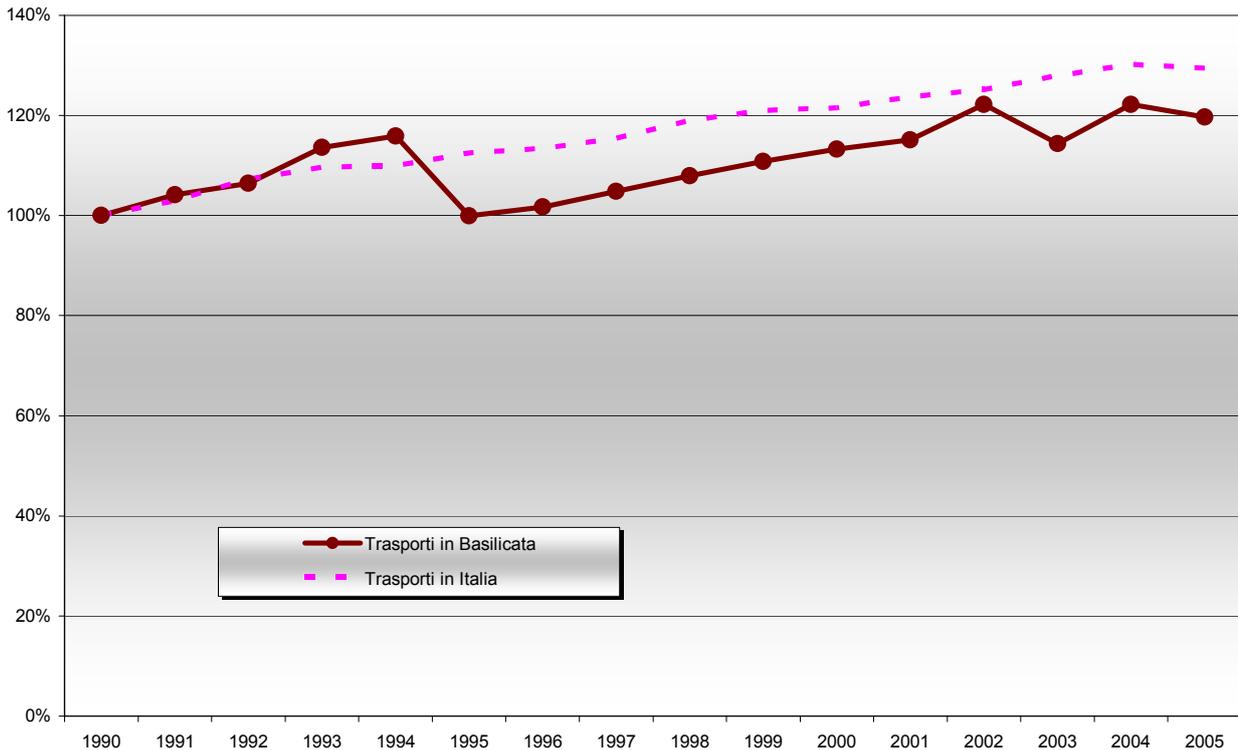


Fig. 3 - HH: *Andamento della crescita del settore in regione e in Italia (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).*

Il settore è responsabile del 29% dei consumi finali regionali e quindi presenta un peso ed un'importanza abbastanza rilevante ai fini della determinazione della domanda di energia e di ogni eventuale strategia di sua riduzione, ma comunque il suo peso è minore rispetto a quello che il settore dei trasporti ricopre nel più generale contesto nazionale (31%).

Dalla Fig. 3 - II si nota che negli ultimi anni il settore ha registrato una forte riduzione dei consumi di benzine (-23%) ed un forte aumento dei consumi di gasolio (+37%) che ha assorbito la riduzione dei consumi di benzina ed ha ancor di più spinto la domanda di idrocarburi verso livelli sempre più alti. Considerando poi la ripartizione dei consumi fra le varie fonti al 2005 (Fig. 3 - JJ) si nota che il peso del gasolio è molto elevato (67%) e, addirittura, di molto superiore al peso che il medesimo combustibile riveste nel settore trasporti nazionale (53%). Si registra, inoltre, una quota di consumi di benzine che si attesta al 32 %, come peraltro avviene nel contesto nazionale e una piccola percentuale di Gpl (2%).

Parte Prima.
 Coordinate generali del contesto energetico regionale.
 3. La domanda energetica regionale.

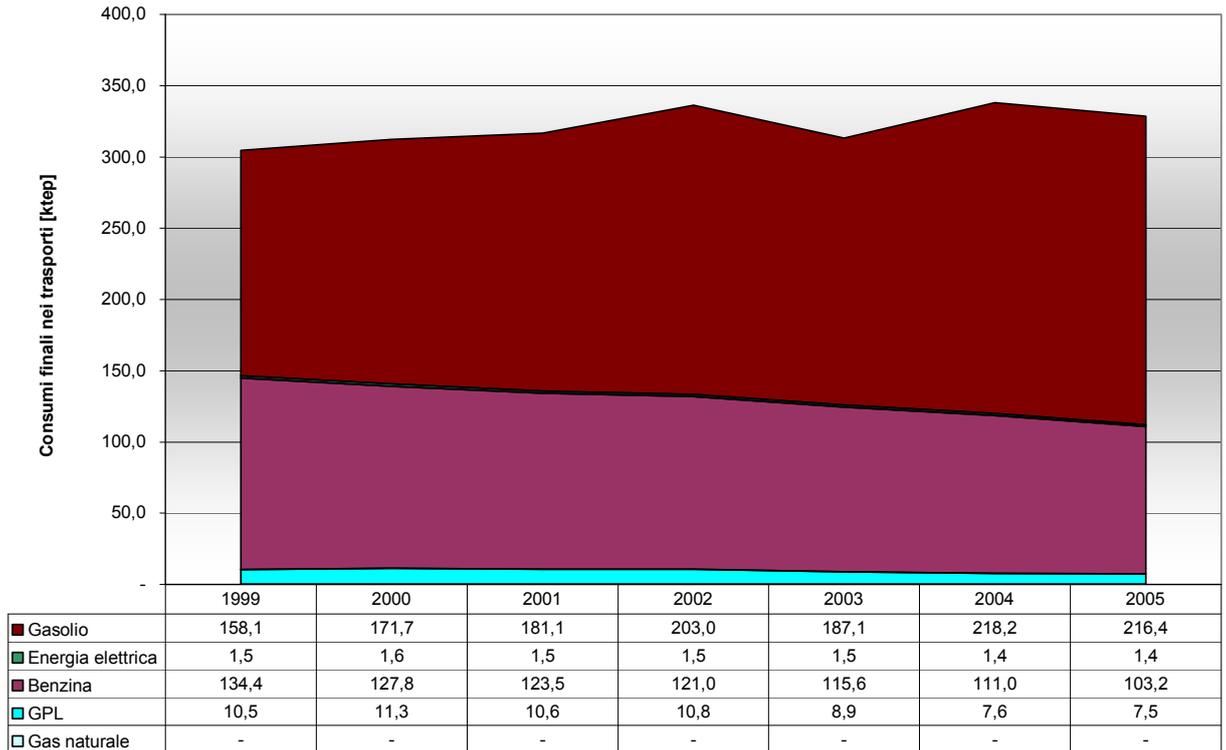


Fig. 3 - II: Andamento dei consumi, suddivisi per fonte energetica, nel settore trasporti (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

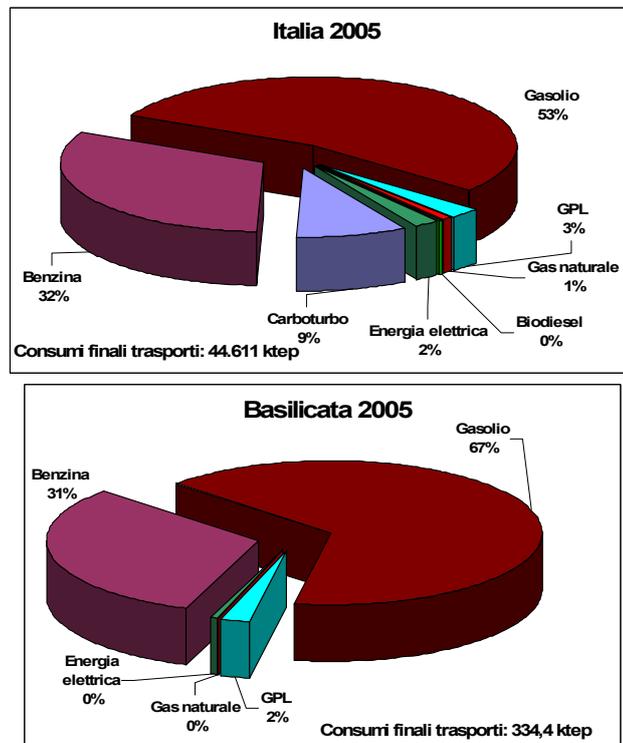


Fig. 3 - JJ: Ripartizione dei consumi nel settore dei trasporti per fonte energetica in Basilicata e in Italia (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

Risultano invece assenti consumi di carboturbo e biodiesel, mentre l'utilizzo di gas metano per la trazione è ancora irrilevante.

4. IL BILANCIO ENERGETICO REGIONALE.

Il bilancio energetico regionale è ricostruito partendo dai dati disaggregati ottenuti dall'insieme degli operatori esistenti, anche tramite specifiche indagini statistiche svolte in Regione, al fine di descrivere in maniera sintetica i percorsi dalla produzione al consumo finale delle varie fonti (che sono state analizzate in modo disaggregato nei capitoli precedenti) e fornire un quadro sinottico dei flussi in entrata ed in uscita nella Regione dei vettori energetici negli anni 2004 e 2005 (Tab. 4 - 1, Tab. 4 - 2). Le voci sono espresse in migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio (ktep).

L'analisi del dato aggregato segnala come la Regione Basilicata sia stata nel 2005 un'esportatrice netta di energia. Il consumo interno lordo ammonta solamente al 28% della produzione totale mentre le esportazioni nette di fonti energetiche ammontano a ben 3904 ktep. I consumi finali sono sostanzialmente equiripartiti tra consumi per usi industriali, civili e trasporti con una quota più modesta di consumi per usi agricoli. Il confronto con l'anno precedente mostra l'incremento significativo nella produzione interna (+28%), non accompagnato da un pari aumento nel consumo interno (+2%).

Per quanto attiene ai singoli vettori energetici, per i prodotti petroliferi, sempre nel 2005, si è avuta una significativa produzione regionale di petrolio grezzo, che è stata inviata quasi interamente (4382 ktep) fuori regione per la raffinazione. Di contro, solamente 522 ktep di combustibili raffinati sono rientrati in regione (il 12% della produzione totale di risorse primarie) e sono stati destinati pressoché totalmente ai consumi finali (la quota destinata alla produzione di energia elettrica ammonta a poco più dell'1%). Nell'ambito degli usi finali, il 64% è stato utilizzato per il trasporto, il 22% per gli usi industriali e il 9% per gli impieghi agricoli, mentre è stata poco rilevante la quota di impieghi per usi civili. Nel confronto con l'anno precedente notiamo come la ripartizione dei consumi finali sia rimasta sostanzialmente invariata così come la quota di utilizzo dei combustibili per produzioni elettriche, mentre è stato significativo l'incremento percentuale (30%) del greggio estratto ed esportato fuori regione.

L'utilizzo interno delle risorse lucane di gas naturale è stato notevolmente maggiore rispetto a quello del petrolio. Sono state estratte 883 ktep di gas naturale e di queste

solamente il 37% è stato esportato fuori regione. Delle 554 ktep di gas utilizzate in regione il 38% è stato utilizzato per la produzione di energia elettrica mentre la quota rimanente è stata impiegata nei consumi finali, soprattutto negli usi civili (50% circa del totale dei consumi finali di gas) e nell'industria (50%), mentre è trascurabile la quota di utilizzi agricoli. Nel confronto con l'anno precedente si nota un incremento del 28% nella produzione, che ha determinato per lo più un aumento della quota di produzione esportata fuori regione (169 ktep rispetto ad un aumento totale di 194 ktep) ed un lieve incremento nei consumi finali (+6,8%) imputabile per la maggior parte all'aumento negli usi civili (anche per effetto dal completamento del piano di metanizzazione della regione); è rimasta sostanzialmente invariata la quota di gas naturale utilizzata per la generazione di energia elettrica.

Le fonti rinnovabili (composte da energia idroelettrica, eolica, solare fotovoltaica e termica, biomasse – principalmente legna e RSU) hanno rappresentato il 3,2% della produzione energetica totale. Tali fonti sono utilizzate prevalentemente per la produzione di energia elettrica (111 ktep a fronte di una produzione complessiva di 177 ktep). Della restante parte, 43 ktep sono esportati (biomasse), mentre 21 ktep sono destinati al soddisfacimento dei consumi finali interni. Il confronto con l'anno precedente segnala un lieve incremento di tutte le voci, con prevalenza più marcata nei consumi finali (+17%).

Nel caso del vettore elettrico, la produzione interna ha coperto circa il 50% del fabbisogno totale. L'efficienza energetica media del sistema elettrico lucano (comprensiva di perdite di rete, di distribuzione e trasformazione in centrale) è stata pari al 38%, mentre i consumi totali sono stati pari a 241 ktep, utilizzati prevalentemente per usi industriali (59%) e civili (37%). Nel confronto con l'anno precedente si segnala una sostanziale invariabilità delle voci principali con eccezione di un lieve incremento (+2,2%) nella produzione interna. Infine, non vi è in regione né un utilizzo rilevante dei combustibili solidi (carbone), né bunkeraggi o stoccaggi.

Confermando quanto analizzato nel capitolo precedente, l'osservazione del bilancio energetico regionale mostra, in sintesi, come in regione vi sia un marcato utilizzo dei vettori energetici a fini industriali e agricoli (superiore rispetto agli usi medi italiani) ed un peso inferiore nei trasporti e negli usi civili (compreso i servizi).

Nella Tab. 4 - 3 è invece riportato il bilancio elettrico della regione specificando le singole voci di entrata. Rispetto all'analisi svolta nel secondo capitolo, le singole voci

sono state convertite secondo un'unità di misura omogenea (ktep) per facilitare il confronto con la Tab. 4 - 1 e la Tab. 4 - 2. Per quanto riguarda la produzione, si conferma quanto descritto in precedenza: il 70% circa della produzione elettrica totale lorda deriva da termoelettrico (al netto della produzione da RSU) mentre la produzione da fonti rinnovabili, che ammonta a circa 43ktep (il 30% circa del totale), è ripartita per il 66,3% in produzione da fonte idroelettrica, mentre la restante parte da eolico (29,2%) e da RSU (4,5%). Dal confronto con l'anno precedente si evidenzia un modesto incremento di produzione idroelettrica (+7,2%) ed una sostanziale stabilità delle altre voci. Le perdite di energia ammontano al 10,5% dell'energia richiesta, in calo dell'2,2% rispetto all'anno precedente. Il totale della produzione netta destinata al consumo è pari a 140,9 ktep, in lieve aumento (+3,3%) rispetto all'anno precedente. Per quanto riguarda le importazioni, si riduce la dipendenza dalle altre regioni, passando nel 2005 dal 48,6% al 47,6%.

Confrontando la ripartizione per fonte della produzione regionale di energia elettrica con il dato nazionale espresso in termini percentuali, si evidenzia il notevole contributo delle fonti rinnovabili, in particolare dell'energia eolica ed idroelettrica, rispetto al dato medio italiano, e specularmente il peso minore della produzione da termoelettrico (Fig. 4 - A). Per quanto attiene ai consumi, invece, spicca il maggior contributo percentuale dell'industria lucana rispetto al valore medio italiano. Tale dato (insieme a quello presentato in Fig. 3 - D e Fig. 3 - E), se analizzato congiuntamente alla ripartizione per settore del valore aggiunto ai prezzi base (prezzi correnti) della Regione Basilicata, per l'anno 2004, permette di valutare l'intensità energetica del settore industriale lucano e di confrontarla con il corrispondente valore nazionale. In particolare, considerando che l'impatto percentuale dell'industria lucana sul valore aggiunto ai prezzi base si attesta su valori molto prossimi alla media nazionale (27,73% contro 27,29% rispettivamente), si deduce che lo stesso settore è caratterizzato da maggior intensità di energia (sia totale che elettrica) rispetto a quanto registrato a livello nazionale.

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
4. Il bilancio energetico regionale.

Disponibilità e impieghi	2004					Totale
	FONTI ENERGETICHE					
	Combustibili Solidi	Prodotti Petroliferi	Combustibili Gassosi	Rinnovabili	Energia Elettrica	
Produzione		3370	689	169		4228
Saldo in entrata		522			330	852
Saldo in uscita		3367	160	42		3569
Variazione delle Scorte						
Consumo Interno Lordo		525	529	127	330	1511
Trasformazioni in energia elettrica		-7	-204	-107	318	
Consumi/perdite settore energia		0	-2	-2	-417	-421
Bunkeraggi internazionali						
Usi non energetici			1			1
Consumi Finali		518	323	18	231	1090
- Agricoltura e Pesca		44	1		5	50
- Industria		107	165	11	139	422
- Terziario		27	157	7	86	97
- Residenziale		16	113	7	44	180
- Trasporti		340	0		1	341
<i>di cui stradali</i>		337	0			337

Legenda: 0 = dato presente, ma trascurabile.

Tab. 4 - 1: Bilancio energetico della Basilicata in ktep – ANNO 2004 (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
4. Il bilancio energetico regionale.

Disponibilità e impieghi	2005					Totale
	FONTI ENERGETICHE					
	Combustibili Solidi	Prodotti Petroliferi	Combustibili Gassosi	Rinnovabili	Energia Elettrica	
Produzione		4386	883	177		5446
Saldo in entrata		522			328	850
Saldo in uscita		4382	329	43		4754
Variazione delle Scorte						
Consumo Interno Lordo		526	554	134	328	1542
Trasformazioni in energia elettrica		-6	-208	-111	325	
Consumi/perdite settore energia		0	-2	-2	-413	-416
Bunkeraggi internazionali						
Usi non energetici			1			1
Consumi Finali		520	345	21	241	1127
- Agricoltura e Pesca		48	1		6	55
- Industria		114	173	14	143	444
- Terziario		26	171	7	90	108
- Residenziale		15	120	7	44	186
- Trasporti		333	0		1	334
<i>di cui stradali</i>		327	0			327

Legenda: 0 = dato presente, ma trascurabile.

Tab. 4 - 2: Bilancio energetico della Basilicata in ktep - anno 2005 (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

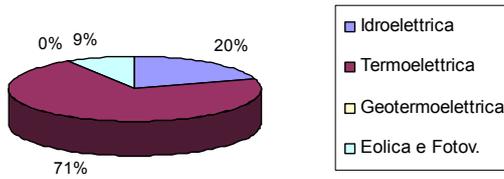
Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
4. Il bilancio energetico regionale.

Bilancio dell'Energia Elettrica	Basilicata 2005		Basilicata 2004	
	[GWh]	[ktep]	[GWh]	[ktep]
Produzione lorda				
Idroelettrica	335,4	28,8	312,6	26,9
Termoelettrica	1207,5	103,8	1174,2	101,0
<i>di cui RSU</i>	22,1	1,9	17,5	1,5
Geotermoelettrica				
Eolica e fotovoltaica	147,7	12,7	157,0	13,5
Produzione totale lorda	1690,6	145,4	1643,8	141,4
Servizi ausiliari della produzione	52,4	4,5	57,7	5,0
Produzione netta				
Idroelettrica	333,3	28,7	309,8	26,6
Termoelettrica	1157,2	99,5	1119,3	96,3
Geotermoelettrica				
Eolica e fotovoltaica	147,6	12,7	157,0	13,5
Produzione totale netta	1638,1	140,9	1586,1	136,4
Produzione netta destinata al consumo	1638,1	140,9	1586,1	136,4
Saldo con le altre regioni	1490,7	128,2	1498,9	128,9
Energia richiesta	3128,8	269,1	3085,0	265,3
Perdite	330,6	28,4	390,8	33,6
Consumi finali	2798,2	240,6	2694,2	231,7
Agricoltura e Pesca	72,5	6,2	62,6	5,4
Industria	1661,4	142,9	1615,3	138,9
Terziario	551	47,4	502,4	43,2
Residenziale	513,4	44,2	513,9	44,2

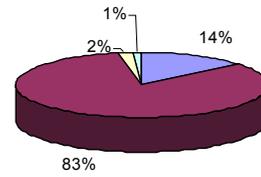
Tab. 4 - 3: Bilancio elettrico della Basilicata in GWh e ktep (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).

Parte Prima.
Coordinate generali del contesto energetico regionale.
4. Il bilancio energetico regionale.

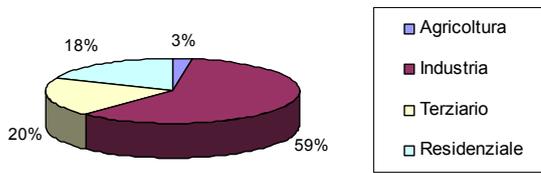
Produzione Lorda Basilicata (2005)



Produzione Lorda Italia (2005)



Consumi Finali Basilicata (2005)



Consumi Finali Italia (2005)

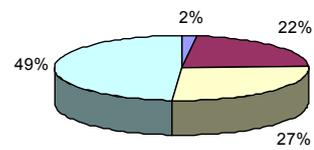


Fig. 4 - A: *Ripartizione percentuale delle fonti di produzione elettrica e dei consumi in regione e in Italia (elaborazioni GSE da dati ENEA, MSE, TERNA).*

PARTE SECONDA.

SCENARI EVOLUTIVI DELLO SVILUPPO ENERGETICO REGIONALE.

1. LA DOMANDA DI ENERGIA E IL RISPARMIO ENERGETICO.

1.1. La domanda di energia per usi finali.

Nel presente paragrafo vengono illustrati due scenari relativi alla stima dell'andamento della domanda di energia per usi finali della Basilicata fino all'anno 2020.

Nel primo scenario, denominato "Ipotesi 1", si stima l'andamento della domanda di energia per usi finali della Basilicata disaggregandolo rispetto alle fonti energetiche disponibili nel territorio regionale (prodotti petroliferi, gas naturale, energia elettrica e fonti rinnovabili). Tale previsione è stata elaborata applicando il metodo dei minimi quadrati a serie storiche relative al periodo 1999-2005 (fonte: GSE).

Dalle stime effettuate (Fig. 1' - A) si evince un lieve incremento del consumo di prodotti petroliferi (+9% nel 2015, +13% nel 2020 rispetto al 2005) e gas naturale (+4% nel 2015, +7% nel 2020 rispetto al 2005), un significativo aumento del consumo di energia elettrica (+30% nel 2015, +45% nel 2020 rispetto al 2005), ed un considerevole incremento del consumo di energia da fonti rinnovabili (+60% nel 2015, +93% nel 2020 rispetto al 2005).

Parte Seconda.
 Scenari evolutivi dello sviluppo energetico regionale.
 1. La domanda di energia e il risparmio energetico.

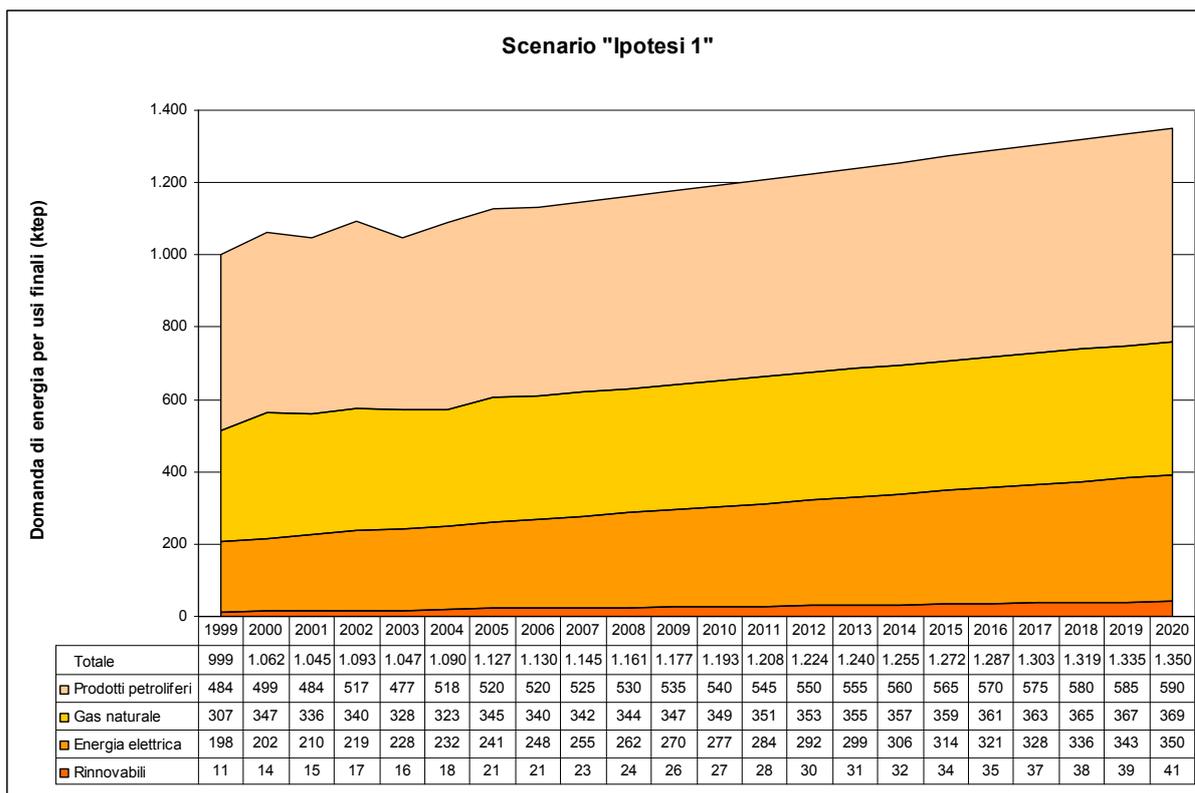


Fig. 1' - A: Andamento della domanda di energia per usi finali della Basilicata secondo lo scenario "Ipotesi 1". I valori riferiti al periodo 1999-2005 sono dati storici; quelli relativi al periodo 2006-2020 sono dati stimati (elaborazioni Regione Basilicata da dati GSE).

La consapevolezza di una fase congiunturale sempre meno favorevole dal punto di vista economico e lo stesso andamento del consumo di energia elettrica negli ultimi mesi dell'anno 2008 – e segnatamente nel mese di ottobre (-2,8% tendenziale) – hanno indotto Terna ad un aggiornamento delle stime di crescita della domanda di energia elettrica in Italia, in riferimento non solo al breve periodo, ma anche al medio e lungo termine. Le nuove previsioni sono riportate nel documento "Aggiornamento previsioni della domanda elettrica in Italia – Anni 2008 2018", pubblicato da Terna nel novembre 2008. Esse consistono sostanzialmente in una revisione al ribasso delle stime decennali del consumo di energia elettrica in Italia, soprattutto fino all'anno 2013.

Il secondo scenario di crescita della domanda di energia per usi finali della Basilicata, denominato "Ipotesi 2", integra il primo scenario con le nuove previsioni Terna, ritenute al momento certamente più attendibili delle stime di crescita del consumo di energia elettrica effettuate sulla base della serie storica 1999-2005. Si è quindi considerato il fattore di crescita annuale fornito da Terna per l'Italia meridionale, pari

Parte Seconda.
Scenari evolutivi dello sviluppo energetico regionale.
 1. *La domanda di energia e il risparmio energetico.*

al 2,2% per il periodo 2007-2018, estendendolo, ai fini del presente Piano, fino all'anno 2020.

Secondo lo scenario "Ipotesi 2" (Fig. 1' - B), la crescita del consumo di prodotti petroliferi, gas naturale ed energia da fonti rinnovabili coincide, ovviamente, con quella prevista dallo scenario "Ipotesi 1". In riferimento al consumo di energia elettrica, si registra invece una crescita inferiore (+24% nel 2015, +37% nel 2020 rispetto al 2005).

Ai fini del presente Piano, tenuto conto delle suddette osservazioni, si farà riferimento esclusivamente alle previsioni relative allo scenario "Ipotesi 2".

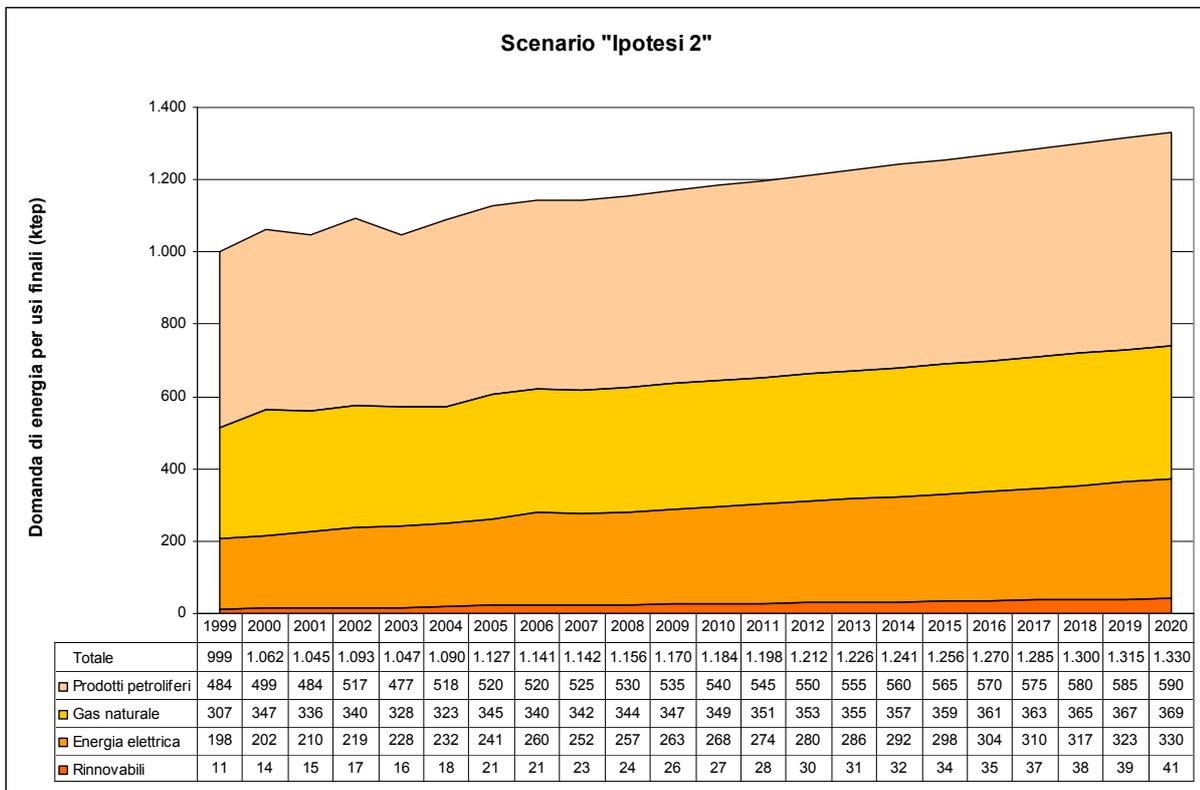


Fig. 1' - B: *Andamento della domanda di energia per usi finali della Basilicata secondo lo scenario "Ipotesi 2". I valori riferiti al periodo 1999-2005 sono dati storici forniti dal GSE; i consumi di energia elettrica negli anni 2006 e 2007 sono dati storici forniti in GWh da Terna; i restanti consumi di energia elettrica e delle altre fonti energetiche relativi al periodo 2006-2020 sono dati stimati (elaborazioni Regione Basilicata da dati GSE, Terna).*

1.2. Il risparmio energetico.

La Regione Basilicata ha finora emanato alcuni bandi finalizzati al contenimento dei consumi energetici e all'incremento dell'uso di energia da fonti rinnovabili.

Nel 2006 è stato pubblicato il "Bando per la concessione ed erogazione di contributi a sostegno dell'innovazione tecnologica e del contenimento dei consumi energetici", rivolto ai soggetti pubblici e ai privati, e caratterizzato da una copertura finanziaria di 3.000.000,00 €.

Le tipologie di intervento ammesse al finanziamento erano le seguenti:

1. ED: sistemi integrati di controllo e contabilizzazione differenziata dei consumi di calore, e di calore ed acqua calda sanitaria di ogni singola unità immobiliare;
2. EG: produzione combinata di energia elettrica e calore;
3. EL: sistemi di illuminazione ad alto rendimento nelle aree esterne;
4. EN: collettori solari per riscaldamento acqua per usi collettivi;
5. ER: collettori solari per riscaldamento ambienti;
6. ES: collettori solari per riscaldamento acqua sanitaria domestica;
7. AR: combustione di residui vegetali;
8. IO: stufe a pellets;
9. ET: trasformazione dell'impianto termico (sistemi radianti combinati con caldaia a condensazione e collettori solari);
- 10.EZ: interventi integrati in edilizia (miglioramento coibentazione in edilizia, miglioramento serramenti e sostituzione generatore di calore con generatore ad alto rendimento) negli edifici esistenti alla data di entrata in vigore della legge 10/91;
- 11.EK: miglioramento coibentazione in edilizia negli edifici esistenti alla data di entrata in vigore della legge 10/91;
- 12.EV: miglioramento serramenti negli edifici esistenti alla data di entrata in vigore della legge 10/91;
- 13.EI: installazione generatore di calore ad alto rendimento;
- 14.SI: impianti di minieolico per la produzione di energia elettrica destinata a strutture adibite ad uso commerciale, turistico, sportivo e produttivo, sia esistenti che di nuova realizzazione, solo per autoproduzione;

15.EP: pompa di calore per riscaldamento ambienti.

Con gli interventi finanziati mediante il bando del 2006, si sono ottenuti i risparmi energetici riportati nella Tab. 1' - 1.

Parte Seconda.
Scenari evolutivi dello sviluppo energetico regionale.
1. La domanda di energia e il risparmio energetico.

Soggetti	Tipologia intervento		Risparmio energetico (GJ/anno) ⁶	Risparmio energetico (tep/anno) ⁷	Riduzione di emissioni di CO ₂ (t/anno) ⁸
	Codice	Descrizione			
Privati	EN	Collettori solari per riscaldamento acqua per usi collettivi	0	0	0
	ES	Collettori solari per riscaldamento acqua sanitaria domestica	3.214	75	178
	ER	Collettori solari per riscaldamento ambienti	0	0	0
	AR	Combustione di residui vegetali	76.908	1.789	4.265
	EI	Installazione generatore di calore ad alto rendimento	3.123	73	173
	EZ	Interventi integrati in edilizia	8.707	202	483
	EK	Miglioramento coibentazione in edilizia	16.359	380	907
	EV	Miglioramento serramenti	17.202	400	954
	EP	Pompa di calore per riscaldamento ambienti	9	0	0
	EG	Produzione combinata di energia elettrica e calore	0	0	0
	IO	Stufe a pellets	148.687	3.458	8.246
	EL	Sistemi di illuminazione ad alto rendimento	0	0	0
	SI	Sistemi eolici	0	0	0
	ED	Sistemi integrati di controllo e contabilizzazione differenziata	0	0	0
	ET	Trasformazione dell'impianto termico	292	7	16
Pubblici	EN	Collettori solari per riscaldamento acqua per usi collettivi	1.995	46	111
	ES	Collettori solari per riscaldamento acqua sanitaria domestica	0	0	0
	EI	Installazione generatore di calore ad alto rendimento	354	8	20
	EZ	Interventi integrati in edilizia	1.538	36	85
	EV	Miglioramento serramenti	5.140	120	285
	EP	Pompa di calore per riscaldamento ambienti	0	0	0
	EG	Produzione combinata di energia elettrica e calore	0	0	0
	EL	Sistemi di illuminazione ad alto rendimento	41.879	974	2.323
	SI	Sistemi eolici	1.564	36	87
ET	Trasformazione dell'impianto termico	0	0	0	
Totale			326.970	7.604	18.134

Tab. 1' - 1: Risparmi energetici e riduzioni di emissioni di CO₂ determinati dal bando del 2006 (fonte: Regione Basilicata).

Nella Fig. 1' - C è rappresentata la ripartizione del risparmio energetico conseguito dal bando del 2006 tra le varie tipologie di intervento finanziate.

⁶ Riferito a tutti i soggetti che hanno presentato la documentazione richiesta entro il mese di dicembre 2008.

⁷ Per la conversione dell'unità di misura si è fatto riferimento alla relazione 1 tep = 43 GJ.

⁸ Per il calcolo delle riduzioni di emissioni di CO₂ è stata considerata la relazione: il risparmio di 1 GJ di energia prodotta dal gas naturale evita 55,46 kg di emissioni di CO₂.

Parte Seconda.
 Scenari evolutivi dello sviluppo energetico regionale.
 1. La domanda di energia e il risparmio energetico.

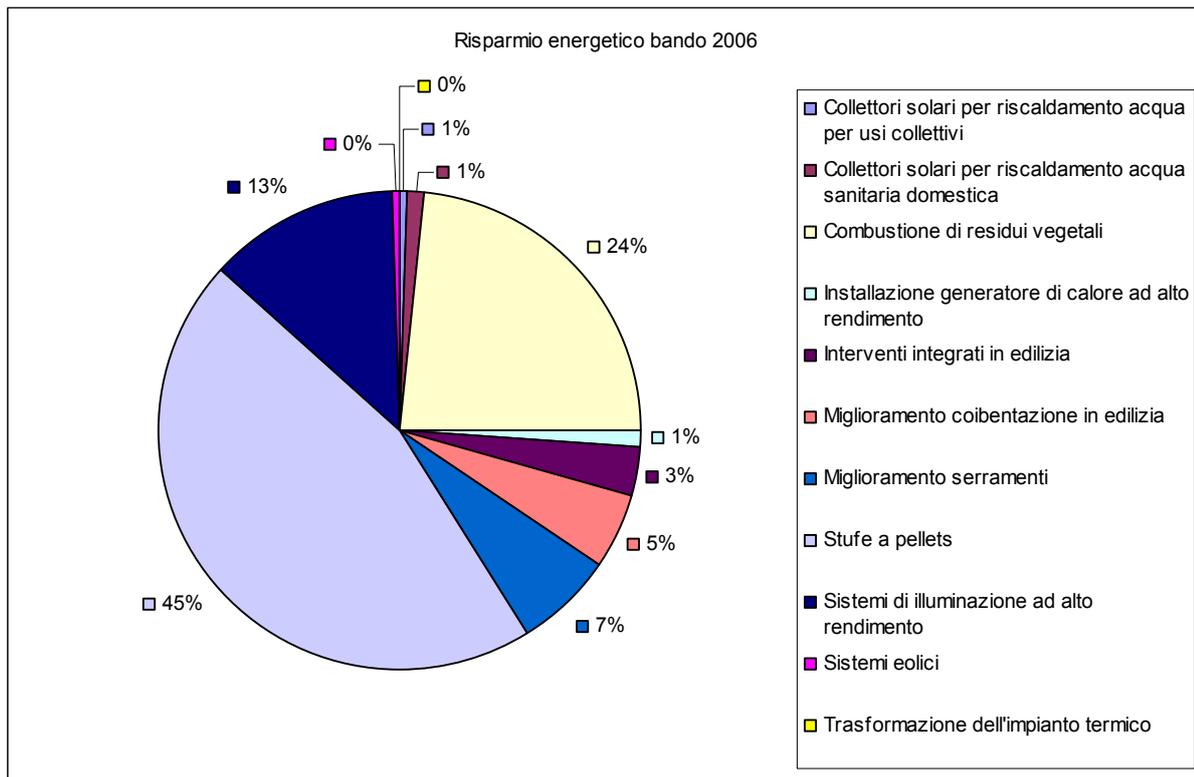


Fig. 1' - C: Ripartizione del risparmio energetico conseguito dal bando del 2006 tra le varie tipologie di intervento finanziate (fonte: Regione Basilicata).

Si può ritenere che gli interventi di risparmio energetico finanziati mediante il bando del 2006 siano rappresentativi degli interventi che si sarebbero verificati nel medesimo anno nell'ambito delle normali dinamiche del mercato energetico. Infatti, è presumibile che buona parte dei soggetti partecipanti al bando – nel limitato arco temporale di apertura dello stesso – avrebbe comunque eseguito gli interventi di risparmio energetico nello stesso anno per una reale necessità. Analogamente, è credibile che non tutti coloro che abbiano realizzato interventi di risparmio energetico nell'anno abbiano potuto partecipare al bando (ad es., perché non ne siano venuti a conoscenza, o perché abbiano presentato una domanda giudicata non idonea). E' probabile dunque che il risparmio energetico ottenuto mediante il bando del 2006 sia inferiore a quello che si sarebbe comunque verificato in tale anno.

Il precedente bando ("Bando per la concessione ed erogazione di contributi a sostegno dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia ed il risparmio energetico") è stato pubblicato nel 2002, ed era rivolto ai soggetti pubblici e ai privati, con una copertura finanziaria di 5.000.000,00 €.

Il bando ha finanziato i seguenti interventi:

- azione A, gruppo A: fotovoltaico, solare termico, caldaie a combustione di residui vegetali;
- azione A, gruppo B: serramenti, coibentazione, interventi integrati coibentazione-serramenti-caldaie;
- azione A, gruppo C: caldaie e pompe di calore.

Lo scorrimento della graduatoria delle domande idonee del 2005 ha avuto una copertura finanziaria superiore a 4.000.000,00 €.

Con gli interventi finanziati mediante il bando del 2002, si sono ottenuti risparmi energetici pari a:

- per i privati:
 - 3.615 GJ dal fotovoltaico;
 - 115.976 GJ dal solare termico e dalle caldaie a legna;
 - 40.330 GJ dai serramenti e dalla coibentazione;
- per i soggetti pubblici:
 - 13.075 GJ dal fotovoltaico;
 - 35.727 GJ dall'illuminazione;
 - 6.315 GJ dai serramenti e dalla coibentazione.

Inoltre, si sono conseguite riduzioni di emissioni di CO₂ pari a⁹:

- per i privati:
 - 301.250 ÷ 502.083 kg dal fotovoltaico;
 - 6.432.029 kg dal solare termico e dalle caldaie a legna;
 - 2.236.702 kg dai serramenti e dalla coibentazione;
- per i soggetti pubblici:
 - 1.089.583 ÷ 1.815.972 kg dal fotovoltaico;
 - 1.981.419 kg dall'illuminazione;
 - 350.230 kg dai serramenti e dalla coibentazione.

Come nel caso del bando del 2006, si può ritenere che il risparmio energetico determinato dal bando del 2002 sia inferiore a quello che si sarebbe verificato nello stesso anno per effetto delle normali dinamiche del mercato energetico. Complessivamente il bando del 2002 ha ridotto la domanda di energia per usi finali

⁹ Per il calcolo delle riduzioni di emissioni di CO₂ sono state considerate le seguenti relazioni: per il fotovoltaico, un 1 kWh di energia prodotta dal fotovoltaico evita 0,3 ÷ 0,5 kg di emissioni di CO₂ (1 GJ = (2.500 / 9) kWh); per il solare termico, le caldaie a legna, i serramenti, la coibentazione e l'illuminazione, il risparmio di 1 GJ di energia prodotta dal gas naturale evita 55,46 kg di emissioni di CO₂.

della Basilicata relativa allo stesso anno di 215.038 GJ, equivalenti a 5.001 tep. La corrispondente riduzione di emissioni di CO₂ è stata compresa tra 12.391 e 13.318 t. Nel 1999 è stato predisposto un altro bando, rivolto ai privati e ai soggetti pubblici, mediante il quale sono stati finanziati i seguenti interventi con una copertura finanziaria di quasi 2.000.000,00 €:

- gruppo A: interventi relativi ad impianti di cogenerazione, collettori solari per riscaldamento di acqua per usi collettivi, collettori solari per riscaldamento di ambienti, collettori solari per riscaldamento di acqua sanitaria domestica, sistemi di illuminazione ad alto rendimento, sistemi fotovoltaici, sistemi di combustione di residui vegetali;
- gruppo B: interventi integrati in edilizia, miglioramento della coibentazione delle chiusure opache degli edifici, miglioramento dei serramenti;
- gruppo C: interventi relativi a pompe di calore per riscaldamento di acqua sanitaria, tecnologie solari passive, sistemi integrati di controllo e contabilizzazione differenziata del calore, trasformazioni di impianti termici centralizzati in impianti unifamiliari a gas, sistemi telematici per il controllo e la conduzione di impianti di climatizzazione, generatori di calore ad alto rendimento, pompe di calore per riscaldamento di ambienti.

Mediante il bando del 1999 sono stati conseguiti risparmi energetici pari a:

- per i privati:
 - 58.867 GJ dal solare termico e dalle caldaie a legna;
 - 27.643 GJ dai serramenti e dalla coibentazione;
 - 7.156 GJ dalle caldaie;
- per i soggetti pubblici: 3.297 GJ.

Inoltre, sono state ottenute riduzioni di emissioni di CO₂ pari a¹⁰:

- per i privati:
 - 3.264.764 kg dal solare termico e dalle caldaie a legna;
 - 1.533.081 kg dai serramenti e dalla coibentazione;
 - 396.872 kg dalle caldaie;
- per i soggetti pubblici: 182.852 kg.

Come nei casi degli altri bandi, si può ritenere che il risparmio energetico determinato dal bando del 1999 sia inferiore a quello che si sarebbe verificato nell'anno di

¹⁰ Per il calcolo delle riduzioni di emissioni di CO₂ è stata considerata la relazione: il risparmio di 1 GJ di energia prodotta dal gas naturale evita 55,46 kg di emissioni di CO₂.

apertura del bando (il 2000) per effetto delle normali dinamiche del mercato energetico. Complessivamente il bando del 1999 ha ridotto la domanda di energia per usi finali della Basilicata nel 2000 di 96.963 GJ, equivalenti a 2.255 tep. La corrispondente riduzione di emissioni di CO₂ è stata pari a 5.378 t.

Nella Tab. 1' - 2 si riepilogano i risparmi energetici e i numeri di domande relativi ai tre bandi esaminati.

	Bando 2006	Bando 2002	Bando 1999¹¹
Risparmio energetico (tep/anno)	7.604	5.001	2.255
N. domande ammesse	6.292	2.420	1.429
N. domande escluse	1.908	955	1.878
N. domande totale	8.200	3.375	3.307

Tab. 1' - 2: *Riepilogo dei risparmi energetici e dei numeri di domande relativi ai bandi del 2006, del 2002 e del 1999 (fonte: Regione Basilicata).*

Dalla Tab. 1' - 2 si evince che il bando che ha conseguito il maggiore risparmio energetico è stato quello del 2006. Inoltre, dai numeri di domande relativi ai tre bandi, si osserva che il bando del 2006 è stato caratterizzato da una maggiore partecipazione da parte della popolazione regionale, presumibilmente per merito di una più capillare informazione sull'iniziativa della Regione Basilicata. E' quindi verosimile che il bando del 2006 abbia meglio raccolto le esigenze di risparmio energetico espresse dalla popolazione regionale, rispecchiando più fedelmente la naturale tendenza ad una maggiore efficienza del mercato energetico locale. Il risparmio energetico conseguito dal bando del 2006 può pertanto essere considerato come indicativo del naturale risparmio che si consegue, con cadenza annuale, per effetto delle iniziative dei singoli operatori del mercato energetico regionale. Tale assunzione è avvalorata dal fatto che un numero significativo di istanze presentante per usufruire dei contributi del bando del 2006 sia stato escluso. Infatti, è estremamente probabile che buona parte dei soggetti esclusi abbia comunque realizzato gli interventi di risparmio energetico relativi alle domande presentate.

Effettuando una proiezione al 2020 del risparmio energetico "spontaneo", assumendolo pari a quello determinato dal bando del 2006, si determina una

¹¹ I numeri di domande relativi al bando del 1999 riguardano solo i privati.

riduzione della domanda di energia per usi finali della Basilicata al 2020 pari al 9% (Tab. 1' - 3). Tuttavia, è necessario tenere conto sia della progressiva implementazione di tecnologie con prestazioni energetiche sempre migliori, sia del fatto che i dati del bando del 2006 siano relativi al solo settore residenziale e a parte di quello terziario. Si può dunque concludere che un risparmio energetico spontaneo al 2020 pari al 10% sia una stima ancora sufficientemente cautelativa.

Nella Tab. 1' - 3 vengono messi a confronto, rispetto all'anno 2020, il risparmio energetico spontaneo considerato ai fini del presente Piano e quello indotto dal bando del 2006, comprese le conseguenti riduzioni di emissioni di CO₂.

Anno 2020	Risparmio energetico bando 2006	Risparmio energetico spontaneo
Domanda di energia per usi finali in assenza di risparmio energetico (ktep)	1.330	
Risparmio energetico (ktep)	114	133
Risparmio energetico (%)	9	10
Riduzione di emissioni di CO ₂ (kt) ¹²	272	317

Tab. 1' - 3: *Stime del risparmio energetico spontaneo e della conseguente riduzione di emissioni di CO₂ relative alla Basilicata nell'anno 2020, e confronto con la proiezione al medesimo anno del risparmio energetico determinato dal bando del 2006 (fonte: Regione Basilicata).*

Nella Fig. 1' - D è rappresentato il risparmio energetico spontaneo della Basilicata negli anni 2006-2020, stimato nell'ambito dello scenario di riferimento del presente Piano – lo scenario “Ipotesi 2”. Chiaramente tale raffigurazione non tiene conto delle iniziative previste dal Piano medesimo, che sono invece diffusamente illustrate nel Parte Terza del documento.

¹² Per il calcolo delle riduzioni di emissioni di CO₂ è stata considerata la relazione: il risparmio di 1 GJ (1 tep = 43 GJ) di energia prodotta dal gas naturale evita 55,46 kg di emissioni di CO₂.

Parte Seconda.
 Scenari evolutivi dello sviluppo energetico regionale.
 1. La domanda di energia e il risparmio energetico.

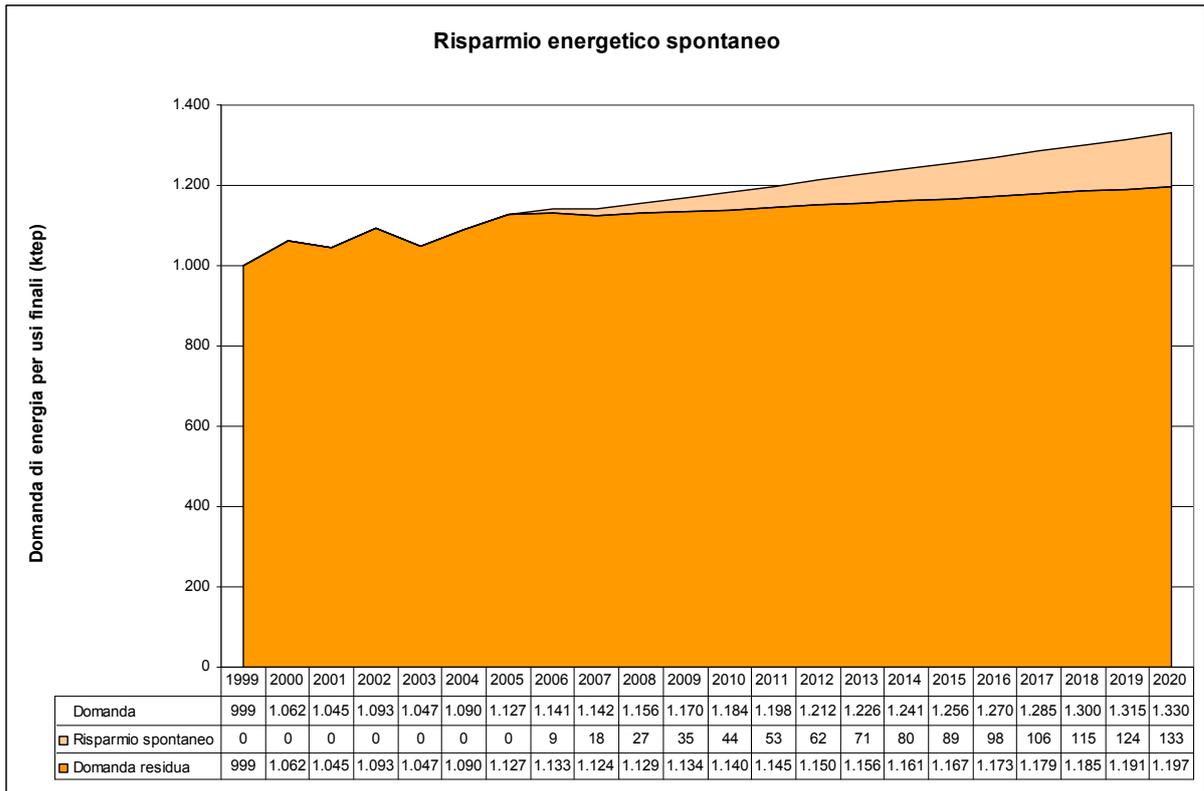


Fig. 1' - D: Riduzione della domanda di energia per usi finali della Basilicata determinata dal risparmio energetico spontaneo stimato per il periodo 2006-2020 (fonte: Regione Basilicata).

2. IL PATRIMONIO EDILIZIO REGIONALE.

In Basilicata quasi il 50% del patrimonio edilizio è stato costruito prima degli anni sessanta. Nella Fig. 2' - A è indicato il numero di comuni presenti in ciascuna zona climatica, ai sensi del D.P.R. 412/93, delle province di Potenza e Matera. La maggior parte dei comuni lucani appartiene alle zone climatiche D ed E.

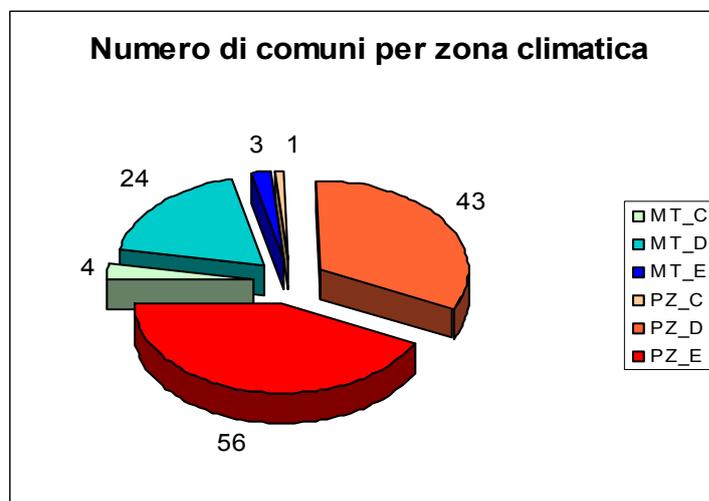


Fig. 2' - A: Numero di comuni lucani per provincia e zona climatica (elaborazioni GSE da dati ISTAT).

Come si può riscontrare nella Fig. 2' - B, le zone climatiche D ed E contengono la maggior parte degli edifici lucani.

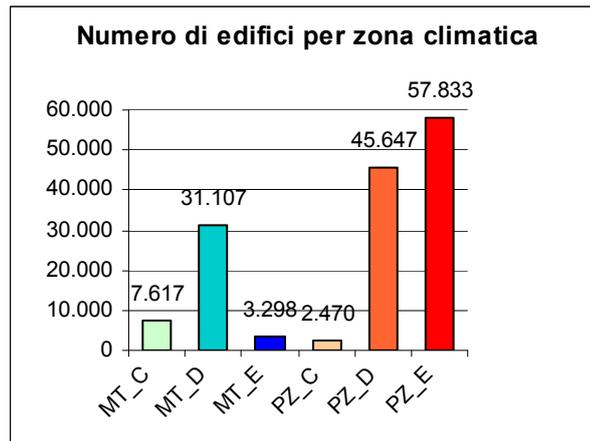


Fig. 2' - B: Numero di edifici lucani per provincia e zona climatica (elaborazioni GSE da dati ISTAT).

Soltanto una piccola percentuale (il 22%) degli edifici lucani rientra nella categoria case sparse, mentre la maggior parte degli edifici sono in centri abitati o nuclei abitati (il 78%). Le percentuali si mantengono grossomodo invariate anche in ciascuna zona climatica presente nel territorio regionale.

Un altro elemento utile a caratterizzare il patrimonio edilizio regionale è il numero di piani fuori terra degli edifici. Come si può osservare nella Fig. 2' - C, la maggioranza degli edifici lucani è ad uno o a due piani.

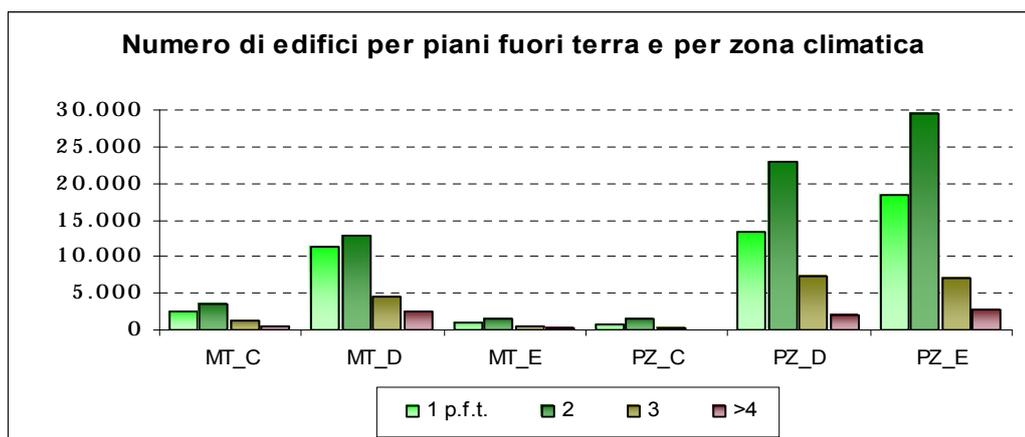


Fig. 2' - C: Numero di edifici lucani per piani fuori terra e zona climatica (elaborazioni GSE da dati ISTAT).

Parte Seconda.
Scenari evolutivi dello sviluppo energetico regionale.
2. Il patrimonio edilizio regionale.

Un'altra analisi interessante riguarda il numero di abitazioni contenute negli edifici lucani. La maggior parte degli edifici presentano al più due abitazioni: l'87,9% degli edifici nella provincia di Potenza, l'80,2% di quelli nella provincia di Matera e l'85,7% di quelli nell'intero territorio regionale.

Nella Tab. 2' - 1 sono indicati i dati caratteristici delle zone climatiche presenti nelle province lucane. Si osservi che le superfici medie degli appartamenti tendano ad aumentare nelle zone con clima più mite.

Zona	comuni	GG		Edifici per num piani fuori terra				Edifici per epoca di costruzione							Edifici per tipo di località			sup. me abitazio
		media	Edifici	1 p.f.t.	2	3	>4	<1919	'19-'45	'45-'61	62-'71	72-'81	82-'91	>1991	centri ab.	nuclci ab.	case sparse	
MT_C	4	1.256,5	7.617	2.427	3.536	1.164	490	692	612	1.717	1.399	1.573	1.018	606	4.979	377	2.261	87,7
MT_D	24	1.777,6	31.107	11.219	12.902	4.537	2.449	6.189	3.908	6.377	5.161	4.404	3.300	1.768	24.130	474	6.503	82,6
MT_E	3	2.313,3	3.298	983	1.612	500	203	784	797	812	409	192	216	88	2.630	145	523	64,2
MT total	31		42.022	14.629	18.050	6.201	3.142	7.665	5.317	8.906	6.969	6.169	4.534	2.462	31.739	996	9.287	82,6
PZ_C	1	1.325,0	2.470	728	1.460	232	50	370	288	213	333	555	519	192	2.123	77	270	88,9
PZ_D	43	1.896,3	45.647	13.269	22.893	7.404	2.081	8.971	7.145	6.696	6.369	6.163	6.634	3.669	34.055	2.777	8.815	82,4
PZ_E	56	2.367,1	57.833	18.474	29.478	7.096	2.785	14.708	6.871	6.996	7.211	7.631	9.808	4.608	39.604	5.343	12.886	81,2
PZ total	100		105.950	32.471	53.831	14.732	4.916	24.049	14.304	13.905	13.913	14.349	16.961	8.469	75.782	8.197	21.971	81,8
BAS_tot	131	2.061,5	147.972	47.100	71.881	20.933	8.058	31.714	19.621	22.811	20.882	20.518	21.495	10.931	107.521	9.193	31.258	82,1

Tab. 2' - 1: *Dati caratteristici delle zone climatiche presenti nelle province di Potenza e Matera (elaborazioni GSE da dati ISTAT).*

In riferimento all'occupazione delle abitazioni da parte di residenti, il 64,1% delle abitazioni lucane risulta occupato da residenti, il 65,5% in provincia di Potenza ed il 60,5% in provincia di Matera (elaborazioni GSE da dati ISTAT).

Prendendo in considerazione gli impianti di riscaldamento, si osserva che la maggioranza delle abitazioni lucane è dotata di impianto autonomo (Fig. 2' - D). Inoltre, gli impianti di riscaldamento svolgono spesso anche la funzione di produrre acqua calda sanitaria (ACS). Infine, si registrano una scarsa diffusione nel territorio regionale degli impianti solari termici, nonché la predominanza degli impianti di riscaldamento a metano, sebbene più di un terzo degli impianti di riscaldamento sia alimentato da combustibili solidi (Tab. 2' - 2).

Parte Seconda.
Scenari evolutivi dello sviluppo energetico regionale.
2. Il patrimonio edilizio regionale.

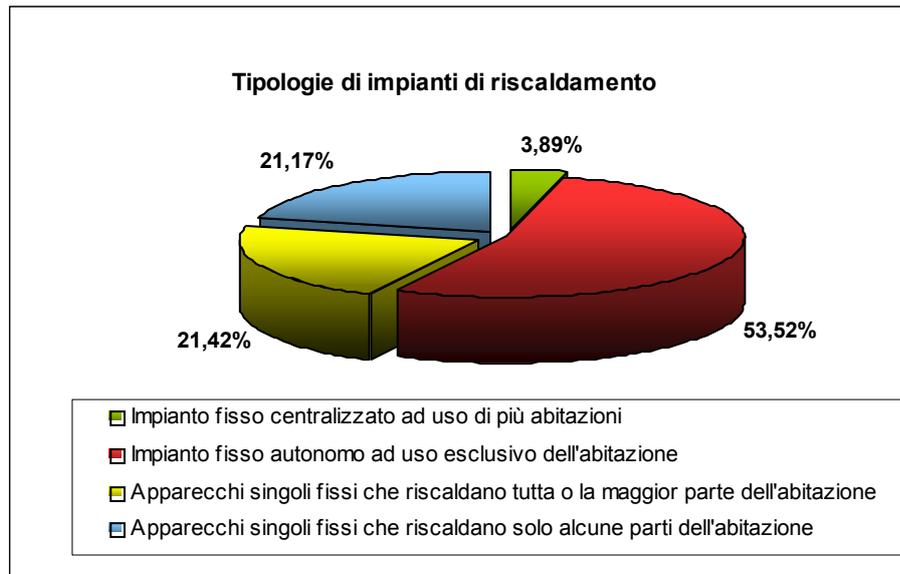


Fig. 2' - D: *Tipologie di impianti di riscaldamento diffuse nel territorio regionale (elaborazioni GSE da dati ISTAT).*

Parte Seconda.
Scenari evolutivi dello sviluppo energetico regionale.
2. Il patrimonio edilizio regionale.

	Tipo di combustibile o energia per riscaldamento				
	Combustibile liquido o gassoso	Combustibile solido	Energia elettrica	Olio combustibile	Altro tipo di combustibile o energia
Abitazioni con impianto di riscaldamento senza ACS	1.084	5.373	700	7	39
Abitazioni con impianto di riscaldamento ed ACS prodotta dallo stesso impianto	117.367	34.323	3.305	73	529
Abitazioni con impianto di riscaldamento ed ACS prodotta da un impianto diverso	23.968	49.612	6.110	150	532
<i>di cui: prodotta da un impianto ad energia elettrica</i>	14.538	39.849	5.610	118	413
<i>prodotta da un impianto ad energia solare</i>	158	239	20	1	21
<i>prodotta da un altro tipo di impianto</i>	10.551	13.063	1.127	35	129
Totale	142.419	89.308	10.115	230	1.100

Tab. 2' - 2: *Abitazioni in Basilicata occupate da persone residenti e dotate di impianto di riscaldamento, distinte per tipo di combustibile o energia che alimenta l'impianto e per disponibilità di ACS (elaborazioni GSE da dati ISTAT).*

In sintesi, dall'analisi dei dati riportati emerge che la maggior parte degli edifici lucani è ad uno o due piani, contiene un numero ridotto di abitazioni ed è ubicata in centri abitati di piccole e medie dimensioni. Quasi tutti gli impianti di riscaldamento utilizzati nelle abitazioni sono autonomi ed alimentati a metano.

Infine, si completa l'analisi del patrimonio edilizio regionale distinguendo per epoca di costruzione nella Tab. 2' - 3 le altezze interne di piano e le tipologie di struttura portante degli edifici, ed inoltre nella Tab. 2' - 4 le trasmittanze degli elementi degli involucri edilizi.

Parte Seconda.
Scenari evolutivi dello sviluppo energetico regionale.
2. Il patrimonio edilizio regionale.

Epoca costruzione	Altezza interna piano	Struttura portante
Fino al 1945	3,30 m	Muratura
1945 – 1961	3,00 m	Mista c.a. e muratura
1962 – 1971	3,00 m	Mista c.a. e muratura
1972 – 1991	2,90 m	Cemento armato
Dopo il 1991	2,80 m	Cemento armato

Tab. 2' - 3: *Altezza interna di piano e struttura portante degli edifici lucani distinte per epoca di costruzione (fonte: GSE).*

trasmissione	epoca costruzione					
	W/m ² K	<1945	'46 - '60	'61 - '71	'72 - '91	>1991
pareti		1,47	1,41	1,56	1,05	0,91
copertura		1,64	1,83	1,63	0,84	0,68
solaio		1,40	1,40	1,45	0,83	0,60
serramenti		4,86	5,02	5,35	3,61	3,06

Tab. 2' - 4: *Trasmittanze delle chiusure degli edifici lucani distinte per epoca di costruzione (fonte: GSE).*

3. L'OFFERTA DI ENERGIA PRIMARIA E SECONDARIA.

3.1. L'andamento dell'offerta di energia primaria.

3.1.1. Il petrolio.

Il sottosuolo lucano è ricco di idrocarburi, il cui sfruttamento è iniziato con alterne vicende intorno agli anni cinquanta. I maggiori giacimenti sono presenti in Val d'Agri e a Tempa Rossa (in quest'ultima località lo sfruttamento del giacimento dovrebbe iniziare nel 2010).

In riferimento alla concessione in Val d'Agri, il piano di sfruttamento del giacimento previsto dal Ministero dello sviluppo economico prevedeva a regime, nel 2007, l'attivazione di 47 pozzi. Ad oggi risultano in produzione 22 pozzi dei 34 perforati¹³. In previsione di un incremento dell'attività estrattiva per saturare la capacità di trattamento giornaliera del Centro oli (che attualmente produce 104.000 barili/giorno), oltre all'allaccio dei pozzi già perforati, saranno realizzati ed allacciati, entro il 2009, 5 ulteriori pozzi, di cui uno adibito alla reiniezione, per un totale di 39 pozzi.

Nella Fig. 3' - A è rappresentato l'andamento dell'estrazione di petrolio dalle concessioni in Basilicata dal 1990 al 2020, determinato fino al 2008 sulla base dei dati forniti dal GSE, e per i restanti anni mediante le stime effettuate dalla Regione, comprensive delle previsioni relative all'entrata in produzione, nel 2011, della concessione Tempa Rossa nella titolarità della Total. Le quote annuali di estrazione, che sono notevolmente aumentate nei primi anni di questo decennio, dovrebbero continuare ad aumentare per l'intero periodo di riferimento. In particolare, si prevede tra il 2011 ed il 2012 un brusco aumento (fino a 130.000 barili/giorno) dovuto alla messa a regime della produzione della concessione Tempa Rossa, ed infine il

¹³ Dei 47 pozzi che erano previsti per il 2007, vi sono 22 pozzi allacciati all'infrastruttura di trasporto ed in produzione (18 pozzi a Viggiano, 4 a Grumento Nova), un pozzo è allacciato per la reiniezione (Costa Molina 1 a Montemurro), un pozzo è allacciato ma non in produzione (Volturino 1 a Calvello), 9 sono perforati e non allacciati (5 Calvello, 3 Marsico Nuovo, 1 Viggiano), ed un pozzo è in perforazione (Cerro Falcone 4 a Calvello), per un totale di 34 pozzi.

raggiungimento nel 2020 di una quota di produzione pari a 150.000 barili/giorno, corrispondenti a 7.501 ktep/anno.

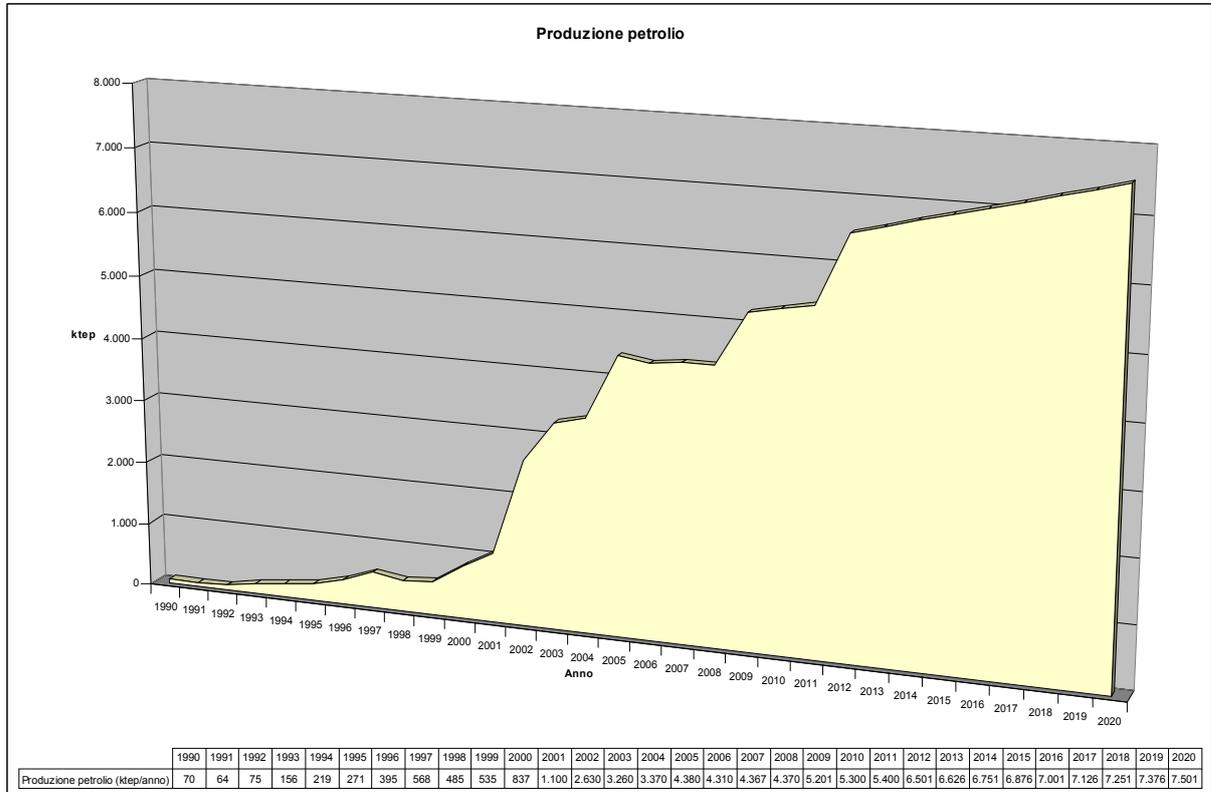


Fig. 3' - A: Andamento dell'estrazione di petrolio in Basilicata nel periodo 1990-2020 (fonti: GSE per gli anni 1990-2008, Regione Basilicata per gli anni 2009-2020).

3.1.2. Il gas naturale.

In Basilicata sono presenti giacimenti di gas naturale per i quali si prevede un incremento dell'attività estrattiva, che dovrebbe passare da 1.138.000.000 m³ (910 ktep) nel 2006 a 1.865.000.000 m³ (1.492 ktep) nel 2012 con la messa a regime della concessione di Tempa Rossa, per arrivare a 2.152.000.000 m³ (1.722 ktep) nel 2020. Si riporta nella Fig. 3' - B l'andamento dell'estrazione di gas naturale dal 1990 al 2020.

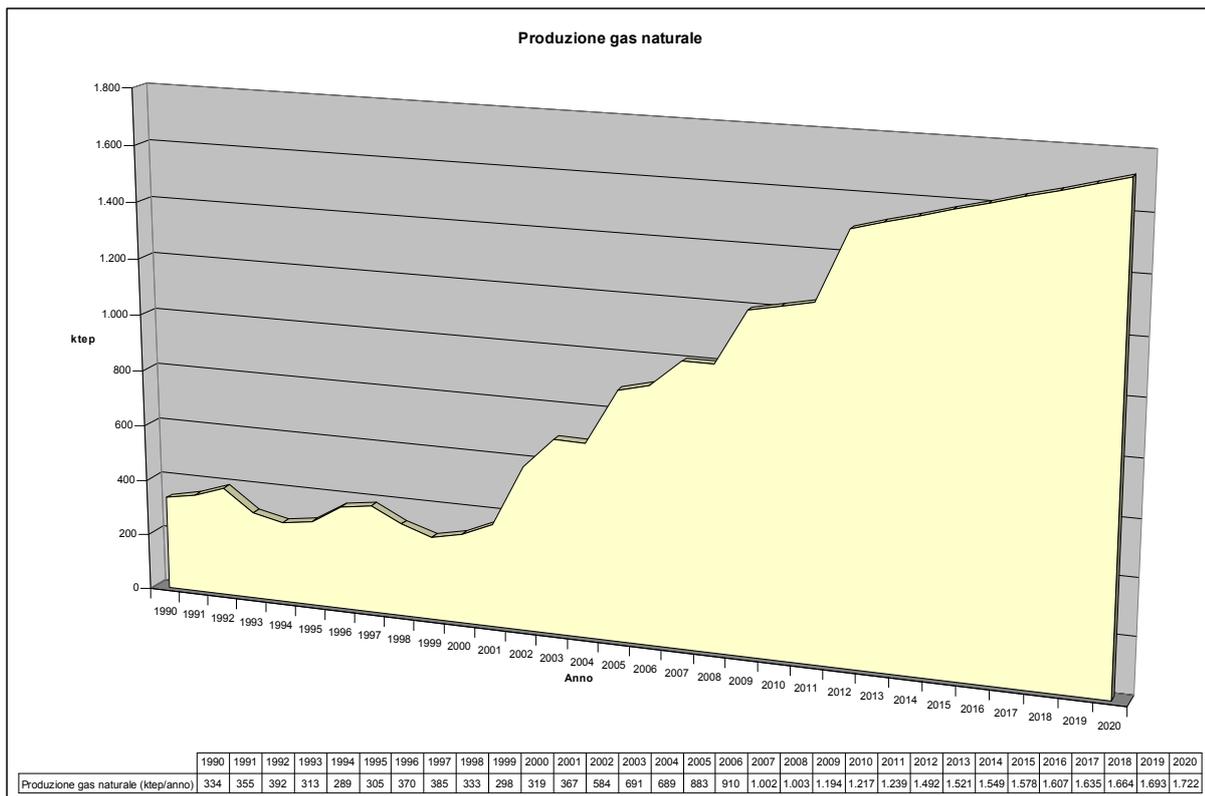


Fig. 3' - B: Andamento dell'estrazione di gas naturale in Basilicata nel periodo 1990-2020
 (fonti: GSE per gli anni 1990-2008, Regione Basilicata per gli anni 2009-2020).

3.1.3. La fruizione delle risorse fossili del sottosuolo

Titolare della politica fiscale e titolare della facoltà concessoria nel settore delle estrazioni, come è noto, è il governo nazionale (d.lgs. 625/1996 e s.m ed i.), mentre le Regioni hanno nel campo delle estrazioni di idrocarburi competenze legislative limitate.

La Basilicata, in particolare, ha una titolarità normativa riferibile, in buona sostanza, esclusivamente alle procedure di valutazione di impatto ambientale poiché le attività connesse allo sfruttamento delle risorse petrolifere, in base ad una specifica legge regionale (L.R. 47/98 "Procedure per la valutazione di impatto ambientale") sono assoggettate al parere regionale di impatto ambientale.

Per di più al Marzo 2009 il ddl AS n. 1195 sulle "disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazioni delle imprese, nonché in materia di energia", nella forma attuale sembrerebbe attenuare ulteriormente tali titolarità regionali, spostando addirittura l'istruttoria di VIA nelle competenze degli uffici del Ministero dello Sviluppo Economico.

Tale approccio non è condiviso dal Governo della Regione Basilicata, che è occupata per oltre il 20% del suo territorio da concessioni di coltivazioni.

Con l'approvazione del presente strumento programmatico invece la Regione intende riaffermare e difendere il principio che l'istituzione territoriale debba essere interessata già nelle fasi propedeutiche della programmazione dell'uso del suolo e soprattutto in relazione alla fruizione delle risorse di idrocarburi esistenti nel sottosuolo.

Pertanto, tutte le attività di ricerca, esplorazione, estrazione di idrocarburi dovranno essere oggetto di una programmazione concertata fra Governo e Regione, che consenta una valutazione globale ex ante degli impatti e dei benefici di tali attività.

La Regione Basilicata intende quindi farsi promotrice di un'estensione della fase dell'intesa, ai sensi dell' articolo 8, comma 6, della legge n. 131 del 5 giugno 2003, al momento della programmazione dell'uso del territorio, in modo che l'istituto dell'intesa sia applicato già fin dal momento della programmazione dell'uso del suolo in relazione all'attività estrattiva, salve le ulteriori per le singole attività.

Tale estensione - diretta a tutelare l'ambiente, valutare preventivamente la sostenibilità delle attività estrattive, sia nella fase della ricerca che in quella di coltivazione, a perseguire la valorizzazione dello sviluppo endogeno del territorio – potrà essere raggiunta con la più ampia applicazione dell'accordo del 24 aprile 2001 fra la la Conferenza permanente delle Regioni e il Ministero dell'Industria.

A tal fine va avviata una nuova negoziazione con il Governo

3.2. La generazione di energia elettrica.

3.2.1. *La generazione termoelettrica da gas naturale.*

La produzione di energia elettrica regionale è largamente inferiore al fabbisogno lucano. La Basilicata dai primi anni settanta è caratterizzata da un deficit di produzione, con un forte ricorso all'importazione di energia elettrica dalle regioni limitrofe, che nel 2006 ha superato il 52% della domanda di energia elettrica. A ciò si aggiunga la considerazione che la produzione termoelettrica regionale è dovuta essenzialmente ad impianti di taglia medio-piccola (il più grande ha una potenza di

100 MW). Soltanto il 20% dell'energia elettrica prodotta è ceduta al mercato, mentre la restante quantità è destinata all'autoconsumo. Dal quadro descritto emerge che l'installazione sul territorio regionale di impianti termoelettrici che sostituiscano l'attuale importazione dalle altre regioni sia un'opzione percorribile, almeno prendendo a riferimento il bilancio energetico regionale.

I nuovi impianti in Basilicata necessiterebbero di dimensioni tali da essere competitivi sui mercati dell'energia elettrica al di fuori del territorio regionale. Ciò appare confermato dalle richieste di autorizzazione alla realizzazione di impianti termoelettrici di potenza superiore a 300 MW termici presentate al Ministero dello sviluppo economico.

Naturalmente, un investimenti di questo tipo non possono prescindere da alcune considerazioni sulla rete elettrica della zona di mercato alla quale appartiene la Basilicata, e sull'evoluzione del parco impianti nelle regioni limitrofe. Analizzando i dati relativi agli impianti attualmente in esercizio e a quelli previsti, emerge un'elevata capacità di produzione di energia elettrica già autorizzata o in avanzato iter di autorizzazione in Calabria, Puglia e Molise, che determina una sovrapproduzione nella Zona sud con conseguenti criticità sulla rete di trasmissione. Tali criticità hanno portato ad una ridefinizione, per il triennio 2009-2011, delle zone di mercato, con il passaggio della Campania nella Zona centro-sud e del Molise e della Calabria nella Zona sud insieme alla Basilicata e alla Puglia, e con la formazione, per effetto di alcune congestioni locali che si presentano sistematicamente in quest'ultima zona, di tre poli di produzione limitata: Foggia, Brindisi e Rossano. Tuttavia, le criticità che potrebbe incontrare un nuovo impianto in Basilicata potrebbero essere contenute o annullate dagli interventi previsti dai Piani di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2007 e 2008.

Alla luce di quanto osservato in merito alla configurazione attuale della Basilicata e delle regioni circostanti, e ai progetti programmati e in corso di realizzazione, appaiono identificabili due scenari, caratterizzati da differente probabilità. Lo scenario

più probabile, almeno per i primi anni del periodo di riferimento del presente Piano, non prevede la costruzione di nuovi impianti termoelettrici a gas naturale nel territorio regionale. Lo scenario alternativo, meno probabile, prefigura una situazione molto dinamica sul fronte dell'incremento della capacità di trasmissione. Se gli interventi dei Piani di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2007 e 2008 dovessero essere realizzati celermente, la configurazione dei flussi attuali cambierebbe sostanzialmente, garantendo maggiori opportunità per la costruzione di impianti termoelettrici a gas naturale in Basilicata.

3.2.2. *Le fonti rinnovabili.*

Le fonti rinnovabili di energia rivestono un'importanza strategica nell'ambito della sicurezza degli approvvigionamenti energetici e del soddisfacimento della crescente fame di energia, così come all'interno della lotta al cambiamento climatico. Peraltro, il loro sfruttamento spesso costituisce un'importante occasione di rilancio per le economie delle aree marginali ed interne.

Tuttavia, per valorizzare appieno le enormi potenzialità direttamente ed indirettamente connesse con le fonti energetiche rinnovabili, è necessario procedere con particolare attenzione sia in fase di stima del potenziale energetico sia in fase di pianificazione territoriale, a causa di una bassa densità energetica ed un'elevata dispersione sul territorio. La molteplicità dei fattori in gioco, inoltre, richiede la predisposizione di strumenti decisionali affidabili, basati in genere sui sistemi informativi territoriali.

3.2.2.1. L'eolico.

La stima del potenziale energetico da fonte eolica è in generale un esercizio piuttosto complesso, fortemente dipendente dalle ipotesi al contorno. Si tratta, infatti, di una fonte energetica a bassa densità, dispersa sul territorio, il cui sfruttamento dipende essenzialmente da tre tipologie di aspetti:

- Fisici (disponibilità di vento);
- Economici (produzione energetica, incentivi);
- Paesaggistici ed ambientali (vincoli).

Nonostante la produzione di energia elettrica da fonte eolica sia, tra le diverse forme di generazione “verde”, quella che assicura costi di produzione più vicini a quelli degli impianti alimentati a combustibili fossili, in valore assoluto è comunque piuttosto costosa. La realizzazione di parchi eolici, pertanto, è attualmente ancora legata alla presenza di incentivi economici. Peraltro, pur in considerazione di un impatto ambientale e paesaggistico in generale non elevatissimo, in fase di pianificazione appare comunque opportuno tener conto di eventuali vincoli e della specifica vocazione di sviluppo del territorio interessato.

La disponibilità di vento costituisce il fattore determinante per la sostenibilità economica, energetica ed ambientale di un parco eolico, e può essere valutata sulla base di due approcci differenti, in funzione del livello di dettaglio richiesto. Su piccola scala, ovvero in fase di progettazione di un singolo parco eolico, è indispensabile un'accurata conoscenza delle caratteristiche del vento (distribuzione di frequenza delle velocità e delle direzioni prevalenti del vento) previa predisposizione di campagne anemologiche accurate. A livello di pianificazione e stima delle potenzialità su base territoriale, invece, si può far ricorso a dati sulla velocità media annua e sulla producibilità specifica, quest'ultima direttamente collegata alla durata del vento e quindi alle ore di funzionamento che un impianto può garantire annualmente.

L'Atlante Eolico Italiano, dal punto di vista della disponibilità delle risorse eoliche, costituisce una fonte di informazioni importante a supporto della pianificazione territoriale. Frutto di uno studio condotto dal CESI Ricerca, l'Atlante riporta stime relative alla distribuzione delle velocità medie del vento e della producibilità specifica sottoforma di mappe in scala 1:750.000, disponibili per tutto il territorio italiano. Per ciascuna tipologia di mappa, inoltre, sono previste quattro serie di dati, a seconda dell'altezza dal suolo presa in considerazione: 25, 50, 75 e 100 m.

In Basilicata, sulla base delle mappe dell'Atlante Eolico Italiano stimate a 75 m di altezza dal suolo, si rileva in generale una discreta disponibilità di vento, anche se distribuita in maniera non uniforme sul territorio.

In particolare, a fronte di una velocità media generalmente superiore ai 6-7 m/s, spiccano diverse aree caratterizzate da una velocità superiore ai 7 m/s, con punte comprese tra 8 e 9 m/s (Fig. 3' - C). Queste aree sono localizzate lungo tutta la dorsale appenninica, principalmente nell'area Nord della regione, fino alla zona del Vulture e del Subappennino Dauno. Verso Sud la distribuzione è più frazionata e

comunque segue quella dei maggiori rilievi lucani. In queste aree si concentra la maggior parte degli impianti attualmente in funzione.

La carta della producibilità specifica conferma l'andamento della velocità del vento. Anche in questo caso, infatti, le aree caratterizzate da una maggiore persistenza del vento si concentrano prevalentemente lungo la dorsale appenninica, con valori compresi tra 2.500 e 3.500 MWh/MW, e punte fino a 4.000 MWh/MW nell'area del massiccio del Pollino (Fig. 3' - D). In parallelo con quanto osservato relativamente alla velocità media del vento, anche per la producibilità specifica, ad una maggiore omogeneità nell'area Nord della regione, fa seguito una distribuzione molto più frammentaria verso Sud.

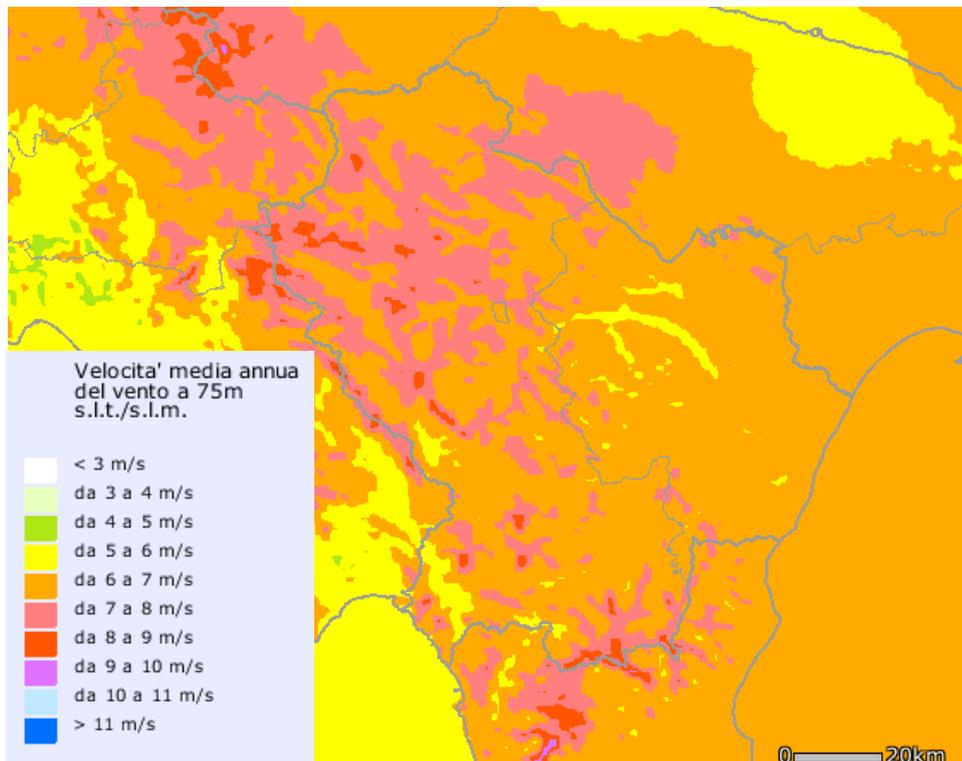


Fig. 3' - C: Carta della velocità del vento (in m/s) a 75 m di altezza dal suolo (fonte: CESI Ricerca SpA).

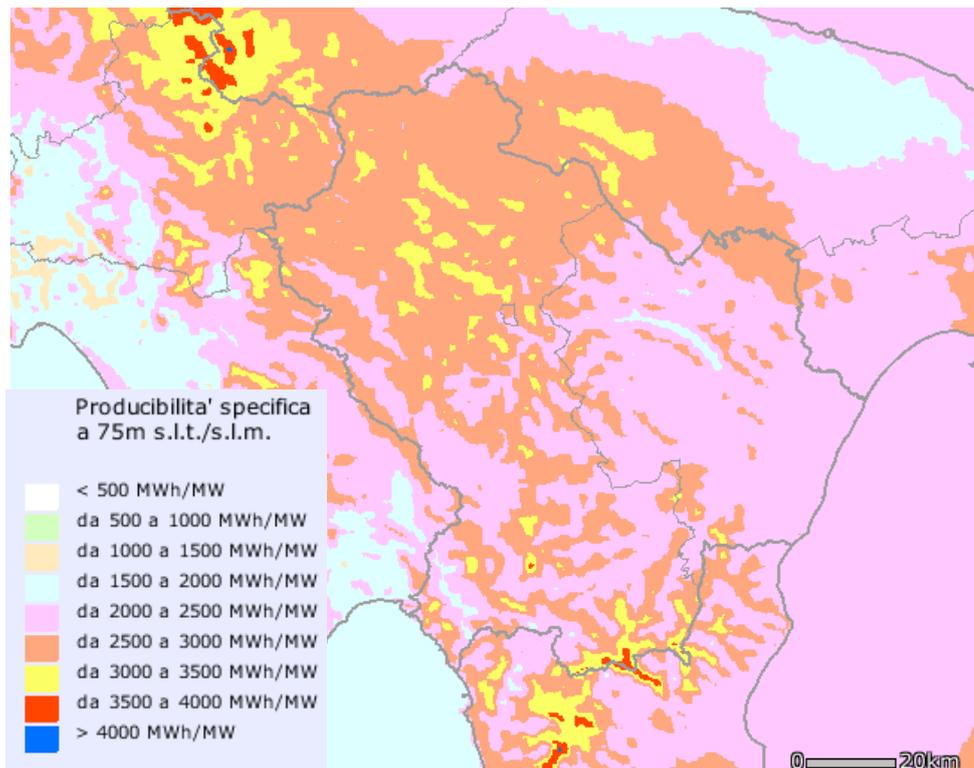


Fig. 3' - D: Carta della producibilità specifica (in MWh/MW) a 75 m di altezza dal suolo
(fonte: CESI Ricerca SpA).

L'analisi della distribuzione della velocità del vento e della producibilità specifica stimate dal CESI Ricerca, lasciano intravedere un potenziale eolico regionale confortante in relazione sia al fabbisogno interno di energia sia agli obiettivi di produzione di energia da fonti rinnovabili e di riduzione delle emissioni di gas serra fissati a livello nazionale e comunitario.

3.2.2.2. Il solare fotovoltaico.

La tecnologia alla base del solare fotovoltaico è fra le più promettenti ed in rapida espansione all'interno del settore delle energie rinnovabili. Per contro, anche in questo caso, così come per l'eolico e le altre fonti a basso o nullo impatto ambientale, la sostenibilità di un impianto non si risolve esclusivamente nell'ambito di un semplice bilancio energetico.

Come tutte le tecnologie innovative legate allo sfruttamento di fonti di energia alternativa, infatti, la convenienza economica del solare fotovoltaico è fortemente legata alla presenza di incentivi pubblici. La necessità di garantire una forma di remunerazione aggiuntiva, che trova una sua intrinseca giustificazione nella

internalizzazione delle esternalità positive connesse, consente comunque di orientare più facilmente le scelte del singolo consumatore, in linea con gli indirizzi e gli obiettivi stabiliti in sede di programmazione su vasta scala.

Un fattore limitante è rappresentato anche dalla bassa densità energetica, che imponendo investimenti in termini di superficie notevoli rispetto alla produzione conseguibile, potrebbe collidere con le esigenze di protezione della natura e del paesaggio, ma anche di sviluppo del comparto agricolo. Ciò vale soprattutto per gli impianti di grossa taglia, non integrati, che esercitando una forte pressione competitiva nei confronti dei migliori terreni agricoli, potrebbero danneggiare l'economia rurale e le produzioni locali. Non a caso, l'attuale sistema di incentivazione finora si è mosso a favore degli impianti integrati e parzialmente integrati di piccole dimensioni.

L'elevata dispersione sul territorio, tuttavia, fornisce anche un'interessante opportunità di sviluppo per un modello di produzione di energia basato su una grande rete di piccoli produttori, dislocati su tutto il territorio. Questo sistema, dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti energetici, fornisce maggiori garanzie rispetto al tradizionale modello basato su poche grandi centrali elettriche.

Esattamente come per l'energia eolica, comunque, anche per il solare fotovoltaico il fattore determinante per la sostenibilità di un impianto è essenzialmente di natura fisica, ovvero di disponibilità di sole. Questa variabile è espressa in termini di radiazione solare giornaliera mediamente incidente sulla superficie terrestre ($\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{giorni}^{-1}$) e dipende da diversi fattori, tra cui la latitudine, l'altitudine, l'esposizione, la pendenza, la nuvolosità. Il rendimento di un impianto, pertanto, varia sia territorialmente che localmente.

A livello territoriale, la Basilicata presenta condizioni di irraggiamento piuttosto favorevoli rispetto alle regioni centrali e settentrionali del nostro paese. Questo vale a maggior ragione nei confronti degli altri paesi del Centro-Nord Europa, in alcuni dei quali peraltro le applicazioni di questa tecnologia sono notevolmente maggiori, nonostante le condizioni ambientali peggiori.

Un'elaborazione del GSE condotta su base dati ENEA, afferente all'Atlante italiano della radiazione solare, evidenzia una pur minima variabilità nelle condizioni tra i diversi comuni lucani (Fig. 3' - E). Le fasce costiere (fascia ionica e costa di Maratea), insieme ad alcuni comuni dell'area del Pollino e della collina materana, vantano un

potenziale maggiore, che in ogni caso si mantiene nella quasi totalità dei casi su valori interessanti, intorno ai 4 kWh/(m²*giorno).

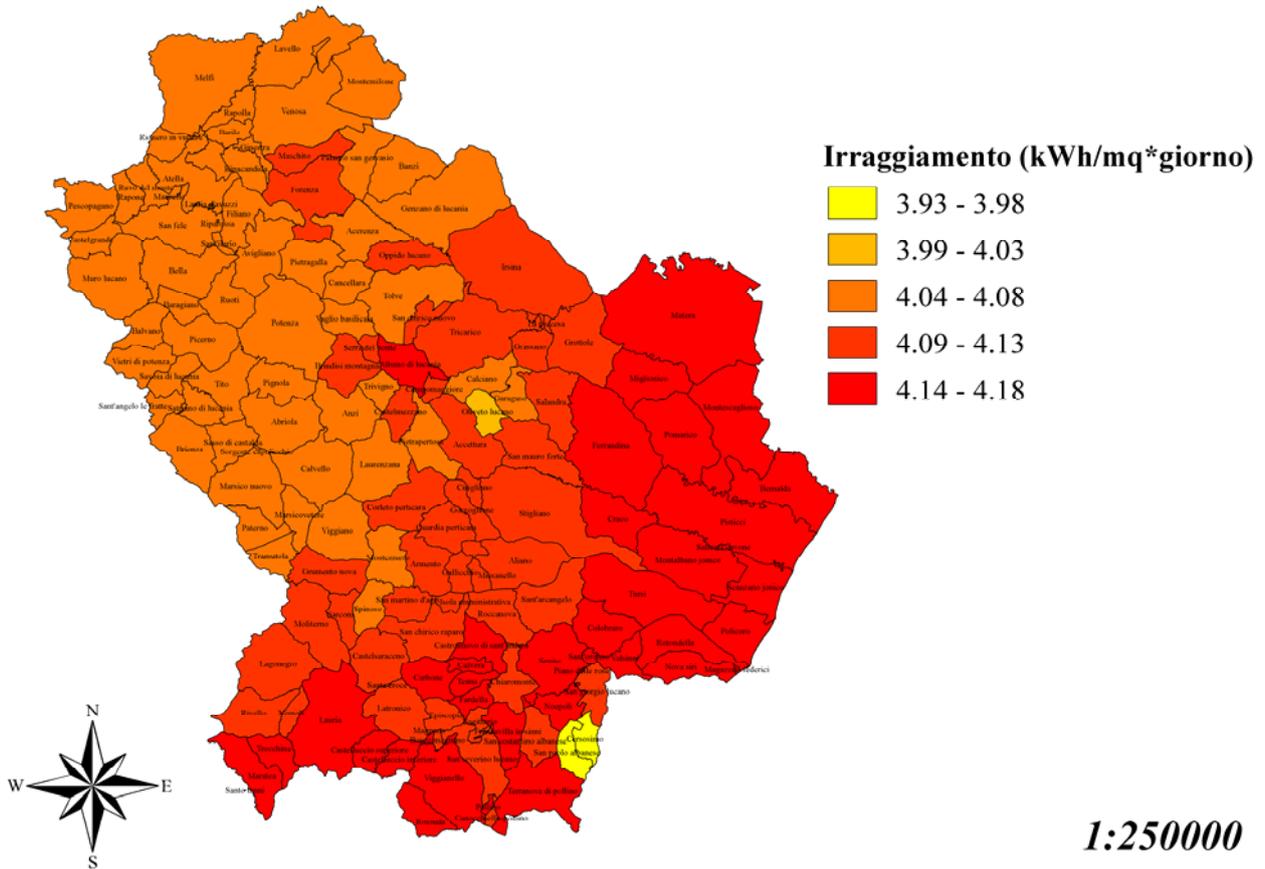


Fig. 3' - E: Irradiazione giornaliera media annua dei vari comuni lucani espressa in kWh/m²*giorno (fonte: ENEA).

La valutazione analitica di questo potenziale risulta piuttosto complessa a causa delle numerose variabili in gioco. Questo vale per la stima della potenza installabile tanto con applicazioni integrate e parzialmente integrate quanto con applicazioni non integrate. Nel primo caso si richiede un'approfondita conoscenza dei centri urbani e del patrimonio edilizio del territorio (tipologia di edifici, orientamento, ecc.). Nel secondo caso, invece, entrano in gioco fattori legati agli aspetti paesaggistici e ambientali, nonché esigenze legate alla tutela delle produzioni agricole locali.

Una valutazione precisa appare pertanto possibile soltanto a seguito di uno studio minuzioso del territorio, nell'ambito di una programmazione a livello comunale più che regionale. In ogni caso, una stima di massima del GSE, basata principalmente

sull'integrazione dei dati di radiazione solare al suolo con un'indagine sul patrimonio edilizio regionale e sull'uso del suolo (base dati ISTAT), pone in evidenza valori di potenziale interessanti per la diffusione della tecnologia del fotovoltaico in Basilicata. In questo senso interessanti prospettive si intravedono nel ricorso a pannelli fotovoltaici ad alta efficienza.

3.2.2.3. L'idroelettrico.

Tra le tecnologie di generazione elettrica che utilizzano le fonti rinnovabili, l'idroelettrico è quella caratterizzata da una maggiore diffusione e maturità tecnologica, dal momento che il suo sfruttamento è iniziato già alla fine dell'Ottocento. Ciò fa sì che attualmente i bacini idrici dotati di più elevato potenziale siano già dotati di opere di sbarramento e di impianti idroelettrici di medie e grandi dimensioni. Tuttavia, esiste tuttora in Italia e in Basilicata un potenziale idroelettrico sfruttabile tramite l'installazione di centrali ad acqua fluente, capaci di utilizzare le risorse marginali presenti nel territorio con un impatto minimo sull'ecosistema circostante, in alcuni casi del tutto trascurabile. Anche sulla base di queste considerazioni, sia in campo europeo che a livello nazionale sono state introdotte politiche di incentivazione che rendono conveniente la realizzazione e l'esercizio di questi impianti¹⁴.

Come evidenziato nella prima parte del presente documento, l'idroelettrico in Basilicata riveste un ruolo importante all'interno del sistema di generazione elettrica; nel 2005 il 20 % dell'energia elettrica prodotta in regione è legato allo sfruttamento di questa fonte primaria. Del resto, il territorio lucano appare molto ricco di acqua e presenta un sistema di infrastrutture idriche molto sviluppato e strategico attraverso il quale si fornisce acqua per usi irrigui, industriali e potabili non solo ai Comuni lucani, ma anche alle regioni limitrofe (Puglia e Calabria). A tal fine, l'elevata variabilità annuale delle portate idriche lungo il corso dei vari fiumi che attraversano la Basilicata ha reso necessaria la realizzazione di imponenti opere di accumulo, di regolazione e di scambio tra i vari bacini per poter sfruttare utilmente e razionalmente

¹⁴ La legge Finanziaria 2008 prevede una modifica all'attuale sistema di incentivazione. Questa in particolare prevede l'abbassamento ad 1 MWh della quota minima di produzione da Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR) per ottenere i certificati verdi, rendendo accessibile anche ai piccoli impianti questo meccanismo di incentivazione. Inoltre, per gli impianti di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW consente di poter accedere ad un meccanismo di incentivazione in conto energia con delle tariffe di ritiro della produzione di energia elettrica da rinnovabili che variano dai 220€/MWh per l'idroelettrico ai 300 €/MWh per le biomasse da filiera corta.

i deflussi dei vari corsi d'acqua. Nel tempo, quindi, in Basilicata sono stati realizzati una serie di invasi destinati a rendere possibile un uso pluriennale dell'acqua accumulata negli anni più piovosi.

Di seguito, si riporta l'elenco delle opere di accumulo e di intercettazione delle acque fluenti presenti in Regione:

- Invaso di Monte Cotugno e Senise sul Sinni: capacità 530 x 106 mc, per uso irriguo e potabile;
- Invaso di Masseria Nicodemo alla confluenza tra il Sinni e il Cogliandrino: capacità di 12x106 mc, per uso idroelettrico;
- Invaso sul Sarmento, le cui acque verranno convogliate all'invaso di Monte Cotugno;
- Invaso del Pertusillo sull'Agri, a Spinoso: capacità 155 x 106 mc, per uso idroelettrico, potabile ed irriguo;
- Invaso di Marsiconuovo sull'Agri: capacità 7 x 106 mc per uso irriguo;
- Traversa sull'Agri a Missanello, con trasferimento delle acque nell'invaso di Monte Cotugno;
- Traversa sul Sauro, le cui acque vengono convogliate nell'invaso di Monte Cotugno;
- Traversa con invaso volano di Gannano, che utilizza le fluenze residue dell'Agri e i rilasci della centrale idroelettrica di Missanello, per uso irriguo;
- Invaso di Pignola su affluente del Basento: capacità 5 x 106 mc, per uso industriale;
- Invaso di Ponte Fontanelle sul Camastra: capacità 36 x 106 mc, per uso potabile ed industriale;
- Invaso di Acerenza sul Bradano: capacità 40 x 106 mc, ad uso irriguo;
- Invaso di Genzano su un affluente del Bradano: capacità 52 x 106 mc, per uso irriguo;
- Invaso di Stretta sul Corvo sul Basentello, affluente del Bradano: capacità 30 x 106 mc, per uso irriguo;
- Invaso di San Giuliano sul Bradano: capacità 105 x 106 mc, per uso irriguo;
- Invaso del Rendina alla confluenza della fiumara di Venosa con il torrente Arcidiaconata: capacità 22 x 106 mc, per uso irriguo ed industriale;

Parte Seconda.
Scenari evolutivi dello sviluppo energetico regionale.
3. L'offerta di energia primaria e secondaria.

- Traversa di S. Venere sull'Ofanto, essa intercetta le Acque dell'Ofanto per convogliarle negli invasi del Locone e di Marana Capaciotti in Puglia e del Rendina in Basilicata, per uso irriguo;
- Invaso del lago Saetta in agro di Pescopagano: capacità $3,9 \times 10^6$ mc, per uso irriguo e potabile;
- Invaso di Muro Lucano: capacità di 5×10^6 mc, per uso idroelettrico, ormai abbandonato per motivi di sicurezza.

L'interconnessione tra alcuni di questi invasi ha permesso, inoltre, di connettere tra loro alcuni bacini idrici, consentendo un migliore sfruttamento della risorsa acqua presente e rendendo irrigui molti dei territori lucani. Tra questi i più importanti sono gli schemi idropotabili ad uso plurimo Sinni-Agri, Basento-Bradano, Ofanto e Camastra (Fig. 3' - F).



Fig. 3' - F: *Schemi ad uso plurimo che insistono sul territorio della Basilicata.*

Attualmente, gli impianti idroelettrici realizzati in Basilicata in prossimità di invasi e traverse sono due: la centrale del Pertusillo che insiste sull'omonima diga e la centrale di Castrocucco che utilizza le acque della diga di Masseria Nicodemo.

In passato sono stati condotti alcuni studi al fine di accertare le potenzialità idroelettriche dei vari invasi lucani:

- 1989: indagine sulle risorse idroelettriche degli schemi idrici della ex Cassa del Mezzogiorno;
- 1990: studio delle principali risorse idriche superficiali lucane, a cura dell'Istituto di Idraulica e Costruzioni Idrauliche dell'Università degli Studi della Basilicata;
- 1992: studi di fattibilità di impianti idroelettrici di piccola potenza, realizzati dall'ENEL nell'ambito del programma comunitario VALOREN;
- 1997: analisi del potenziale idroelettrico teorico nell'area di sfruttamento petrolifero, a cura del Consorzio di Bonifica dell'Alta Val d'Agri;
- 2001: Piano Energetico Regionale;
- 2003-2005: studi di fattibilità per il recupero di energia elettrica dagli invasi e dai salti idraulici presenti in Basilicata, commissionati dalla Società Acqua SpA.

Tali studi, pur rilevando la possibilità di installare nuovi impianti di produzione di energia idroelettrica, non hanno tuttavia preso in considerazione tutto il potenziale marginale, legato allo sfruttamento anche dei piccoli salti idraulici, a causa dell'allora sistema d'incentivazione, il quale non contemplava gli impianti di piccole dimensioni. In Basilicata, in effetti, esiste un potenziale idroelettrico marginale, il quale, seppur di limitata entità, non è ancora sfruttato attraverso l'implementazione di piccoli impianti. La presenza di piccoli salti geodetici potenzialmente sfruttabili a fini energetici è confermata peraltro da una stima condotta dal GSE in collaborazione con il CESI Ricerca, sulla base della conformazione geomorfologica del territorio e di dati storici di precipitazione (Fig. 3' - G).

Parte Seconda.
 Scenari evolutivi dello sviluppo energetico regionale.
 3. L'offerta di energia primaria e secondaria.

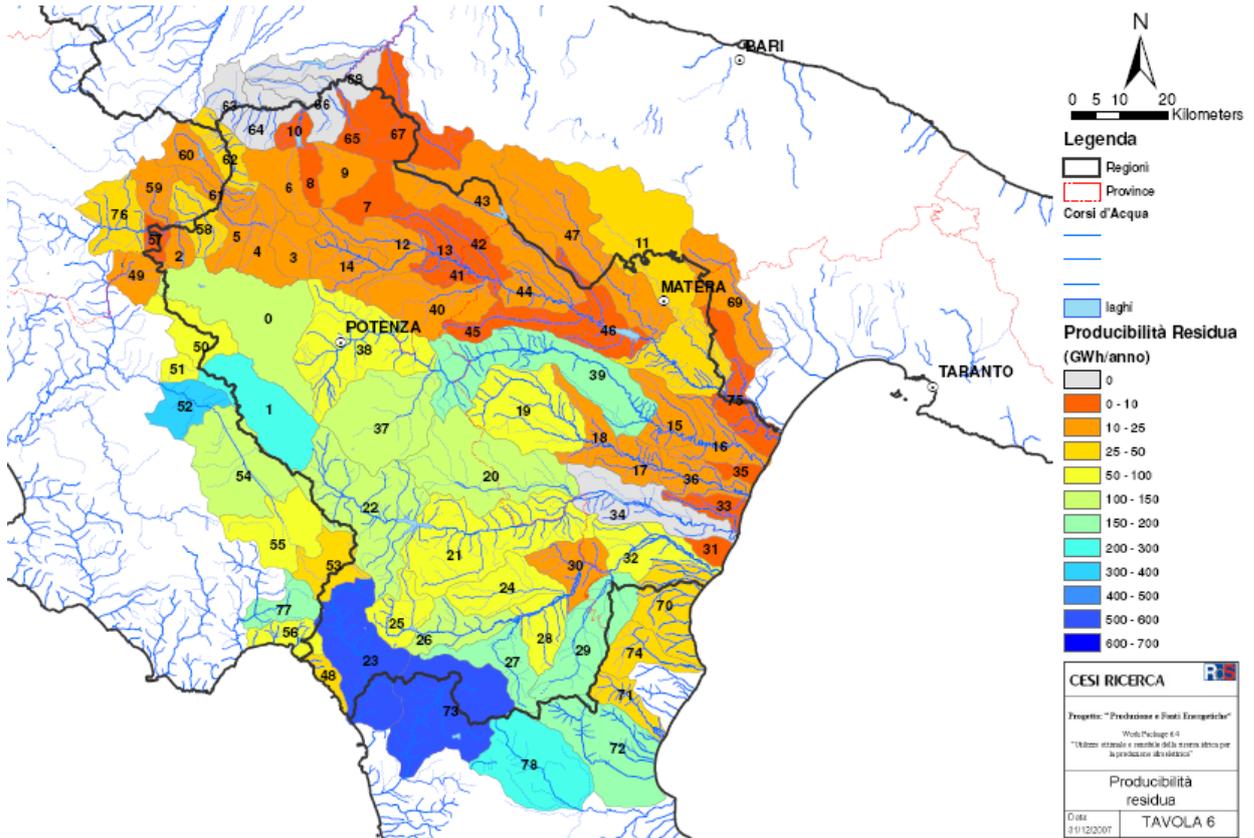


Fig. 3' - G: Mappa della produttività idroelettrica annua in GWh/anno (fonte: CESI Ricerca SpA).

Il ricorso alla modellistica abbinato all'impiego dei sistemi informativi territoriali consente di valutare le relazioni che intercorrono tra numerose variabili, e la loro variabilità spaziale e temporale. Questo processo riduce notevolmente la complessità dell'analisi, ma è affetto da un certo rischio di errore, legato principalmente al disallineamento tra il reale contesto geografico e la sua rappresentazione modellistica. A livello territoriale, inoltre, non è possibile tener conto di tutte quelle variabili di natura economica, paesaggistica ed ambientale che riducono il potenziale idroelettrico effettivamente sfruttabile.

3.2.2.4. Le biomasse.

Sulla base delle indicazioni contenute all'interno del D.lgs. n.387/2003 (art.2, comma 1, punto a), con il termine biomassa s'intende "La parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura, (comprendente sostanze vegetali ed

animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani”.

Le principali tipologie di biomasse utilizzabili a fini energetici sono:

- Prodotti derivanti da colture energetiche dedicate, erbacee o arboree (es. colture per biocarburanti, Short Rotation Forestry);
- Residui dell'attività agricola e forestale (es. paglia, legna da ardere, reflui zootecnici per biogas, altri prodotti ligno-cellulosici);
- Residui dell'attività industriale, agroindustriale, civile (es. scarti di industrie di trasformazione del legno, sansa di oliva, frazione organica dei rifiuti solidi urbani).

In particolare, il D. M. 401/99, art. 1 comma 3, definisce come biomasse:

- La legna da ardere;
- Altri prodotti e residui lignocellulosici puri;
- Sottoprodotti di coltivazioni agricole, ittiche e di trasformazione agro - industriale;
- Colture agricole e forestali dedicate;
- Liquami e reflui zootenici ed acquicoli.

Le possibili applicazioni delle biomasse come fonte di approvvigionamento energetico sono innumerevoli, ma tutte sfruttano la conversione dell'energia immagazzinata all'interno dei legami chimici che compongono la sostanza organica. I processi di conversione della biomassa sono classificati all'interno di due tipologie principali: processi termochimici (combustione, pirolisi e gassificazione) e processi biochimici (digestione, fermentazione) (ASTER – Agenzia per lo Sviluppo Tecnologico dell'Emilia Romagna, 2001). La scelta del processo di conversione più idoneo dipende sia dal contenuto di umidità della biomassa che dal rapporto carbonio/azoto (Fonte: Energialab).

Generalmente le biomasse sono classificate in liquide o solide ed umide o secche: le biomasse con un contenuto elevato di umidità sono destinate prevalentemente alla digestione anaerobica, pirolisi o alla produzione di biocarburanti. Al contrario, invece, per le biomasse secche sono da preferirsi processi di combustione o gassificazione (International Energy Agency, 2007).

L'energia derivante dalla degradazione della sostanza organica può essere utilizzata direttamente sotto forma di calore per il riscaldamento di utenze civili o industriali, ovvero convertita in energia elettrica. Nel caso dei biocarburanti, può essere

trasformata anche in energia meccanica per autotrazione. Inoltre, è possibile implementare sistemi di produzione combinata di energia elettrica e calore (cogenerazione), integrando eventualmente anche sistemi di refrigerazione (trigenerazione).

La valorizzazione a fini energetici delle biomasse di origine agricola e forestale è di fondamentale importanza nell'ottica della diversificazione delle fonti energetiche e della riduzione delle emissioni di gas serra. Peraltro, la possibilità di destinare questa risorsa naturale alla conversione energetica costituisce un'opportunità di sviluppo in più per le comunità locali, limitando lo spopolamento delle aree marginali e garantendo quella funzione di presidio del territorio che è fondamentale ai fini della protezione idrogeologica.

Negli ultimi anni, inoltre, la questione della vulnerabilità da nitrati dei terreni agricoli, ha stimolato un'intensa attività di ricerca relativamente alle modalità di gestione dei reflui zootecnici. Attualmente questo tipo di biomassa può essere impiegato non soltanto per migliorare la fertilità dei suoli, ma anche per produrre energia in cogenerazione, in seguito a processi di degradazione biologica.

La valutazione delle potenzialità del territorio nei confronti dello sfruttamento delle diverse tipologie di biomassa presuppone la conoscenza delle relazioni che intercorrono tra i numerosi fattori determinanti per la sostenibilità economica, energetica ed ambientale dell'intera filiera. Tra questi, la dotazione di infrastrutture viarie risulta cruciale, a causa dell'elevata incidenza dei costi di trasporto. In ogni caso, non tutte le relazioni sono prevedibili, almeno a livello di pianificazione territoriale, riducendo l'affidabilità dei risultati.

Per quanto riguarda le biomasse di origine agricola, le potenzialità del territorio di riferimento possono essere espresse in termini di biomassa immediatamente destinabile alla produzione di energia e biomassa potenzialmente sfruttabile. Nel primo caso l'analisi prevede il mantenimento degli attuali ordinamenti produttivi, prendendo in considerazione essenzialmente gli scarti del ciclo produttivo delle colture alimentari, il materiale di risulta dalla potatura delle colture agricole arboree e la produzione delle colture oleaginose (da trasformare in biocarburanti). Nel secondo caso, invece, si ipotizza la conversione degli attuali ordinamenti produttivi (o parte di questi) verso colture erbacee ed arboree dedicate alla produzione di energia (colture oleaginose, *short rotation forestry*, ecc.). In entrambi i casi, lo strato informativo di base è costituito da dati relativi a superfici e produzioni dell'intero comparto agricolo.

Per quanto riguarda il settore forestale, non potendo prevedere alcun cambiamento di destinazione d'uso del suolo, se non per gli impianti di arboricoltura da legno o da frutto, la valutazione delle potenzialità si basa sugli scarti delle utilizzazioni boschive. Peraltro risulta difficile ipotizzare cambiamenti di destinazione degli assortimenti legnosi verso la filiera energetica, poiché quest'ultima risulta essere generalmente meno remunerativa.

La valutazione del potenziale energetico di origine forestale è estremamente complessa a causa delle molteplicità di vincoli, di natura ambientale, paesaggistica, idrogeologica, che limitano le possibilità di utilizzazione del patrimonio boschivo. In questo caso si possono individuare due tipologie di approccio: il primo, più teorico, prende in considerazione l'intera superficie forestale e stima la biomassa producibile previa applicazione di coefficienti di trasformazione prudenziali (desunti da bibliografia) per tener conto di quella quota di foreste non assoggettabili alla filiera energetica. Il secondo, più aderente alle attuali condizioni, valuta il potenziale energetico sulla base dell'effettiva quantità di biomassa presente sul territorio, stimata attraverso un'indagine campionaria e l'uso di mappe di destinazione d'uso del suolo ad elevata risoluzione spaziale. I risultati sono spesso piuttosto distanti tra loro, lasciando tuttavia presupporre non tanto una contrapposizione tra i due metodi, quanto piuttosto una loro integrazione, tale da ampliare la base di informazioni a disposizione per le valutazioni sull'intero potenziale energetico del territorio di riferimento.

La connotazione fortemente rurale del territorio lucano, pone la regione Basilicata in una posizione estremamente favorevole dal punto di vista dello sfruttamento delle biomasse a fini energetici. L'analisi dei dati desunti dalla Corine Land Rover del 2000, infatti, a fronte di una limitata estensione delle aree artificiali (1,44%, media italiana 4,7%), evidenzia una notevole disponibilità di aree agricole: la superficie agricola utilizzata, infatti, incide per oltre il 58%, contro una media nazionale del 51,9%. Per contro si osserva una minore estensione delle aree forestali e naturali (40,2%, media nazionale 42%), mentre le zone umide ed i corpi idrici rappresentano complessivamente lo 0,3 % del totale (fonte: PSR 2007-2013 Regione Basilicata).

Prendendo in considerazione esclusivamente le superfici agricole, l'ultimo Censimento Nazionale dell'Agricoltura condotto dall'ISTAT riporta una superficie agricola complessiva regionale di poco superiore ai 700 mila ettari, dei quali il 63,5% ricade nella provincia di Potenza e il 36,5% nella provincia di Matera. La superficie

agricola utilizzata (SAU) ammonta a quasi 547 mila ettari, con un'incidenza sul totale della superficie agricola del 75,45%. I seminativi occupano una superficie di 332 mila ettari, al cui interno spiccano i cereali, che con il 33,14% hanno la maggiore incidenza percentuale. Ulivo e fruttiferi concorrono a formare l'aggregato di riferimento per colture legnose agrarie, rispettivamente con il 3,97% e il 3,67% della superficie agricola totale. Un dato di rilievo, per il territorio della Basilicata, è quello relativo alla superficie a prati e pascoli: 148 mila ettari corrispondenti al 20,47% della superficie agricola totale (Tab. 3' - 1).

Passando in rassegna le superfici forestali, si rileva il contributo dei cedui, pari al 7,7% della superficie agricola complessiva. Per quanto riguarda questo comparto, è opportuno rilevare che i dati ISTAT prendono in considerazione soltanto le superfici di proprietà privata e non quelle pubbliche, che però possono essere desunte facilmente per differenza dalla carta forestale della Regione Basilicata (INEA). Sottraendo, infatti, ai 355.409 ha di superficie forestale complessiva, i 124.379 ha privati, si ottiene una superficie demaniale pari a 231.030 ha.

Parte Seconda.
 Scenari evolutivi dello sviluppo energetico regionale.
 3. L'offerta di energia primaria e secondaria.

TIPOLOGIE DELLE COLTURE	POTENZA		MATERA		BASILICATA	
	SAU (ha)	RIPARTO (%)	SAU (ha)	RIPARTO (%)	SAU (ha)	RIPARTO (%)
COLTURE AGRARIE						
Cereali	134.771,89	29,22%	105.354,87	40,02%	240.126,76	33,14%
Legumi e proteaginose	3.371,55	0,73%	4.922,55	1,87%	8.294,10	1,14%
Industriali	530,21	0,11%	1.379,99	0,52%	1.910,20	0,26%
Ortive	3.848,65	0,83%	4.439,97	1,69%	8.288,62	1,14%
Fiori ed ornamentali	34,42	0,01%	7,21	0,00%	41,63	0,01%
Foraggiere avvicendate	20.662,94	4,48%	5.970,06	2,27%	26.633,00	3,68%
Sementi e piantine	61,18	0,01%	81,90	0,03%	143,08	0,02%
Terreni a riposo (set-aside)	26.384,72	5,72%	20.492,62	7,79%	46.877,34	6,47%
TOTALE Seminativi	189.665,56	41,11%	142.649,17	54,19%	332.314,73	45,87%
Vite	6.076,48	1,32%	2.660,32	1,01%	8.736,80	1,21%
Olivo	12.793,84	2,77%	15.955,92	6,06%	28.749,76	3,97%
Fruttiferi	2.880,81	0,62%	23.722,40	9,01%	26.603,21	3,67%
Altre legnose agrarie	264,56	0,06%	124,01	0,05%	388,57	0,05%
TOTALE Legnose agrarie	22.015,69	4,77%	42.462,65	16,13%	64.478,34	8,90%
Orti	1.338,29	0,29%	195,61	0,07%	1.533,90	0,21%
Prati e pascoli	107.413,61	23,28%	40.930,45	15,55%	148.344,06	20,47%
SUPERFICIE AGRICOLA UTILIZZATA	320.433,15	69,46%	226.237,88	85,95%	546.671,03	75,45%
FORESTE ED IMPIANTI DI ARBORICOLTURA (*)						
Cedui	51.584,90	11,30%	4.263,27	1,62%	55.848,17	7,77%
Conifere	6.569,91	1,44%	4.158,95	1,58%	10.728,86	1,49%
Latifoglie	32.840,57	7,19%	6.573,55	2,50%	39.414,12	5,48%
Altre forestali	10.671,96	2,34%	7.716,65	2,94%	18.388,61	2,56%
TOTALE formazioni forestali	101.667,34	22,27%	22.712,42	8,65%	124.379,76	17,30%
Superficie agricola non utilizzata	24.513,17	5,37%	9.093,15	3,46%	33.606,32	4,67%
Altra superficie	9.896,70	2,17%	4.484,59	1,71%	14.381,29	2,00%
TOTALE Superficie	456.510,36	100,00%	262.528,04	100,00%	719.038,40	100,00%

Tab. 3' - 1: Superficie agricola in Basilicata: comparti colturali e incidenza percentuale.

In Tab. 3' - 2 si riportano i dati per le province di Potenza e Matera e per la regione Basilicata nel suo complesso, aggregati per comparto colturale avente simile potenziale destinazione energetica. Ciascun comparto può fornire un prodotto dedicato o di scarto con potenziale energetico diverso dagli altri.

Parte Seconda.
Scenari evolutivi dello sviluppo energetico regionale.
 3. L'offerta di energia primaria e secondaria.

TIPOLOGIE DELLE COLTURE	POTENZA		MATERA		BASILICATA	
	SAU (ha)	RIPARTO (%)	SAU (ha)	RIPARTO (%)	SAU (ha)	RIPARTO (%)
Colture agrarie						
Seminativi	163.280,84	35,77%	122.156,55	46,53%	285.437,39	39,70%
Colture legnose agrarie	22.015,69	4,82%	42.462,65	16,17%	64.478,34	8,97%
Prati e pascoli	107.413,61	23,53%	40.930,45	15,59%	148.344,06	20,63%
Terreni a riposo (set-aside)	26.384,72	5,78%	20.492,62	7,81%	46.877,34	6,52%
Altre destinazioni	1.338,29	0,29%	195,61	0,07%	1.533,90	0,21%
Foreste e impianti di arboricoltura						
Totale formazioni forestali	101.667,34	22,27%	22.712,42	8,65%	124.379,76	17,30%
Altre superfici	34.409,87	7,54%	13.577,74	5,17%	47.987,61	6,67%
TOTALE	456.510,36	100,00%	262.528,04	100,00%	719.038,40	100,00%

Tab. 3' - 2: *Superficie agricola in Basilicata: dati accorpati per principali destinazioni produttive (elaborazioni GSE da dati Censimento Generale Agricoltura ISTAT anno 2000).*

Una volta definite le superfici a disposizione, è possibile stimare la quantità di biomassa di scarto o dedicata (espressa in kg di sostanza secca) destinabile fin da subito alla filiera energetica facendo ricorso a coefficienti di scarto medi per le principali colture agricole e forestali. La biomassa di scarto o dedicata derivante dagli attuali ordinamenti produttivi, può essere poi facilmente tradotta in energia sulla base del suo potere calorifico.

In considerazione delle numerose problematiche connesse con lo sfruttamento delle biomasse forestali ed agricole, risulta arduo quantificare quanto del potenziale stimato attraverso questo modello possa essere effettivamente tradotto in energia. La bassissima densità energetica, l'elevata dispersione sul territorio, la frammentarietà della proprietà agricola, la presenza di vincoli nella gestione delle risorse, ecc., sono fattori di cui è necessario tener conto nella stima di un potenziale energetico, ma le cui relazioni sono difficilmente prevedibili ad una scala così ampia. Essi, dunque, mantengono qualsiasi stima ad un livello puramente teorico.

L'analisi della suddivisione del territorio per comparti colturali omogenei, evidenzia maggiori potenzialità di sfruttamento della biomassa di scarto per le seguenti superfici:

- Seminativi, in virtù della grande distribuzione del territorio, e conseguente della disponibilità di materia prima di scarto;

- Colture legnose agrarie, grazie alla possibilità di prelevare il materiale di risulta dalla potatura che in genere viene accatastato sul posto o bruciato;
- Superfici forestali, grazie alla possibilità di abbinare le operazioni di raccolta della ramaglia e del fogliame a quelle di raccolta degli assortimenti principali (legname da opera o legna da ardere).

In tutti e tre i casi, comunque, la bassa densità del materiale (soprattutto nel caso della paglia e della ramaglia) determina un'elevata incidenza dei costi di trasporto, riducendo la convenienza economica della raccolta e di conseguenza il raggio d'azione di una eventuale centrale di trasformazione. Questa limitazione impone grande accuratezza nella valutazione del bacino di approvvigionamento e, nel caso di sfruttamento delle biomasse locali, favorisce impianti di piccola taglia piuttosto che grandi centrali. Peraltro, il ricorso ad importazioni di materia prima dall'estero non appare sostenibile dal punto di vista ambientale, per via dell'inquinamento connesso al trasporto e degli scompensi che si creerebbero a livello di bilancio locale di anidride carbonica.

Per quanto riguarda i residui colturali relativi ai cereali, indagini campionarie della Regione Basilicata, riportano che in condizioni ideali, frequenti anche in Basilicata, il quantitativo di biomassa di scarto da cereali raggiunge anche i 25-30 q/ha all'anno. In base a questo scenario il quantitativo annuale di materia prima prodotta complessivamente in regione si aggirerebbe intorno ai 7 milioni di quintali. Studi della Camera di Commercio di Foggia hanno stimato un valore medio pari a circa 1,22 t/ha all'anno in ambiente Mediterraneo, sulla base del quale valore il quantitativo complessivo per la Basilicata raggiungerebbe i 3 milioni di q/ha circa.

Per quanto riguarda, invece, gli altri due comparti, la Regione Basilicata (Dip. Agricoltura) e l'Università degli Studi della Basilicata, nell'ambito del progetto PROBIO e del successivo progetto RAMSES I, hanno avviato già dal 2000 un'intensa attività di ricerca tesa alla valutazione del potenziale bioenergetico della Basilicata. In particolare, l'attività si è concentrata sulla stima delle biomasse derivanti dalle operazioni di potatura di ulivi, vite e fruttiferi, e quelle di risulta dalle utilizzazioni forestali.

Nell'ambito di questi progetti sono state stimate anche le potenzialità di sfruttamento delle biomasse di risulta dal ciclo produttivo delle industrie di trasformazione del legno che operano sul territorio regionale.

Le stime sono state condotte in maniera puntuale, attraverso ricognizioni sul territorio e, nel caso delle biomasse forestali, sulla base dei collaudi e delle istanze di taglio presentate comune per comune. In entrambi i casi si è fatto ricorso ad un approccio maggiormente orientato alla definizione delle attuali possibilità di sviluppo, basando l'analisi sulle attuali condizioni di sfruttamento delle risorse sul territorio, piuttosto che alla definizione di una potenzialità teorica, basata sullo sfruttamento dell'intero territorio.

I risultati di questa indagine evidenziano potenzialità che, seppur inferiori in valore assoluto rispetto ai seminativi, sono molto elevate se rapportate alla superficie di riferimento (Tab. 3' - 3). In particolare, interessanti prospettive si intravedono per il settore delle colture agricole arboree. Per contro, il settore forestale sconta un indice di sfruttamento dell'intero patrimonio boschivo. In questo caso, infatti, il presupposto fondamentale che ha guidato la stima è che non tutte le superfici possono essere considerate nel calcolo della biomassa perché non tutte le foreste sono assoggettabili ad utilizzazione. Questo per via di numerosi vincoli di natura ambientale, paesaggistica ed orografica che limitano la gestione economica del bosco in ragione del fondamentale principio della multifunzionalità.

Comparto	Superficie Censita (ha)	Residui (q.li)
Aree Boscate	298.314,84	196.210,14
Uliveti	33.190,14	829.753,42
Vigneti	4.160,87	130.372,50
Frutteti	21.293,72	532.342,90
Industria di Trasformazione del legno	-	25.709,11

Tab. 3' - 3: *Stima del quantitativo di biomassa (fonte: Regione Basilicata).*

I comparti colturali che presentano minori possibilità di sviluppo ai fini dello sfruttamento della biomassa residuale, sono quelli relativi a terreni a riposo e prati e pascoli permanenti.

Per quanto riguarda i prati e pascoli, le ridotte potenzialità energetiche sono legate ad uno sfruttamento piuttosto estensivo di queste superfici, con un pressoché nullo intervento da parte dell'uomo sia per quanto riguarda il miglioramento della

produzione sia per quanto riguarda la gestione dei residui. Peraltro, l'impossibilità di prevedere un cambiamento di destinazione d'uso, per fattori pedo-climatici e socio-economici, riduce notevolmente anche le potenzialità di conversione verso colture energetiche.

Un discorso diverso va fatto invece per i terreni a riposo, per i quali s'intravedono enormi potenzialità di conversione verso colture energetiche no-food o colture forestali a ciclo breve dedicate alla produzione di energia. Tali potenzialità sono premiate anche dalla recente riforma della PAC, che non prevede alcuna limitazione di superfici per le colture energetiche.

Grandi potenzialità di conversione degli attuali ordinamenti produttivi verso colture energetiche erbacee ed arboree, si possono individuare anche all'interno del comparto dei seminativi, soprattutto nelle aree marginali ed interne della regione, in considerazione dei sempre più ridotti margini di guadagno delle tradizionali colture alimentari. Peraltro, nelle aree più tradizionalmente vocate alla cerealicoltura, l'inserimento delle colture per biocarburanti nelle tradizionali rotazioni si riflette in maniera estremamente positiva non solo nei confronti degli obiettivi di produzione di energia da biocarburanti tracciati a livello nazionale e comunitario, ma anche nei confronti del miglioramento della fertilità di suoli spesso stressati da decenni di monosuccessione a frumento.

In sostanza, dall'analisi delle potenzialità dell'intero comparto agro-forestale, emergono interessanti possibilità di sviluppo per le biomasse sul territorio regionale, nell'ottica della promozione delle fonti rinnovabili, della diversificazione delle fonti e della valorizzazione sostenibile delle risorse locali. A queste prospettive va aggiunto il possibile contributo derivante dalla valorizzazione energetica dei reflui zootecnici attraverso la produzione di biogas.

Si tratta di una forma di gestione dei reflui zootecnici che sta riscuotendo un crescente interesse da parte degli operatori del settore, pur basandosi su una tecnologia che tuttavia non è ancora economicamente sostenibile per aziende di piccole dimensioni. Peraltro, la possibilità di incrementare l'efficienza di tutto il sistema (oltre che le quantità di biogas prodotto), aggiungendo anche residui colturali di varia natura, non provoca aumenti significativi nella convenienza economica. Al momento, la strada migliore consiste nella realizzazione di impianti aziendali o interaziendali, a patto che, in quest'ultimo caso, vi sia la condizione dell'elevata

concentrazione di allevamenti zootecnici di medio grandi dimensioni in un'area piuttosto ristretta.

Attualmente, il comparto zootecnico lucano non è sufficientemente sviluppato, oltre che concentrato in poche aree, da permettere una pianificazione su vasta scala, né tanto meno una stima significativa del potenziale energetico. In effetti, il numero di aziende con un numero di capi superiore alla soglia minima di convenienza è piuttosto ridotto (Tab. 3' - 4).

Distribuzione delle aziende con bovini per classi di capi allevati in Basilicata (anno 2000)

Province	1-2	3-5	6-9	10-19	20-49	50-99	100-499	500-999	>1000	Totale
Matera	39	66	71	114	133	62	39	1		525
Potenza	486	602	511	752	627	159	64	4		3.205
Basilicata	525	668	582	866	760	221	103	5	0	3.730

Distribuzione delle aziende con suini per classi di capi allevati in Basilicata (anno 2000)

Province	1-2	3-5	6-9	10-19	20-49	50-99	100-499	500-999	>1000	Totale
Matera	490	169	52	58	23	7	6	4	4	813
Potenza	8.385	1.878	273	170	62	15	28	8	7	10.826
Basilicata	8.875	2.047	325	228	85	22	34	12	11	11.639

Tab. 3' - 4: Aziende con suini e con bovini per classi di capi allevati (fonte: Censimento Generale Agricoltura ISTAT anno 2000).

PARTE TERZA.

OBIETTIVI E STRUMENTI DELLA POLITICA ENERGETICA REGIONALE.

1. GLI OBIETTIVI.

Nella prima parte del PIEAR è stata analizzata l'evoluzione del settore energetico regionale a partire dall'ultimo decennio del secolo scorso. Sono state esaminate l'offerta e la domanda interna di energia, distinguendo nel primo caso tra le diverse tipologie di fonti (convenzionali e rinnovabili), nel secondo tra i vari settori economici e vettori energetici. Infine, è stata descritta la dotazione regionale di infrastrutture energetiche, ed è stato illustrato un bilancio relativo allo stato attuale del settore, evidenziandone i punti di forza e le carenze.

Nella seconda parte del PIEAR sono state elaborate delle proiezioni al 2020 dei consumi energetici regionali, trascurando i possibili interventi sul mercato energetico da parte degli organi istituzionali. Inoltre, sono state fornite indicazioni sulle potenzialità di sfruttamento delle fonti fossili e rinnovabili, sulla base delle risorse offerte dal territorio regionale.

L'analisi storica e previsionale dell'evoluzione del settore energetico della Basilicata costituisce il fondamento per la definizione degli obiettivi di politica energetica regionale. Tale definizione è stata effettuata tenendo conto anche degli obiettivi fissati dall'Unione Europea e degli impegni assunti dal Governo italiano.

1.1. Il quadro di riferimento europeo e nazionale.

1.1.1. *Gli obiettivi europei.*

L'evoluzione continua della società moderna ha portato all'attenzione del mondo intero temi quali la globalizzazione dell'economia, l'esplosione demografica, i cambiamenti climatici, la sicurezza, l'approvvigionamento energetico. Sono queste le grandi sfide su cui intende confrontarsi l'Europa del XXI secolo, che proprio guardando ad esse ha aggiornato con il Trattato di Lisbona (2007) le sue scelte strategiche. Il Trattato, infatti, accanto alla modernizzazione delle istituzioni comunitarie, mira essenzialmente a fortificare il principio di solidarietà tra gli stati membri dell'Unione a fronte dell'esplosione delle nuove questioni transnazionali e globali.

In questo scenario di cambiamenti epocali, il tema dell'approvvigionamento energetico assume una rilevanza cruciale, in relazione alle ricadute economiche, sociali ed ambientali, direttamente od indirettamente connesse. In particolare, la stretta correlazione tra energia e cambiamenti climatici negli ultimi anni ha accelerato l'esigenza di mettere in piedi una politica integrata che puntasse congiuntamente allo sviluppo delle fonti energetiche alternative ed alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera. Con la direttiva 2001/77/CE¹⁵, infatti, l'Unione europea si è imposta l'obiettivo di raddoppiare il contributo delle fonti energetiche rinnovabili all'interno del mix energetico dei paesi membri, portandolo dal 6% al 12% entro il 2010, come previsto anche all'interno del Libro Verde del 1996 sulle energie rinnovabili¹⁶. Inoltre, la stessa direttiva esorta i paesi membri al raggiungimento degli obiettivi sottoscritti all'interno del Protocollo di Kyoto (1997), come previsto nelle linee guida del Libro Bianco del 1997 sulle energie rinnovabili¹⁷. Il protocollo di Kyoto¹⁸, entrato in vigore nel febbraio del 2006 grazie alla ratifica della Russia, impone all'UE una riduzione delle emissioni di gas serra dell'8% in media, rispetto ai dati del 1990, entro il 2012.

Tuttavia, nonostante i notevoli progressi compiuti negli ultimi anni e le misure messe in campo attraverso il Programma europeo per il cambiamento climatico (ECCP), entrambi gli obiettivi con tutta probabilità non saranno conseguiti, almeno non per tutti gli stati membri.

¹⁵ Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (GU L283/33 del 27.10.2001).

¹⁶ Comunicazione della Commissione – *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili*.

¹⁷ Comunicazione della Commissione – *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili – Libro Bianco per una strategia ed un piano d'azione della Comunità*.

¹⁸ Il Protocollo di Kyoto della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (11 dicembre 1997).

Questa consapevolezza, unita alla crescente dipendenza dalle importazioni di energia¹⁹, che si traduce in una sempre maggiore vulnerabilità alle crisi energetiche, ed a stime sempre più allarmanti nei riguardi del cambiamento climatico, hanno indotto l'Unione Europea a moltiplicare gli sforzi, riportando l'energia al centro della propria azione politica, come era accaduto già in passato quando furono siglati i trattati istitutivi della Comunità Europea del Carbone e dell'Acciaio (CECA, 1951) e della Comunità Europea dell'Energia Atomica (Euratom, 1957).

La nuova centralità dell'energia all'interno dell'Unione Europea ha trovato la sua massima espressione all'inizio del 2007 con l'approvazione del cosiddetto "Pacchetto Energia"²⁰, che ha sancito finalmente la nascita di una vera e propria politica energetica europea, comune a tutti gli stati membri dell'Unione, integrata in materia di energia ed ambiente ed imperniata su quattro obiettivi principali:

- riduzione del 20% delle emissioni di gas serra in atmosfera, rispetto ai valori del 1990, entro il 2020;
- aumento dell'efficienza energetica e riduzione del 20% dei consumi (di energia primaria) energetici europei rispetto alle previsioni al 2020;
- incremento del 20% della quota di energia da fonti rinnovabili all'interno del mix energetico europeo, entro il 2020;
- incremento al 10% della quota di biocarburanti rispetto al consumo totale di benzina e gasolio per autotrazione all'interno dell'Unione Europea, sempre entro il 2020.

Sono quattro grandi obiettivi che l'Unione Europea ha deciso di fissare unilateralmente, ovvero indipendentemente da ciò che faranno gli altri paesi industrializzati ed in via di sviluppo, demandando tuttavia ad un accordo internazionale un'ulteriore riduzione delle emissioni, fino al 30% entro il 2020 e fino al 50% entro il 2050²¹.

Si tratta, dunque, di una politica molto ambiziosa che rilancia la sfida del protocollo di Kyoto, fissando degli obiettivi ben più importanti ed auspicando l'avvio di una nuova rivoluzione industriale, oltre che il passaggio ad un'economia a basso tenore di emissioni di gas serra. Una politica che si sviluppa intorno a tre temi principali:

¹⁹ L'UE ha previsto che la dipendenza dall'estero per quanto riguarda l'approvvigionamento di petrolio e gas arriverà rispettivamente al 93 ed all'84% entro il 2030. Attualmente il 50% degli approvvigionamenti di gas Ue proviene da tre fonti: Russia, Norvegia e Algeria. Il livello generale di dipendenza dell'UE in relazione alle energie importate era pari al 52,3% nel 2005.

²⁰ Comunicazione della Commissione al Consiglio europeo e al parlamento europeo del 10 gennaio 2007 dal titolo "una politica energetica per l'Europa" COMM(2007) 1.

²¹ Conclusioni della Presidenza del Consiglio Europeo dell'8-9 marzo 2007 n. 7224/07.

- sostenibilità nell'uso delle risorse ambientali;
- competitività della rete energetica europea;
- sicurezza nell'approvvigionamento delle fonti energetiche.

La sostenibilità nell'uso delle risorse è un tema molto sentito dall'Unione Europea, che non a caso è fra i primi posti per quanto riguarda l'ecoinnovazione e l'energia sostenibile. In questo settore l'Unione Europea ha deciso di muoversi su due binari paralleli:

- aumentare l'efficienza energetica e ridurre i consumi (-20%), con un risparmio previsto pari a 100 miliardi di Euro. L'obiettivo, in particolare, è di slegare la crescita economica dal consumo energetico, arrivando a consumare meno e nel contempo aumentare la propria competitività (Piano d'Azione per l'efficienza energetica 2007-2012²²);
- incrementare l'impiego delle fonti di energia rinnovabili, ivi inclusi anche i biocarburanti. L'obiettivo è quello di superare le criticità che attualmente limitano lo sviluppo di queste fonti, aumentando la convenienza economica attraverso l'inclusione delle esternalità positive prodotte, snellendo le procedure autorizzative e definendo regole più eque di accesso alla rete (Tabella di marcia per le energie rinnovabili²³).

Entrambi questi obiettivi specifici costituiscono parte integrante della strategia UE volta a governare i cambiamenti climatici contenendo i fattori climalteranti. Essa prevede, tra i vari interventi, anche l'estensione della lotta ai cambiamenti climatici ai paesi in via di sviluppo (per i quali il protocollo di Kyoto non fissava obiettivi di riduzione delle emissioni) ed il rafforzamento degli strumenti di incentivazione delle energie rinnovabili basati sul mercato²⁴. La strategia, inoltre, pone in grande risalto il rafforzamento della ricerca nel campo dell'efficienza energetica e delle nuove tecnologie energetiche.

La ricerca e l'innovazione in campo energetico sono settori considerati particolarmente strategici da parte dell'Unione Europea, che oltre a puntare sullo sviluppo di tecnologie più efficienti, a zero/basse emissioni di gas serra, spinge per l'implementazione di sistemi in grado di catturare e stoccare l'anidride carbonica nel

²² Comunicazione della Commissione del 19 ottobre 2006, "Piano d'azione per l'efficienza energetica: concretizzare le potenzialità" – COM(2006) 545.

²³ Comunicazione della Commissione del 10 gennaio 2007, "Tabella di marcia per le energie rinnovabili. Le energie rinnovabili del 21° secolo: costruire un futuro più sostenibile" – COM(2006) 848.

²⁴ Comunicazione della Commissione del 9 febbraio 2005, "Vincere la battaglia contro i cambiamenti climatici" – COM(2005) 35 (GU C125 21 maggio 2005).

sottosuolo od all'interno di miniere e giacimenti esauriti. Gli strumenti finanziari messi in campo in questo settore fanno capo al Settimo Programma Quadro 2007-2013²⁵, con un capitolo specifico dedicato all'energia, al Piano strategico per le tecnologie energetiche (Piano SET)²⁶ ed al Programma quadro per l'innovazione e la competitività (CIP – 2007-2013), all'interno di un sottoprogramma denominato "Energia Intelligente – Europa"²⁷.

Per quanto riguarda il tema della competitività, l'Unione Europea punta al completamento del mercato interno dell'energia elettrica e del gas, un mercato libero, concorrenziale, transfrontaliero (Libro verde UE, 2006). Il conseguimento di questo obiettivo è subordinato ad una serie di interventi finalizzati a:

- sviluppare una rete europea dell'energia, con norme comuni sugli scambi transfrontalieri;
- predisporre un piano di interconnessione tra le diverse reti nazionali;
- incrementare le capacità di generazione per far fronte ai picchi di consumo;
- separare in maniera più netta le attività per aumentare la concorrenza tra gli operatori di mercato, a beneficio dei costi per l'industria.

L'UE, inoltre, intende portare avanti la sua lotta contro la "povertà energetica" predisponendo una carta del consumatore nel settore dell'energia. La carta favorirà, in particolare, l'istituzione di sistemi di aiuti per i cittadini più vulnerabili all'aumento dei prezzi dell'energia e migliorerà l'informazione di cui dispongono i consumatori riguardo ai vari fornitori e alle diverse possibilità di approvvigionamento esistenti.

Sul fronte della sicurezza degli approvvigionamenti, l'Unione Europea attualmente sconta un'eccessiva dipendenza da importazioni di energia dall'estero, peraltro destinata ad aumentare nel prossimo futuro in misura piuttosto consistente. Le misure volte a contenere la vulnerabilità dell'Unione alle crisi di prezzi e degli approvvigionamenti sono legate a tre linee di intervento:

- Sviluppo di meccanismi di riserva e di solidarietà tra gli stati membri. La creazione di un mercato unico è in questo senso un sistema molto efficiente per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, che va ad aggiungersi alla creazione di un

²⁵ Decisione n. 1982/2006/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 dicembre 2006, concernente il Settimo programma quadro di attività comunitarie di ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione (2007-2013).

²⁶ Comunicazione della Commissione al Consiglio, al Parlamento europeo, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni, del 22 novembre 2007: "Un piano strategico europeo per le tecnologie energetiche (piano SET) – Verso un futuro a bassa emissione di carbonio – COM(2007) 723.

²⁷ Decisione 1639/2006 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 24 ottobre 2006, che stabilisce un programma quadro per l'innovazione e la competitività (2007-2013).

meccanismo di condivisione delle riserve energetiche in caso di crisi e l'obbligo, per tutti gli stati membri, di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio (Direttiva 2006/67/CE) e di predisporre adeguate misure per garantire l'approvvigionamento di gas naturale (Direttiva 98/30/CE).

- Diversificazione del mix energetico, da perseguirsi in due modi: a. ampliando la gamma di fonti energetiche a disposizione per il soddisfacimento del proprio fabbisogno, magari in favore di fonti energetiche a basso tenore di Carbonio; b. ampliando il ventaglio di fornitori, privilegiando i paesi politicamente più stabili. Per quanto riguarda l'energia nucleare, l'Unione Europea non fissa obiettivi particolari, pur sottolineando che, all'interno di adeguate misure di sicurezza, si tratta di una fonte di energia a basso tenore di carbonio e costi relativamente stabili.
- Cooperazione internazionale. Nonostante l'applicazione di una politica energetica ambiziosa, che punta a ridurre drasticamente le importazioni, l'Unione europea sarà sempre dipendente da paesi terzi. Pertanto non si può prescindere dall'istituzione di partnership sia con i paesi produttori di energia che con i paesi industrializzati ed in via di sviluppo, finalizzate anche alla messa a punto di misure in favore della riduzione delle emissioni e di sviluppo delle nuove tecnologie rinnovabili o a bassa emissione. In questo senso vanno inquadrare iniziative come il trattato istitutivo della Comunità dell'Energia²⁸, che raggruppa i 27 paesi membri dell'UE e i 7 stati appartenenti all'area dei Balcani, e la Carta europea dell'energia, che predispone un quadro di cooperazione tra i paesi dell'Unione Europea, i Paesi dell'Est Europa e gli altri paesi industrializzati²⁹.

I costi dell'azione sono limitati (secondo UE) ed in ogni caso notevolmente inferiori a quelli legati ai danni del cambiamento climatico. Si stima che qualora tutti paesi sviluppati s'impegnassero a ridurre del 30% entro il 2020 le emissioni, la crescita economica mondiale subirebbe una diminuzione di appena lo 0,2%. Il prezzo da pagare è dunque limitato, anche in confronto con i benefici connessi: riduzione inquinamento atmosferico, sicurezza dell'approvvigionamento energetico, rafforzamento della competitività grazie all'innovazione. I costi verrebbero più che compensati.

²⁸ Decisione 2006/500/CE del Consiglio, del 29 maggio 2006, relativa alla conclusione da parte della Comunità Europea del trattato della Comunità dell'energia.

²⁹ Decisione 98/181/CE, CECA e Euratom del Consiglio e della Commissione, del 23 settembre 1997, concernente la conclusione da parte delle Comunità europee del trattato sulla Carta dell'energia e del protocollo della carta dell'energia sull'efficienza energetica e sugli aspetti ambientali correlati.

1.1.2. *Gli obiettivi nazionali.*

Nel gennaio 2008 la Commissione europea ha adottato un pacchetto di proposte che darà attuazione agli impegni assunti dal Consiglio europeo nel marzo 2007 in merito alla riduzione delle emissioni di gas serra. In particolare, il pacchetto prevede per l'Italia una riduzione del 13%, entro il 2020 e rispetto al 2005, delle emissioni di gas serra nei settori non rientranti nel sistema comunitario di scambio delle quote di emissione, nonché l'impegno a coprire con le fonti rinnovabili il 17% del proprio fabbisogno energetico entro il 2020.

1.1.2.1. Piano di azione nazionale sull'efficienza energetica.

L'Italia ha presentato a Bruxelles nel luglio 2007 il Piano di azione nazionale sull'efficienza energetica per il conseguimento dell'obiettivo stabilito dalla direttiva 2006/32/CE: un risparmio energetico annuo entro il 2016 pari al 9%. Il Piano è basato su tre strategie di intervento:

1. mantenere almeno per alcuni anni misure già adottate quali la riqualificazione energetica dell'edilizia, la riduzione del carico fiscale per il GPL, gli incentivi per le auto ecologiche, gli incentivi al sistema agroenergetico, le detrazioni fiscali per i motori industriali efficienti, gli sgravi per gli elettrodomestici ad alta efficienza, la promozione della cogenerazione ad alto rendimento;
2. attuare misure dell'UE in corso di recepimento;
3. introdurre a partire dal 2009 il limite di 140 g/km alle emissioni medie di CO₂ delle auto.

Il Piano presenta una valutazione dei risparmi energetici conseguibili che tiene conto della possibile evoluzione del quadro normativo di riferimento:

- per il settore residenziale: risparmio di 16.998 GWh/anno al 2010 e 56.830 GWh/anno al 2016;
- per il settore terziario: risparmio di 8.130 GWh/anno al 2010 e 24.700 GWh/anno al 2016;
- per il settore industriale: risparmio di 7.040 GWh/anno al 2010 e 21.537 GWh/anno al 2016;

- per il settore dei trasporti: risparmio di 3.490 GWh/anno al 2010 e 23.260 GWh/anno al 2016.

Il risparmio energetico complessivo stimato è pari, quindi, a 35.658 GWh/anno al 2010 (3%) e a 126.327 GWh/anno al 2016 (9,6%).

1.1.2.2. Il Position Paper del Governo italiano.

Il documento strategico “Energia: temi e sfide per l’Europa e per l’Italia” (*Position Paper*), che esprime la posizione italiana sull’obiettivo dell’UE di coprire entro il 2020 il 20% del proprio fabbisogno energetico mediante le fonti rinnovabili, è stato inviato nel settembre 2007 dal Ministro dello sviluppo economico al Commissario europeo per l’energia, come contributo italiano alla discussione in seno alla Commissione europea relativa alla traduzione in legge di tale obiettivo.

In tale documento è riportata una valutazione del potenziale dell’Italia di produzione di energia da fonti rinnovabili, in termini di energia primaria sostituita (Tab. 1" - 1). Complessivamente tale potenziale ammonterebbe a 20,97 Mtep nel 2020, a fronte di una produzione di energia da fonti rinnovabili avutasi nel 2005 pari a 6,71 Mtep.

Energia elettrica	2005		2020	
	Potenza (MW)	Energia (TWh)	Potenza (MW)	Energia (TWh)
Idroelettrico	17.325	36,00	20.200	43,15
Eolico	1.718	2,35	12.000	22,60
Solare	34	0,04	9.500	13,20
Geotermico	711	5,32	1.300	9,73
Biomasse, gas di discarica e purificazione biologica	1.201	6,16	2.415	14,50
Moto ondoso e maree	0	0,00	800	1,00
Totale	20.989	49,87	46.215	104,18
Energia primaria sostituita (Mtep) ³⁰	4,29		8,96	
Riscaldamento/raffreddamento, biocarburanti	2005		2020	
	Energia (TJ) ³¹	Energia (Mtep)	Energia (TJ) ³²	Energia (Mtep)
Geotermico	8.916	0,21	40.193	0,96
Solare	1.300	0,03	47.000	1,12
Biomasse	78.820	1,88	389.933	9,32
Biocarburanti	12.600	0,30	25.600	0,61
Totale	101.636	2,42	502.726	12,01

Tab. 1" - 1: Potenzialità nazionali di produzione di energia da fonti rinnovabili (fonte: MSE).

1.1.2.3. Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020.

Il Ministero delle attività produttive (ora Ministero dello sviluppo economico) ha pubblicato nell'aprile del 2005 lo studio "Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020", nel quale si stimano, sulla base dei trend storici dei consumi energetici settoriali, gli andamenti del fabbisogno energetico e dei consumi energetici finali nazionali fino al 2020.

L'evoluzione del fabbisogno energetico nazionale presenta una crescita media annua dell'1,38% stimata per il periodo 2005-2020, a fronte di una crescita media annua dell'1,23% avutasi negli anni 1991-2004. Il fabbisogno energetico passa così dai 195,5 Mtep del 2004 ai 243,6 Mtep del 2020.

Le previsioni effettuate indicano, inoltre, una crescita dei consumi energetici finali nazionali da 143,4 Mtep nel 2004 a 184 Mtep nel 2020. Per gli anni 2005-2020 si

³⁰ Usando il fattore di conversione Eurostat.

³¹ Nella versione ufficiale del *Position Paper* in luogo della dicitura "Energia (TJ)" è riportata l'espressione "Power (TJ)", che evidentemente è priva di significato.

³² V. nota 31.

stima un tasso medio annuale di crescita di tali consumi uguale all'1,57%, a fronte di un valore registratosi nel periodo 1991-2004 pari all'1,23%.

1.1.2.4. Scenari energetici nazionali al 2020 di ENEA – CESI ricerca.

Nello studio “Interventi di efficienza energetica e risparmi conseguibili”, presentato nel febbraio 2008 da ENEA – CESI ricerca, vengono determinati possibili scenari energetici per l'Italia in riferimento all'anno 2020.

L'analisi effettuata riguarda gli usi finali di energia e la stima dei risparmi energetici conseguibili con l'impiego di tecnologie efficienti. I consumi nazionali di energia primaria nel 2005 sono stati disaggregati in categorie di impieghi di energia. In seguito, è stata ipotizzata una serie di interventi per ciascuna categoria di impieghi ed è stato determinato il risparmio conseguente di energia primaria (Tab. 1" - 2).

Impiego energia	Interventi ipotizzati	Energia primaria (Mtep)				
		Consumi nazionali 2005	Risparmi minimi 2020	Risparmi % minimi 2020	Risparmi massimi 2020	Risparmi % massimi 2020
1. Trasporti	Interventi tecnologici veicoli, misure orientate comportamento, ecc.	45	2	4,44	6,4	14,22
2. Azionamenti elettrici	Motori efficienti, inverter	31	1,9	6,13	3,4	10,97
3. Illuminazione	Lampade e sistemi alimentazione efficienti, ecc.	11	2,4	21,82	3,2	29,09
4. Riscaldamento e raffrescamento settore civile	Coibentazione, miglioramento riscaldamento e raffrescamento, ecc.	39	5,6	14,36	8	20,51
5. Altri usi elettrici e termici settore civile	Frigoriferi, congelatori, lavabiancheria e lavastoviglie efficienti, ecc.	15	1,4	9,33	4,2	28,00
6. Usi termici industria e agricoltura	Cogenerazione alta efficienza, efficientamento industria processo	32	0,8	2,50	4	12,50
7. Altri usi elettrici	Forni ad arco, celle	5	0,2	4,00	0,7	14,00

industria e agricoltura	produzione, ecc.					
Totale	-	178	14,3	8,03	30	16,85

Tab. 1" - 2: Consumi nazionali di energia primaria nel 2005, interventi ipotizzati e risparmi attesi di energia primaria al 2020 per impiego di energia (fonte: ENEA – CESI ricerca).

1.1.2.5. Strategia europea per lo Sviluppo sostenibile – Rapporto 2007 Italia.

Il rapporto dell'Italia "Strategia europea per lo Sviluppo sostenibile" del 2007 descrive i progressi compiuti nell'attuazione della EU SDS.

L'Italia si è impegnata a ridurre le emissioni nazionali di gas serra nel periodo 2008-2012 del 6,5% rispetto ai livelli del 1990, ed ha predisposto un Piano nazionale riportante politiche e misure per la riduzione delle emissioni, ed inoltre un Piano nazionale di assegnazione delle quote di emissione di gas serra (PNA) per il suddetto periodo.

Il sistema nazionale di promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili è stato riformato con l'avvio nel 2002 di un meccanismo di mercato competitivo basato sui Certificati verdi, associato all'obbligo per produttori ed importatori di energia elettrica di immettere annualmente nella rete di trasmissione una quota prefissata di energia da fonti rinnovabili.

In considerazione dei costi ancora elevati, per il solare fotovoltaico dal 2005 è in vigore il "Conto energia", che riconosce maggiorazioni tariffarie entro determinati contingenti di potenza nominale.

Il calore prodotto da fonti rinnovabili è incentivato nell'ambito del meccanismo dei Certificati bianchi.

A tali incentivi si aggiungono: l'IVA agevolata (al 10% anziché al 20%) sulle forniture di energia termica da fonti rinnovabili, una detrazione fiscale del 55% in tre anni per il solare termico ed un credito di imposta su calore da geotermia e biomasse per teleriscaldamento.

L'Italia ha recepito la Direttiva 2003/30/CE nel 2005 (D.Lgs. 128/05), stabilendo obiettivi indicativi nazionali di sostituzione dei carburanti derivanti dal petrolio con biocarburanti od altri carburanti da fonti rinnovabili.

Infine, nel 2005 l'Italia ha avviato un meccanismo di titoli negoziabili, i Titoli di efficienza energetica o Certificati bianchi, per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali.

1.2. La strategia energetica regionale.

Il presente documento fissa la strategia energetica che la Regione Basilicata intende perseguire, nel rispetto delle indicazioni fornite dall'UE e degli impegni presi dal Governo italiano, nonché delle peculiarità e delle potenzialità del proprio territorio. L'orizzonte temporale fissato per il conseguimento degli obiettivi è il 2020.

In generale, le finalità del PIEAR sono quelle di garantire un adeguato supporto alle esigenze di sviluppo economico e sociale attraverso una razionalizzazione dell'intero comparto energetico ed una gestione sostenibile delle risorse territoriali. Le priorità di intervento afferiscono al risparmio energetico, anche attraverso la concessione di contributi per gli interventi di miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici effettuati da soggetti pubblici e da privati, al settore delle fonti energetiche rinnovabili – favorendo principalmente la “generazione distribuita” dell'energia elettrica nell'ambito dell'autoproduzione e l'utilizzo delle biomasse per la produzione di energia termica – ed infine al sostegno della ricerca e dell'innovazione tecnologica, con particolare riferimento alla produzione di componentistica innovativa nel campo dell'efficienza energetica. Più in particolare, la Regione, attraverso un meccanismo di valutazione qualitativa, individuerà gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che dal punto di vista tecnologico, ambientale e produttivo, consentiranno di perseguire nel loro complesso gli obiettivi prioritari fissati dal piano con particolare riferimento alla riduzione dei costi energetici.

Ulteriori iniziative saranno messe in campo per la semplificazione ed armonizzazione normativa. Quest'ultimo aspetto, inoltre, costituisce il punto di partenza per una maggiore efficacia e trasparenza nell'azione amministrativa.

In considerazione delle caratteristiche del territorio regionale, della vocazione economica e dello sviluppo delle risorse energetiche da esse ricavabili, l'ipotesi di produrre o impiegare l'energia nucleare non è compresa nelle ipotesi di sviluppo del sistema energetico della Regione Basilicata, non è altresì ritenuta possibile l'ipotesi che alcuna parte del territorio regionale possa ospitare un deposito di scorie nucleari

anche superficiale, che accolga rifiuti nucleari provenienti da alcuna altra parte di Italia o del mondo.

Tale scelta è supportata da una notevole esperienza delle problematiche sia tecniche che sociali connesse al nucleare, maturata nel territorio della Basilicata, sia in relazione alle pluriennali problematiche connesse alla gestione di Itrec in Trisaia a Rotondella (MT), che in relazione alla scelta operata dal Governo con il Decreto del 14 novembre 2003 n. 314 di realizzare un deposito di scorie nucleari di III categoria a Terzo Cavone in Scanzano J.co.

La scelta assunta è conseguente alla sussistenza di problemi intrinseci legati allo sviluppo della tecnologia nucleare, in particolar modo per la presenza di difficoltà legate: alla garanzia per la sicurezza della salute dei cittadini; alla creazione di uno sviluppo che concili con le peculiarità e le ipotesi di valorizzazione delle risorse del nostro territorio; all'assenza di un quadro normativo nazionale che disciplini le procedure autorizzative, sospeso in seguito al referendum del 1987; alla remota ipotesi che il rilancio globale dell'energia nucleare ridurrebbe i costi energetici le emissioni di CO₂ e i problemi della dipendenza energetica³³.

³³ Attualmente nessuna nazione al mondo è riuscita a gestire i lasciti del nucleare di III categoria e a risolvere i problemi di sicurezza. Secondo il premio Nobel Carlo Rubbia "non esiste un nucleare sicuro, o a bassa produzione di scorie". In America lo Yucca Mountain, una montagna di roccia vulcanica individuata nel 1987 a 100 chilometri da Las Vegas nel Nevada, in seguito a molti dubbi esposti dalla comunità scientifica americana sull'idoneità del sito, soggetto a infiltrazioni d'acqua che porrebbero rischi d'inquinamento per le falde acquifere, ha subito un drastico taglio dei fondi destinati al progetto, sufficienti affinché la Nuclear Regulatory Commission completi lo studio e dia un parere tecnico sul sito. Il segretario per l'energia Steve Chu, nonostante i 10,4 miliardi di dollari spesi finora, ha dichiarato pubblicamente che Yucca Mountain non è più un'opzione da tenere in considerazione.

In Germania, tra il 1967 e il 1978, si è avviata la realizzazione del deposito geologico sperimentale di scorie radioattive di Asse, situato tra Amburgo e Hannover. A distanza di anni, nonostante le garanzie di impermeabilità del sito fornite dalla perizia geologica di esperti, ci si è accorti della contaminazione delle falde di acqua dovute ad una infiltrazione. Al momento l'area è dichiarata contaminata e la Germania dovrà affrontare notevoli costi per ripristinare la sicurezza, circa 25 miliardi di euro, con gravi rischi per la salute del ambiente circostante.

Ai fallimenti della gestione delle scorie nucleari è utile citare alcuni tra i più noti incidenti degli impianti, come l'incidente di Three Mile Island, il più grave dopo Chernobyl.

In considerazione della esperienza globale sulla gestione dei lasciti nucleari, il rifiuto di ubicare un deposito di scorie nucleari nel territorio della Basilicata da parte della popolazione e delle istituzioni locali è stata una scelta capace di ottenere un notevole supporto sia istituzionale che scientifico come il caso dell'audizione di Carlo Rubbia alla Commissione Ambiente della Camera.

L'individuazione di Scanzano Jonico nel Decreto, oltre a violare le norme fondamentali per la gestione dei rifiuti nucleari possedeva anche molti aspetti che rendevano la decisione una scelta infelice per un deposito di rifiuti radioattivi³³. Gli aspetti tecnici del Decreto n. 314/03 disattendevano i più importanti criteri, emanati dall'International Atomic Energy Agency³³ (IAEA) per la scelta di un sito geologico per l'immagazzinamento di scorie radioattive. Ad esempio: la zona non deve essere vicina a fiumi, laghi o falde acquifere superficiali; non deve essere vicino a centri abitati o in zone dove ragionevolmente si prevede uno sviluppo urbano; non deve essere in montagna o su coste soggetto a frane erosioni, alluvioni; non deve essere in zone dove sono presenti giacimenti petroliferi o di gas. Elementi per il quale, non solo Scanzano Jonico, ma l'intera Regione Basilicata è caratterizzata dalla presenza di tutti i sopracitati criteri negativi.

In seguito alla conversione del Decreto "Scanzano" con la legge n. 368 del 2003, il legislatore non ha adottato una decisione politica per la messa in sicurezza dei rifiuti nucleari. Successivamente il Governo ha cercato di intraprendere un percorso concertato di individuazione del sito unico, attraverso il DM del 25 Febbraio 2008 del Ministro dello Sviluppo Economico con l'istituzione di un gruppo di lavoro per l'individuazione della tipologia, delle procedure e della metodologia di selezione dirette alla realizzazione, su un sito del territorio nazionale, di un centro di servizi tecnologici e di ricerca ad alto livello nel settore dei rifiuti radioattivi.

Anche in questa occasione la Regione Basilicata, attraverso la nota nel verbale di chiusura del componente tecnico di nomina regionale, ha ribadito che in nessun caso si potrà pervenire alla scelta del sito di ubicazione del sito unico nazionale di stoccaggio delle scorie radioattive, prescindendo dall'autocandidatura di un territorio, che fosse formulata dal Governo regionale di quel territorio stesso.

Attualmente (marzo 2009) la decisione di riaprire le centrali nucleari e la ricerca di una procedura per l'individuazione di un deposito per la messa in sicurezza dei rifiuti, nonostante la forte volontà del Governo è ferma nella X Commissione Industria del Senato dove è in discussione il ddl AS n.1195 sulle "disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazioni delle imprese, nonché in materia di energia".

La presenza nel centro della Trisaia in Rotondella di attività nucleari legate al riprocessamento del ciclo uranio-torio, richiede un'attenzione costante da parte del Governo della Regione Basilicata affinché vengano garantiti gli obiettivi della massima sicurezza per la salute dell'ambiente e raggiunta la condizione di prato verde. Attraverso alcuni interventi tra i quali il Tavolo della Trasparenza e le diverse azioni di monitoraggio, la Regione è impegnata al raggiungimento degli obiettivi.

Nello scenario "ottimista" del 2004 promosso dalla IAEA è previsto che il contributo dell'energia nucleare alla produzione di energia elettrica diminuisca su scale globale, dal 16% del 2003 all'11-12 % al 2030.

I reattori nucleari in funzione attualmente sono 439. Altri 33 sono in fase di nuova costruzione o sostituzione di vecchie centrali.

Nel 2006 il nucleare ha prodotto nel mondo 2793 miliardi di TWh pari al 14,8 % della produzione elettrica globale meno dell'energia elettrica prodotta dall'idroelettrico. In

Con la Delibera della Giunta Regionale della Basilicata n. 2606 del 16 novembre 2004, viene posto il diniego al rinnovo della concessione mineraria Torrente Cavone, già scaduta dal 19 marzo 2004 e in cui sarebbe stato realizzato il deposito.

termini di energia primaria totale, la quota coperta da nucleare è valutata del 6,2 %. Se si considera che i 2/3 dell'energia termica viene dispersa nell'ambiente, il contributo energetico nucleare sui consumi energetici globali si aggira intorno al 3 %. Il rapporto congiunto IAEA – NEA (2008) stima che le risorse di uranio “ragionevolmente sicure” ammontano a 3,3 milioni di tonnellate. Se aggiungiamo a queste le “risorse stimate” si arriva a 5,5 milioni di tonnellate. Considerando che il consumo attuale di uranio per far funzionare le 439 centrali nucleari è di circa 70 mila tonnellate anno, possiamo stimare un utilizzo per almeno 50 – 80 anni ancora.

In questa situazione di scarsità della risorsa uranio nel mondo, una nazione legata all'utilizzo dell'uranio avrebbe seri problemi di dipendenza energetica.

Nonostante il sostegno economico dello Stato, le stime EIA – DOE 2008 mostrano che mettere in funzione un impianto nucleare costa molto di più di un impianto a carbone o a ciclo combinato e poco meno di un impianto eolico (Tab. 1" - 3), che ha costi di smantellamento decisamente inferiori rispetto a quelli di una centrale nucleare di difficile stima.

Stima costi kWh in mill. \$ (2006) per impianti in funzione al 2015					
Fonte EIA-DOE 2008					
Fonti	Capitale	O&M	Comb.	Trasmiss.	Totale
Carbone	35,83	5,05	17,93	3,5	62,31
Gas cicli comb.	13,44	1,49	43,87	3,62	62,42
Eolico	54,23	8,88	0	5,82	68,93
Nucleare	48,85	8,38	8,22	2,46	67,91

Tab. 1" - 3: *Stima dei costi del kWh in milioni di dollari (al 2006) per impianti in funzione al 2015 (fonte: EIA-DOE 2008).*

Nel 2008 il DOE ha stimato per il nucleare un costo capitale di 2.475 \$/kW (senza tasso di sconto), contro i 706 \$/kW stimati per i cicli combinati a gas o i 1.434 \$/kW per l'eolico on- shore.

Secondo l'agenzia Moody's del maggio 2008, per costruire una centrale nucleare di 1000 MW sono necessari 7,5 miliardi di dollari, un costo a cui deve essere aggiunto l'onere del decommissioning e quello della sistemazione dei rifiuti, soluzione non ancora trovata al mondo per i rifiuti nucleari di III categoria. Per rilanciare la produzione di energia elettronucleare, in seguito all'accordo con la Francia, l'attuale

Governo ha proposto la soluzione dell'EPR (European Pressurized Reactor), reattore in costruzione a Olkiluoto in Finlandia. I costi stimati per la realizzazione sono incrementati rispetto alle previsioni da 3.2 a 4.9 miliardi di euro, con uno slittamento del termine dei lavori di 3 anni, dal 2009 al 2012.

Secondo fonti dell'IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control), il nucleare contribuirebbe per una lieve percentuale al raggiungimento degli obiettivi imposti dalla Commissione Europea del 20-20-20 al 2020. Anche se si raddoppiassero i reattori nucleari al 2030, sfiorando il termine imposto dalla Comunità Europea, le emissioni di CO₂ si ridurrebbero solo del 5% (Fig. 1" - A).

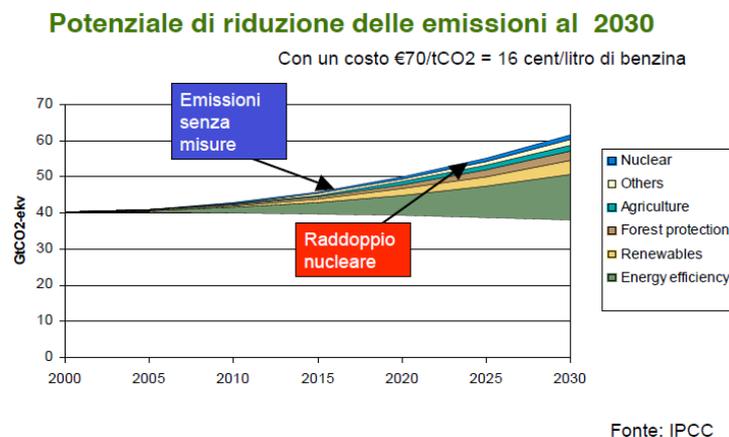


Fig. 1" - A: Potenziale di riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030 (fonte: IPCC).

Altro elemento considerato dall'IPPC è il saldo energetico della centrale elettrica in funzione del combustibile impiegato. Nel caso di un impianto nucleare con tempo di vita di circa 40 anni, per pareggiare l'energia immessa nella costruzione occorrono almeno 9 anni di esercizio. Considerando 4 anni di costruzione, 5 tra progettazione e localizzazione, immettendo l'energia dell'impianto in rete si avrà un saldo positivo solo al 19° anno.

Per il raffreddamento delle sue parti, un reattore nucleare richiede notevoli risorse di acqua, circa 100 m³/sec., creando notevoli difficoltà per la riduzione dei flussi d'acqua dei fiumi, in particolar modo nel territorio della Basilicata in cui la risorsa viene impiegata per il consumo di circa 4 milioni di cittadini e la produzione di pregiate culture agricole che sostengono buona parte dell'economia regionale. Inoltre, non va sottovalutata la possibilità di contaminazione di fiumi e falde.

Per tutto quanto esposto, la produzione di energia nucleare, oltre a non risolvere alcune importanti questioni aperte in particolare sulla sicurezza, genererebbe uno

“sviluppo distorto” del territorio regionale. Pertanto, considerando la volontà della Regione di voler sviluppare e valorizzare le risorse del territorio per approfondire lo sviluppo sostenibile della regione Basilicata, l'ipotesi nucleare non è considerata tra le scelte di generazione energetica possibili.

Per quanto attiene alla possibile realizzazione di centrali con potenza termica superiore a 300 MW (turbogas) nel territorio della Regione Basilicata, va preliminarmente rilevato che l'autorizzazione per tali impianti è regolata dalla L. 239/2004, la quale, al comma 8 dell'art. 1 della Legge 239 /2004 attribuisce allo Stato il compito di definirei criteri generali per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti suddetti, di intesa con la Conferenza unificata e tenuto conto delle linee generali dei piani energetici regionali.

Occorre evidenziare inoltre che nelle Regioni limitrofe (Campania, Puglia e Calabria) risultano autorizzate oltre 16.000 MWt da fonti non fossili da centrali di potenza installata superiore a 300 MWt , il che fa ritenere opportuno una valutazione congiunta Stato / Regione dell'opportunità di pervenire alla programmazione di nuove centrali termoelettriche di taglia superiore a 300 MWt nel territorio della Basilicata, al fine di poter programmare anche un corretto utilizzo delle infrastrutture energetiche a servizio di tali aree. Da tale valutazione congiunta dovrà emergere sia una valutazione dell'opportunità infrastrutturale di realizzazione nel territorio della Regione di Centrali termoelettriche con Pt maggiore di 300 MWt sia una ampia valutazione dei conseguenti accordi compensativi che dovrebbero accompagnare una tale ipotesi, che non potranno non contemplare ricadute sociali ed economiche per il territorio.

1.2.1. *Gli obiettivi del Piano.*

L'intera programmazione relativa al comparto energetico ruota intorno a quattro macro-obiettivi:

1. riduzione dei consumi energetici e della bolletta energetica;
2. incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
3. incremento della produzione di energia termica da fonti rinnovabili;
4. creazione di un distretto energetico in Val d'Agri.

All'interno di ogni singolo macro-obiettivo, sono stati poi individuati dei sotto-obiettivi e gli strumenti necessari al loro conseguimento.

Si prevede, infine, che il raggiungimento dei suddetti macro-obiettivi produrrà effetti positivi anche in relazione alla riduzione delle emissioni di gas clima-alteranti.

1.2.2. *Riduzione dei consumi energetici e della bolletta energetica.*

Il contenimento dei consumi energetici rappresenta uno degli obiettivi principali del PEAR. La Regione intende conseguire, dati gli obiettivi fissati dall'UE e dal Governo italiano, un aumento dell'efficienza energetica che permetta, nell'anno 2020, una riduzione della domanda di energia per usi finali della Basilicata pari al 20% di quella prevista per tale periodo.

Già a partire dal 1986, la Regione ha messo in campo risorse ed azioni finalizzate ad incentivare il risparmio energetico, contribuendo ad una maggiore sensibilizzazione alle tematiche dell'uso razionale dell'energia. In riferimento ai bandi regionali allo scopo emanati, i dati rilevati dal 2000 in poi possono essere considerati rappresentativi del risparmio energetico che si consegue annualmente per effetto della naturale tendenza del mercato energetico regionale ad una maggiore efficienza. Effettuando una proiezione al 2020, si arriva a valutare in 133 ktep il risparmio energetico prodotto nello stesso anno dalle iniziative spontanee del mercato, che rappresenta il 10% della domanda di energia per usi finali della Basilicata stimata al 2020. Va rilevato che il dato è certamente sottostimato, in

quanto i dati relativi ai bandi regionali si riferiscono al solo comparto residenziale ed in parte al settore terziario (interventi sul patrimonio pubblico). Ciononostante, l'obiettivo della Regione resta fissato al conseguimento nel 2020 di un'ulteriore riduzione del 10% della domanda di energia per usi finali prevista per il medesimo anno, in modo da conseguire un risparmio energetico complessivo pari al 20%, in linea con il succitato obiettivo europeo.

Le azioni previste dal Piano riguardano prevalentemente l'efficientamento del patrimonio edilizio pubblico e privato attraverso la concessione di contributi per la realizzazione di interventi di miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici effettuati da soggetti pubblici e da privati, nonché da interventi nel settore dei trasporti. Particolare attenzione sarà rivolta alla riduzione dei consumi di energia elettrica, incentivando l'impiego di lampade e sistemi di alimentazione efficienti, ed intervenendo sugli azionamenti elettrici, sull'efficienza dei motori elettrici e, più in generale, sugli usi elettrici in industria ed agricoltura. Sono anche contemplate la generazione e la cogenerazione distribuita, che, pur non contribuendo propriamente alla riduzione della domanda di energia per usi finali, permettono apprezzabili riduzioni dei consumi di energia primaria e dei costi energetici.

1.2.2.1. Efficientamento del patrimonio edilizio pubblico.

La Regione intende avviare e finanziare un processo di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio pubblico esistente, che sarà attuato, in sinergia con gli Enti locali, attraverso la concessione di contributi oltre che la costituzione di un catasto degli immobili classificati per destinazione d'uso e caratteristiche tipologiche e costruttive, al fine di definire specifici criteri e priorità di intervento per il miglioramento dell'efficienza energetica. Tali attività richiederanno la partecipazione delle comunità locali e la concertazione con gli Enti territoriali, anche allo scopo di favorire processi di pianificazione energetica basati sull'individuazione di strumenti e modalità innovativi, volti a sostenere ed incentivare l'utilizzo razionale dell'energia, la diffusione e diversificazione delle fonti rinnovabili e il miglioramento delle prestazioni energetiche degli immobili.

1.2.2.2. Efficientamento del patrimonio edilizio privato.

La Regione incentiverà l'adozione di standard elevati di efficienza energetica, sia per la realizzazione di nuovi edifici, sia per la ristrutturazione di quelli esistenti, anche attraverso la predisposizione di specifiche norme che potranno prevedere, ad es., bonus volumetrici o economici da riportare nei regolamenti e nei Piani strutturali comunali. Specifiche risorse finanziarie saranno destinate alla concessione di contributi per gli interventi di miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici, oltre che a sostenere i costi necessari all'aggiornamento degli strumenti urbanistici.

1.2.2.3. Trasporti.

Nel settore dei trasporti sarà incentivata l'attività di ricerca e sperimentazione in tema di trasporto sostenibile, con particolare riferimento allo sviluppo di motori elettrici, anche in collaborazione con centri di ricerca pubblici e privati.

Ulteriori interventi di miglioramento dell'efficienza energetica saranno previsti per il trasporto pubblico, favorendo la razionalizzazione della mobilità urbana ed extraurbana, e il trasporto privato, incentivando il ricorso a motorizzazioni più efficienti.

1.2.2.4. La generazione e la cogenerazione distribuita.

Il Piano sostiene la "generazione distribuita" dell'energia elettrica favorendo l'installazione di impianti per l'autoproduzione³⁴ da fonti rinnovabili, connessi alla rete

³⁴ D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, art. 2, c. 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 ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto".

di distribuzione dell'energia elettrica a bassa e media tensione e localizzati in prossimità dell'utenza.

Allo stesso modo, promuove la "cogenerazione distribuita" dell'energia elettrica e termica favorendo l'installazione di impianti per l'autoproduzione da fonti rinnovabili o non rinnovabili, connessi alla rete di distribuzione dell'energia elettrica a bassa e media tensione, nonché a reti di distribuzione del vapore acqueo o dell'acqua calda, e localizzati in prossimità dell'utenza.

Particolare attenzione sarà rivolta anche agli impianti destinati alla sola produzione di energia termica alimentati a biomassa, anche nelle aziende agricole.

Complessivamente tali azioni sono rivolte principalmente al sostegno del reddito delle piccole e medie imprese, agricole ed industriali, ed inoltre a ridurre i costi di approvvigionamento energetico dei soggetti pubblici e dei gestori dei servizi idrici.

Ai fini del computo della produzione di energia da fonti rinnovabili, il Piano non conteggia la quota di energia prodotta dagli impianti succitati.

1.2.2.5. Riduzione della bolletta energetica.

Allo scopo di sfruttare le opportunità offerte dal mercato liberalizzato dell'energia elettrica e del gas, la Regione intende promuovere, avvalendosi della collaborazione della Società Energetica Lucana (SEL), forme e modalità di aggregazione dei soggetti consumatori di energia per la formazione di un'utenza di dimensioni minime efficienti per l'approvvigionamento energetico a prezzi competitivi. Tale azione è rivolta principalmente alla riduzione dei costi energetici dei soggetti pubblici, in particolare delle ASL e delle Aziende ospedaliere.

La riduzione dei costi energetici dei soggetti pubblici sarà realizzata anche tramite specifiche azioni finalizzate all'efficientamento energetico degli edifici pubblici e degli impianti di pubblica illuminazione. Sarà inoltre incentivata la realizzazione di piccoli impianti per il soddisfacimento del fabbisogno energetico degli Enti. A tale scopo, sarà stimolata la formazione di ESCo (Società di servizio energetiche) pubbliche o a partecipazione pubblica, che, anche attraverso l'aggregazione di più soggetti pubblici per costituire massa critica, svilupperanno azioni finalizzate al risparmio energetico e al conseguimento di certificati di efficienza energetica.

1.2.3. Incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

L'incremento della produzione di energia, finalizzato al soddisfacimento del fabbisogno interno, assume un ruolo essenziale nella programmazione energetica ed ambientale, anche in considerazione delle crescenti problematiche legate all'approvvigionamento energetico. Peraltro, in considerazione delle necessità di sviluppo sostenibile e salvaguardia ambientale, è auspicabile un ricorso sempre maggiore alle fonti rinnovabili.

Sulla base di queste considerazioni, anche in relazione alle potenzialità offerte dal proprio territorio, la Regione Basilicata intende puntare al soddisfacimento dei fabbisogni interni di energia elettrica quasi esclusivamente attraverso il ricorso ad impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Più nel dettaglio, con il presente PIEAR, la Regione Basilicata si propone di colmare il deficit tra produzione e fabbisogno di energia elettrica stimato al 2020, indirizzando significativamente verso le rinnovabili il mix di fonti utilizzato. In altre parole l'obiettivo da raggiungere consiste nell'assicurare una produzione che, seppur naturalmente caratterizzata da una certa discontinuità, consenta localmente un approvvigionamento energetico in linea con le necessità di sviluppo ed i consumi locali. Per il conseguimento di questo obiettivo, inoltre, è previsto il supporto di azioni finalizzate all'eliminazione delle criticità presenti sulla rete elettrica, nonché alla semplificazione delle norme e delle procedure autorizzative.

Attualmente il sistema elettrico regionale sconta una condizione di deficit di produzione rispetto ai fabbisogni interni pari al 51% (Terna, 2007). Gli ultimi dati statistici disponibili, inoltre, evidenziano una forte prevalenza della produzione di energia elettrica da fonti fossili, che incide per circa il 68% sul totale della produzione netta.

Sulla base delle previsioni formulate nella seconda parte del PIEAR (ipotesi 2, par. 1.1), e considerando gli effetti prodotti dagli interventi di risparmio ed efficientamento energetico nel settore elettrico, nei prossimi anni il fabbisogno di energia elettrica è destinato a crescere fino ad un valore di circa 3.800 GWh/anno (329 ktep/anno).

Ipotizzando che dal 2008 al 2020 non si registri alcun incremento della produzione interna di elettricità, è possibile stimare un deficit di produzione, per l'anno 2020, pari a 2.300 GWh/anno (197 ktep/anno), che costituisce proprio l'obiettivo di incremento della produzione di energia elettrica³⁵.

L'incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sarà perseguito, in accordo con le strategie di sviluppo regionale, puntando su tutte le tipologie di risorse disponibili sul territorio, secondo la ripartizione riportata in Tab. 1" - 4.

Fonte energetica	Ripartiz. (%)	Energia Prodotta (GWh/anno)	Rendimento Elettrico (%)	Ore equivalenti di funzionamento (h)	Potenza Installabile (MWe)
Eolico	60	1374	70	2000	981
Solare fotovoltaico e termodinamico	20	458	85	1500	359
Biomasse	15	343	85	8000	50
Idroelettrico	5	114	80	3000	48
TOTALE	100	2289			1438

Tab. 1" - 4: Potenza elettrica installabile in relazione alle diverse tipologie di fonte energetica. NB: per le biomasse il rendimento elettrico dell'85% è riferito alla quota di energia elettrica (circa il 20%) prodotta da un impianto (fonte: Regione Basilicata).

Per quanto riguarda la produzione di energia da biomassa, si intende promuovere la realizzazione di impianti per la produzione combinata di energia elettrica e termica, privilegiando gli impianti di piccola taglia.

Entro il 2015 si prevede di raggiungere una produzione pari al 40% del valore complessivo riportato in Tab. 1" - 4, corrispondente a 916 GWh/anno (ovvero 79 ktep/anno), per una potenza installata di poco più di 575 MW. La restante parte, 1.374 GWh/anno (118 ktep/anno), sarà progressivamente coperta nel corso del periodo 2016-2020.

Nel computo dell'incremento di produzione è esclusa l'energia derivante da impianti per autoproduzione, impianti alimentati a biogas, da biomasse fino a 200 KW, da iniziative della SEL e del Distretto Energetico, corrispondente ad una potenza complessiva stimabile in circa 250 MW.

³⁵ Per il calcolo del deficit di produzione al 2020 si è fatto riferimento al bilancio elettrico del 2007 pubblicato da Terna (www.terna.it).

Gli impianti saranno realizzati in modo da assicurare uno sviluppo sostenibile e garantire prioritariamente il soddisfacimento dei seguenti criteri:

- Rispondenza ai fabbisogni energetici e di sviluppo locali;
- Massima efficienza degli impianti ed uso delle migliori tecnologie disponibili;
- Minimo impegno di territorio;
- Salvaguardia ambientale.

Si prevede, a tal fine, l'introduzione di standard qualitativi per la progettazione, la realizzazione, la gestione e la dismissione degli impianti di produzione (Appendice A).

L'incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, accanto al soddisfacimento del fabbisogno lucano, conduce anche ai seguenti effetti benefici:

- Eliminazione della dipendenza della Regione da importazione di energia elettrica da altre regioni o dall'estero;
- Incremento della sicurezza e della continuità dell'approvvigionamento energetico;
- Aumento della potenza installata e dell'energia elettrica prodotta fino a valori rispettivamente superiori a tre volte l'attuale potenza installata e due volte l'attuale produzione;
- Raggiungimento di una quota di produzione di energia da fonti rinnovabili superiore al 20% dei fabbisogni complessivi e superiore al 60% dei fabbisogni di energia elettrica al 2020;
- Riduzione significativa delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera.

La strategia della Regione, pertanto, al di là della ripartizione degli obiettivi comunitari a livello di singolo Stato e di singola Regione, è perfettamente in linea con la politica energetica dell'Unione Europea.

In questo contesto di riconversione del comparto elettrico regionale verso un sistema sostenibile ed autosufficiente, il raggiungimento degli obiettivi di produzione prefissati presuppone il conseguimento anche dei seguenti sotto-obiettivi:

- a. Potenziamento e razionalizzazione delle linee di trasporto e distribuzione dell'energia;
- b. Semplificazione amministrativa ed adeguamento legislativo e normativo.

1.2.3.1. Potenziamento e razionalizzazione delle linee di trasporto e distribuzione dell'energia.

A fronte degli innumerevoli vantaggi dal punto di vista economico, sociale ed ambientale, l'auspicato aumento della produzione di energia elettrica aggraverà ulteriormente le criticità già attualmente presenti sulla rete di trasmissione e distribuzione (PIEAR I parte, par. 1.4). Per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico regionale e migliorare la qualità del servizio per cittadini ed imprese, sarà pertanto necessario operare sul potenziamento, efficientamento e razionalizzazione della rete elettrica primaria e secondaria lucana. Questo obiettivo si pone in linea con il Libro Verde della Commissione Europea del 13/11/2008 ("Verso una rete energetica sicura, sostenibile e competitiva"), che conferisce allo sviluppo delle reti un ruolo importante della politica energetica, già contemplata nel Reg. CE n. 680 del 20 giugno 2007 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'Unione Europea.

In particolare, per garantire il collegamento degli impianti di potenza superiore a 10MW, saranno richiesti interventi sulla rete di trasporto ad alta tensione, di competenza Terna. A tal fine la Regione ha già promosso Protocolli d'Intesa con Terna e le Regioni meridionali, finalizzati rispettivamente alla sperimentazione della V.A.S. di piani e programmi di sviluppo della rete sul territorio regionale, ed alla valutazione condivisa dei Piani di Sviluppo della rete Terna.

Per quanto riguarda gli impianti di potenza inferiore, invece, sarà necessario intervenire sulle reti di distribuzione a media e bassa tensione, principalmente gestite da ENEL Distribuzione. In questo caso, saranno intraprese iniziative analoghe a quelle già formalizzate con Terna.

In definitiva, tutti gli interventi avranno come scopo principale quello di sviluppare delle reti in grado di trasportare e distribuire l'elettricità in modo efficiente e razionale, di gestire i flussi di energia prodotta dai singoli impianti di produzione da fonti rinnovabili, ma anche di favorire lo sviluppo della generazione distribuita. Il conseguimento di questo obiettivo imporrà il ricorso a tecnologie innovative ed a sistemi di controllo informatici sulle reti di trasmissione e distribuzione (secondo un modello simile a quello della rete internet), al fine di migliorare la gestione dei flussi

energetici. In questo senso è auspicabile un'interazione con la piattaforma di ricerca europea dedicata alle reti intelligenti ("smart grids"), di recente istituzione, finalizzata anche all'implementazione di progetti pilota sul territorio regionale.

1.2.3.2. Semplificazione amministrativa ed adeguamento legislativo e normativo.

Le innovazioni introdotte dalle recenti modifiche della legislazione nazionale hanno determinato un progressivo decentramento delle funzioni amministrative, tali per cui alle Regioni è demandato il compito di pianificare le strategie energetiche da attuare nei propri territori, in linea con la normativa europea e con gli altri strumenti di programmazione territoriale. Fra le funzioni assegnate assume un ruolo centrale l'emanazione di normative che consentono la semplificazione del procedimento autorizzatorio per la realizzazione e l'esercizio di impianti per la produzione di energia derivante da fonti rinnovabili.

In particolare, in attuazione delle disposizioni concernenti il procedimento di "autorizzazione unica" (D.lgs. n.387/03), la Regione Basilicata procederà all'armonizzazione delle normative nazionali e regionali con propria legge regionale. La stessa dovrà considerare anche le disposizioni contemplate dalla legislazione ambientale (D.lgs. n.152/06 e.s.m.i.), paesaggistica (D.lgs. n.42/04) e, più in generale, dalla normativa sul procedimento amministrativo (L. n.241/90).

Siffatta normativa prevederà, inoltre, procedure differenziate a seconda della potenza dell'impianto: particolare attenzione sarà rivolta agli impianti di produzione energetica di piccola taglia (anche fino ad 1 Mw di potenza) alimentati da fonti rinnovabili, per i quali sarà messa a punto una procedura semplificata.

La diretta conseguenza di questo processo sarà quella di agevolare gli investitori pubblici e privati nel conseguimento degli obiettivi contenuti all'interno del presente documento.

1.2.4. *Produzione di energia termica da biomasse e biocombustibili.*

Parallelamente all'incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, si ritiene importante realizzare interventi al fine di potenziare l'utilizzo di biomasse legnose e biocombustibili per la produzione di energia termica.

Si intende promuovere l'utilizzo di sistemi energetici e generatori di calore alimentati con biomasse lignocellulosiche provenienti dalla gestione del patrimonio boschivo e dai comparti agricolo, zootecnico e industriale locali, secondo le disponibilità e le modalità indicate nella parte I del presente Piano.

Saranno oggetto di intervento sia la realizzazione di impianti e reti a servizio di più utenze, sia l'incentivazione dell'uso di apparecchi di tipo domestico a servizio di singole unità abitative, favorendo in primo luogo la realizzazione di reti di teleriscaldamento e di mini-teleriscaldamento. Quest'ultima tipologia di intervento risulta particolarmente indicata nel caso di impianti a servizio di edifici pubblici o di edifici (residenziali e non) di nuova costruzione, e presenta una minore complessità a livello progettuale e gestionale; pertanto, viene indicata come prioritaria tra le iniziative della Regione.

Nel settore del riscaldamento domestico si vuole promuovere un utilizzo corretto e sostenibile della biomassa legnosa (pellet, cippato, briquettes, legna in ciocchi), con misure rivolte a ottimizzare la filiera di approvvigionamento e con la definizione di standard qualitativi e tecnologici per gli apparecchi (camini, stufe, caldaie e bruciatori). Si intende porre particolare attenzione alle problematiche legate all'emissione di particolato solido dagli apparecchi alimentati a biomassa legnosa, promuovendo tra l'altro attività di ricerca, sperimentazione e trasferimento tecnologico, che potrà portare alla crescita di un comparto industriale di alto livello e alla produzione di sistemi ad alto contenuto tecnologico e di innovazione.

1.2.5. Realizzazione di un Distretto energetico in Val d'Agri.

Nella convinzione che finanza, ricerca e sistema industriale siano fattori che debbano interagire per dare impulso allo sviluppo di nuove ed avanzate tecnologie, in particolare nel settore energetico, in coerenza con le indicazioni contenute nella Deliberazione CIPE n. 166 del 21 dicembre 2007 "Attuazione del Quadro Strategico Nazionale (QSN) 2007-2013: Programmazione del Fondo per le Aree Sottoutilizzate", la Regione persegue l'obiettivo di promuovere la realizzazione di un Distretto energetico in Val d'Agri, avente i seguenti fini:

- lo sviluppo di attività di ricerca, innovazione tecnologica in campo energetico, coinvolgendo a tal fine le eccellenze regionali, a partire dall'Università degli Studi della Basilicata CNR, ENEA, Agrobios, Fondazione Mattei etc.;
- creazione di un centro permanente di formazione ed alta formazione mediterranea sui temi dell'energia, in stretta collaborazione con ENEA, Fondazione Mattei ed i centri di ricerca presenti sul territorio regionale. La formazione sarà rivolta agli installatori e manutentori di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, l'alta formazione ai progettisti ed ai ricercatori del settore;
- l'insediamento nell'area di imprese innovative specializzate nella produzione di materiali innovativi, impiantistica e componentistica per il miglioramento dell'efficienza energetica degli usi finali, sia in campo civile, sia nel settore produttivo;
- l'attivazione di filiere produttive incentrate sull'adozione di tecnologie innovative per la produzione di energia, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione;
- realizzazione di impianti innovativi e sperimentali per la produzione di energia da fonti rinnovabili, per la tri-quadrigenazione, anche con il diretto coinvolgimento di Enti di ricerca (Università, ENEA, Agrobios, CNR, ecc.), Enti locali e, ove necessario, di grandi operatori del settore, anche attraverso gli strumenti della programmazione negoziata. Tali impianti saranno ubicati sul territorio regionale, in aree che presentino le migliori condizioni ambientali e logistiche per la loro realizzazione e non sono soggetti ai limiti di producibilità del presente Piano.
- svolgimento di attività di ricerca e di sperimentazione sulla produzione di biocarburanti a partire da matrice lignocellulosica, e sulla definizione di idonei sistemi per il contenimento delle emissioni di particolato solido e delle altre sostanze dannose prodotte dalla combustione di biomassa;
- attività di formazione nel settore energetico e trasferimento tecnologico alle PMI locali;
- realizzazione di un parco energetico (denominato Valle dell'energia) finalizzato ad evidenziare le più avanzate tecnologie nel settore delle fonti energetiche rinnovabili e dell'efficienza energetica (anche con la realizzazione

di un edificio dimostrativo ad emissioni zero ed energeticamente autosufficiente).

Il distretto sarà inoltre inserito nella costituenda rete dei distretti energetici nazionali per sviluppare progetti ed iniziative in rapporto sinergico con le altre regioni partner.

1.2.5.1. Promozione di attività di formazione e di trasferimento tecnologico.

In accordo con le linee indicate a livello europeo e nazionale, si intende promuovere attività di formazione a vari livelli e favorire il trasferimento tecnologico verso le imprese regionali.

Per quanto riguarda le attività di formazione, esse saranno rivolte sia a bambini e ragazzi in età scolare, sia ad adulti e famiglie, al fine di educare al rispetto dell'ambiente e ad un uso sostenibile ed efficiente delle risorse naturali e dell'energia. Sono previsti inoltre percorsi di alta formazione e specializzazione su tematiche specifiche in ambito energetico, rivolti a tecnici e laureati operanti nel settore.

Particolare importanza rivestono le ricadute in ambito industriale, in quanto si prevede di poter dare impulso alla nascita ed allo sviluppo di attività imprenditoriali e produttive legate allo sviluppo di competenze nella gestione delle filiere energetiche e degli impianti di produzione, alla produzione di componenti e sistemi ed alla progettazione di tecnologie e prodotti ad alto contenuto tecnologico. Si intende quindi favorire attività di trasferimento tecnologico dagli enti di ricerca e di sviluppo coinvolti nelle azioni definite dal presente Piano alle aziende locali.

2. GLI ATTORI DEL PIANO.

L'attuazione degli obiettivi del PIEAR rappresenta per la Regione Basilicata un'occasione di sviluppo economico e sociale, con la garanzia della preservazione ed il miglioramento ambientale ed il potenziamento della ricerca e innovazione tecnologica energetica (efficientamento energetico, produzione di energia da fonti rinnovabili, "reti intelligenti" ecc.).

Gli attori del Piano, pubblici e privati, possono perseguire tali fini tramite un'azione sinergica, nel rispetto delle proprie competenze ed in costanza dei principi di sussidiarietà, differenziazione ed adeguatezza (art.118 Cost).

Con il "decentramento amministrativo" (l.59/1997; d.lgs.112/98), prima, la riforma del Titolo V della Costituzione (l.Cost., n.3/2001), poi, le funzioni amministrative sono state conferite ai Comuni, Province, Città Metropolitane, Regioni e Stato che, a loro volta, favoriscono l'autonoma iniziativa dei cittadini, anche in forma associata, per lo svolgimento di attività di interesse generale.

Gli attori del piano, pertanto, si articolano in soggetti pubblici, così come descritti e in soggetti privati che possono porre in essere iniziative economiche o di impresa (art.41 Cost.).

2.1. I soggetti pubblici.

2.1.1. *La Regione.*

In aderenza ai principi generali del proprio Statuto (art. 6), la Regione, nell'ambito delle sue competenze, assume la politica di piano come metodo e impegno democratico di intervento, in concorso con lo Stato e con gli enti locali, nell'attività economica pubblica e privata, per indirizzarla e coordinarla a fini sociali; partecipa come soggetto autonomo alla programmazione nazionale e definisce gli obiettivi e i criteri della propria azione mediante programmi e piani.

In attuazione dell'art. 30 del D.Lgs. 112/98, la Regione Basilicata, con l.r. 7 del 1999, capo V artt.23 e ss., ha regolato le funzioni amministrative delegate in materia di energia, così come meglio specificate nella parte prima (par.1.3), comprese quelle

relative alle fonti rinnovabili, all'elettricità, all'energia nucleare, al petrolio ed al gas, non riservate allo Stato.

Il ruolo della Regione assume un aspetto determinante per l'attuazione del piano e, più in generale, delle politiche energetiche, inclusa l'individuazione delle aree ai fini della fattibilità degli interventi di uso razionale dell'energia e di utilizzo delle FER (art.5, l.10/1991). Ciò è vero in considerazione della possibilità non solo di legiferare su tale materia (legislazione concorrente ai sensi dell'art. 117 Cost. com.3), di applicare tributi ed entrate proprie, disporre di compartecipazioni al gettito dei tributi erariali riferiti al territorio regionale (art.119 Cost.; art.50 Statuto Regione Basilicata; l.350/1971), ma anche quella di concludere accordi con Stati e intese con enti territoriali interni ad altro Stato.

Le risorse economico-finanziarie che la Regione utilizzerà per il perseguimento degli obiettivi del PIEAR sono rappresentate da Fondi Strutturali Comunitari e dai Fondi per le Aree Sottoutilizzate (si veda Gli strumenti del Piano –Part.III, cap.4).

2.1.2. Le Province.

Il ruolo affidato alle Province è quello della redazione e adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico; di autorizzare l'installazione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia; di controllo sul rendimento energetico degli impianti (art. 31, d.lgs. 112/98).

Più in generale, sono attribuite agli enti locali le funzioni amministrative in materia di controllo sul risparmio energetico e l'uso razionale dell'energia ed altre funzioni che siano previste dalla legislazione regionale.

L'art.24 della l.r. 7 del 1999 dispone che le Province osservano le indicazioni di indirizzo e coordinamento previste dal Piano Energetico Regionale e da specifiche disposizioni regionali in materia.

Le Province, nello svolgimento di tale attività, hanno il compito di coinvolgere i Comuni interessati nelle procedure dirette alla redazione ed adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico.

Fra gli strumenti a disposizione delle Province per il perseguimento dei propri fini istituzionali c'è quello della possibilità di costituire aziende speciali ed istituzioni così come previsto dal testo Unico degli Enti Locali (art.114 d.lgs 267/2000-TUEL).

Alle Province di Potenza e Matera può essere delegato per i territori di rispettiva competenza il coordinamento di fasi del negoziato tra i proponenti i progetti di sviluppo, connessi alla realizzazione dei grandi impianti di cui all'appendice A del P.I.E.A.R. e le Amministrazioni Locali interessate.

2.1.3. I Comuni.

L'attività dei Comuni è determinante ai fini dell'attuazione del PIEAR, infatti, questi rappresentano l'ente più vicino ai cittadini, così come riconosciuto dalla Costituzione e dal TUEL (art.114 Cost; art.13 TUEL), non solo per lo svolgimento delle tipiche funzioni amministrative loro spettanti (ad esempio in materia di D.I.A. per gli impianti di "piccola taglia"), ma anche, per quello che qui interessa, per la promozione e la diffusione della cultura di una energia sostenibile.

Più in particolare, ai sensi dell'art.25, l.r. 7 del 1999, i comuni esercitano le funzioni relative al rilascio della certificazione energetica degli edifici, secondo le linee guida stabilite dalla regione, quelli con popolazione superiore a 50.000 abitanti adottano obbligatoriamente il piano relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia.

La centralità del ruolo dei comuni è tanto più evidente dato che in sede europea, in occasione della "*Settimana dell'energia sostenibile*", con la conferma del *Patto dei Sindaci* del 10 febbraio 2009, più di trecento città hanno sottoscritto questo documento con cui si sono impegnate ad andare oltre gli obiettivi fissati dall'Unione europea per il 2020, riducendo le emissioni di CO₂, nei rispettivi territori, di almeno il 20%, attraverso l'attuazione di un piano d'azione per l'energia sostenibile per i settori di attività rilevanti per il nostro mandato; ad adattare le strutture della città, inclusa l'allocazione di adeguate risorse umane, al fine di perseguire le azioni necessarie; a presentare, su base biennale, un Rapporto sull'attuazione ai fini di una valutazione, includendo le attività di monitoraggio e verifica ecc.

2.1.4. La Società Energetica Lucana (SEL).

Con la costituzione e l'avvio operativo della SEL (si veda la parte prima quadro normativo regionale), la Regione Basilicata ha inteso inaugurare una fase nuova, di

evoluzione e di espansione, delle sue politiche di valorizzazione delle risorse naturali, delineando un importante ruolo e spazio di iniziativa pubblica per stimolare lo sviluppo di una complessa rete di attività economiche, incidendo significativamente sul modello di sviluppo e sugli stili di consumo della società regionale.

La SEL, inoltre, costituirà un supporto importante per la realizzazione degli obiettivi fissati dal Piano, con particolare riferimento a quelli relativi al risparmio ed al “Distretto energetico”. L’istituzione della SEL si inserisce in un quadro particolarmente dinamico di protagonismo delle istituzioni locali nell’organizzazione e gestione dei c.d. servizi pubblici locali che consente agli enti pubblici *tout court* di provvedere alla gestione dei servizi pubblici che abbiano per oggetto produzione di beni ed attività rivolte a realizzare fini sociali e promuovere lo sviluppo economico e civile delle comunità locali (artt.112 e ss del TUEL).

Con la l.r.31/2008, art.9, infatti, alla SEL sono affidati gli interventi per la realizzazione di impianti alimentati da fonti non fossili, di cui all’art. 2 del D.Lgs. n. 387/2003, per una potenza installata complessiva massima di 200 MW, con la finalità di destinare parte dell’energia prodotta o dei proventi correlati alla vendita della stessa alla riduzione dei costi della bolletta energetica degli enti territoriali serviti dagli impianti e dei cittadini residenti nei Comuni di ubicazione degli stessi. Dette potenze e le connesse produzioni non contribuiscono alla saturazione dei limiti massimi per ciascuna fonte indicati nel richiamato art. 3 della L.R. n. 9/2007; né a quelli fissati in sede di approvazione del PIEAR di cui all’art. 2 della L.R. n. 9/2007.

La SEL, inoltre, cura l’attuazione delle procedure di cui all’art. 3, comma 4, lettera a, della L.R. 1 luglio 2008 n. 12, sul riassetto organizzativo e territoriale del Servizio Sanitario Regionale, limitatamente al:

- a) campo dell’approvvigionamento energetico delle strutture sanitarie;
- b) provvede a quanto necessario per la realizzazione degli impianti di cui alla lett. c) del precedente comma ³⁶, osservando negli affidamenti a terzi dei servizi tecnici di ingegneria e di architettura e di costruzione delle opere i criteri di evidenza pubblica previsti dal D. Lgs. n. 163/2006;

³⁶ Impianti alimentati da fonti non fossili, di cui all’art. 2 del D.Lgs. n. 387/2003, per una potenza installata complessiva massima di 200 MW.

- c) funge da centrale di committenza per l'acquisto di energia per la Regione e gli enti di cui al precedente comma 1 lettera b)³⁷.

In definitiva, i servizi/funzioni più immediatamente implementabili da parte della SEL sono i seguenti:

- a. pianificazione strategica e sostenibilità energetica;
- b. trading del gas ;
- c. committenza pubblica in campo energetico;
- d. supporto/assistenza agli enti locali;
- e. monitoraggio del sistema energetico, informazione ai consumatori ecc;
- f. promozione, partecipazione a progetti di intervento di innovazione nel campo della sperimentazione e produzione energetica.

2.2. I soggetti privati.

La categoria dei soggetti privati è rappresentata da imprese, incluse le PMI (piccole e medie imprese), organizzate anche in forma di cooperativa e/o consortile, dai cittadini singoli o in forma associata (es. fondazioni; associazioni di consumatori; condomini ecc.).

Le azioni che le Istituzioni auspicano che vengano poste in essere da siffatti soggetti, anche in cooperazione con le medesime Istituzioni, vanno dalla proposta di progetti imprenditoriali tesi alla produzione di energia termica e/o elettrica, derivante dall'utilizzo di fonti di energia tradizionale, ma soprattutto da quello dello sviluppo delle FER.

A titolo esemplificativo, i progetti attesi sono quelli riguardanti gli impianti di cogenerazione a biomasse (tra cui biogas), fotovoltaico, solare termico ed eolico.

Sotto il profilo del risparmio energetico l'attesa è rivolta al miglioramento della coibentazione degli edifici, all'impiego di impianti a maggior efficienza energetica, ad un uso più razionale delle risorse energetiche, tenuto conto che, nel bilancio

³⁷ Enti strumentali della Regione; Aziende del Servizio Sanitario Regionale e, qualora ne facciano richiesta, Enti Pubblici economici Regionali ed altre amministrazioni pubbliche locali.

energetico europeo, il mancato consumo di energia grazie al risparmio (c.d. “*negajoule*”³⁸) è divenuta la più importante risorsa energetica individuale.

Gli strumenti economico/finanziari a disposizione dei soggetti privati sono l'utilizzo di capitali privati, il ricorso ai finanziamenti pubblici nonché quelli riguardanti la finanza di progetto (c.d. *project financing*), tecnica finanziaria che fa affidamento sull'aspettativa di proventi (*flussi di cassa o cash flow*) attesi dall'opera che si intende realizzare e così finanziare o il contratto di costruzione e gestione. In ogni caso la propulsione della azione pubblica sarà determinante per l'avveramento di tali attese.

³⁸ Piano d'azione per l'efficienza energetica: concretizzare le potenzialità; comunicazione della Commissione della Comunità europea.

3. I RISULTATI ATTESI.

3.1. Il risparmio energetico.

Nella seconda parte del Piano è stata stimata una riduzione annuale della domanda di energia per usi finali della Basilicata rispetto alle previsioni su base storica, che si verificherebbe per effetto di iniziative spontanee di soggetti pubblici e privati finalizzate al risparmio energetico. Il Piano prevede una serie di interventi sul patrimonio edilizio pubblico e privato e sul settore dei trasporti rivolti al conseguimento di un'ulteriore riduzione della domanda di energia per usi finali, tale da conseguire al 2020 un risparmio complessivo pari al 20%.

L'UE ha stabilito l'obiettivo di conseguire al 2020 una riduzione del fabbisogno di energia primaria pari al 20%. Tuttavia, i dati di cui dispone il PIEAR non consentono di quantificare il risparmio di energia primaria atteso, obbligando ad una valutazione qualitativa del raggiungimento dell'obiettivo dell'Unione.

La domanda di energia per usi finali (D) è legata al fabbisogno di energia primaria (F) dal rendimento dell'insieme degli impianti di produzione energetica e delle reti di trasporto e distribuzione di energia (η), mediante la relazione:

$$D = \eta F$$

La tendenza attuale del mercato energetico è di migliorare l'efficienza degli impianti e delle reti. Questa inclinazione verrà certamente enfatizzata dagli interventi previsti dal Piano in merito alla generazione e alla cogenerazione distribuita. Infatti, avvicinando la generazione dell'energia elettrica all'utenza si riducono sensibilmente le perdite di rete, ed inoltre utilizzando processi cogenerativi si aumenta significativamente l'efficienza di produzione. Si può pertanto ritenere assai probabile al 2020 un incremento del rendimento η rispetto al valore che esso assumerebbe in assenza di interventi spontanei del mercato od indotti dal Piano medesimo.

In riferimento all'anno 2020, indicando con:

- il pedice “1” le grandezze riferite allo Scenario 1: nessun intervento spontaneo + nessun intervento PIEAR;
- il pedice “2” le grandezze relative allo Scenario 2: interventi spontanei + interventi PIEAR;

valgono le seguenti relazioni:

$$F_1 = D_1 / \eta_1$$

$$F_2 = D_2 / \eta_2$$

$$D_2 = 0,8 D_1$$

$$\eta_2 > \eta_1$$

Effettuando alcune sostituzioni, si ha:

$$F_2 = 0,8 D_1 / \eta_2 < 0,8 D_1 / \eta_1 = 0,8 F_1$$

Da cui risulta:

$$F_2 < 0,8 F_1$$

Si può quindi concludere che al 2020, essendo assai probabile un aumento del rendimento dell'insieme degli impianti di produzione energetica e delle reti di trasporto e distribuzione di energia, molto probabilmente si conseguirà una riduzione del fabbisogno di energia primaria superiore al 20%, permettendo in tal modo il superamento del suddetto obiettivo dell'UE.

Nella Tab. 3" - 1 si riportano i risparmi di energia per usi finali previsti per l'anno 2020, ed inoltre nella Fig. 3" - A si rappresenta l'andamento della domanda di energia per usi finali stimato per il periodo 2006-2020, al netto del risparmio energetico spontaneo e di quello indotto dal Piano. Si osservi che, attraverso le azioni previste dal Piano medesimo, la domanda di energia per usi finali della Basilicata dovrebbe ritornare nel 2020 al livello raggiunto venti anni prima (nel 2000).

Energia per usi finali al 2020	ktep	%
Domanda Scenario 1: nessun intervento spontaneo + nessun intervento PIEAR	1.330	-
Risparmio interventi spontanei	133	10
Risparmio interventi PIEAR	133	10
Risparmio complessivo	266	20
Domanda Scenario 2: interventi spontanei + interventi PIEAR	1.064	-

Tab. 3" - 1: Risparmi di energia per usi finali previsti dal Piano per la Basilicata nell'anno 2020 (fonte: Regione Basilicata).

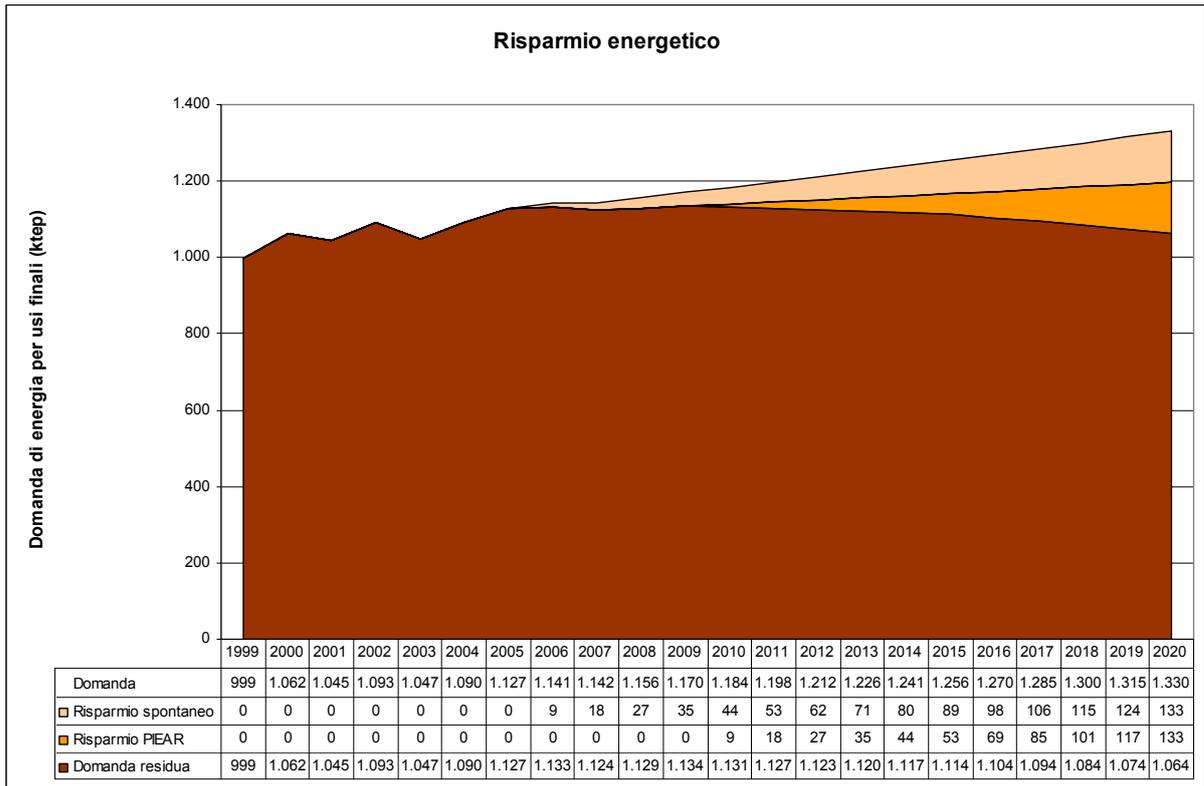


Fig. 3" - A: Stima della riduzione della domanda di energia per usi finali della Basilicata determinata dal risparmio energetico spontaneo e da quello indotto dal PIEAR nel periodo 2006-2020 (fonte: Regione Basilicata).

3.2. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Il Piano prevede per l'energia elettrica, come si è visto, un incremento di produzione che verrà conseguito ricorrendo esclusivamente alle fonti rinnovabili, e che avrà luogo in due distinte fasi (Fig. 3" - B, Fig. 3" - C e Fig. 3" - D):

Parte Terza.
Obiettivi e strumenti della politica energetica regionale.
3. I risultati attesi.

- nella prima, che si concluderà nel 2015, la produzione netta raggiungerà il 40% dell'incremento necessario a coprire il fabbisogno al 2020;
- nella seconda, che si protrarrà fino al 2020, la produzione netta arriverà a coprire l'intero fabbisogno relativo al medesimo anno, eliminando quindi l'attuale dipendenza della Basilicata dalle altre regioni in merito all'approvvigionamento di energia elettrica.

Tale proposito garantisce il conseguimento dell'obiettivo dell'UE di soddisfare, entro il 2020, almeno il 20% del fabbisogno energetico complessivo ricorrendo esclusivamente alle fonti rinnovabili, come viene mostrato dai dati riportati nella Fig. 3" - E e nella Tab. 3" - 2.

	MW	GWh	ktep	%	Note
Anno 2007					
Produzione netta energia elettrica (e.e.)	573,0	1.537,8	132,3	-	1
/ Non rinnovabili	291,0	1.048,6	90,2	68,2	1
/ Rinnovabili	282,0	489,2	42,1	31,8	1
Fabbisogno e.e.	-	3.162,7	272,0	-	1
Saldo e.e.	-	-1.624,9	-139,7	-51,4	-
Fabbisogno energetico	-	13.351,2	1.148,2	-	-
Anno 2020 - Scenario S1: nessun intervento spontaneo + nessun intervento PIEAR					
Risparmio energetico	-	0,0	0,0	0,0	-
Produzione netta e.e. (= prod. netta e.e. 2007)	573,0	1.537,8	132,3	-	-
Fabbisogno e.e.	-	4.143,8	356,4	-	-
Saldo e.e.	-	-2.606,0	-224,1	-62,9	-
Fabbisogno energetico	-	15.838,7	1.362,1	-	-
Anno 2020 - Scenario S2: interventi spontanei + interventi PIEAR					
Risparmio energetico	-	3.167,7	272,4	20,0	-
/ E.E.	-	316,8	27,2	2,0	2
/ Altre fonti	-	2.851,0	245,2	18,0	-
Produzione netta e.e.	2.011,3	3.827,0	329,1	-	-
/ Non rinnovabili (= non rinn. 2007)	291,0	1.048,6	90,2	27,4	3
/ Rinnovabili	1.720,3	2.778,4	238,9	72,6	-
/ Rinnovabili 2007	282,0	489,2	42,1	17,6	-
/ Incremento rinnovabili 2008-20 (= saldo e.e. S1 - risp. e.e. S2)	1.438,3	2.289,2	196,9	82,4	-
Fabbisogno e.e. (= fabb. e.e. S1 - risp. e.e. S2)	-	3.827,0	329,1	-	-
Saldo e.e.	-	0,0	0,0	0,0	-
Fabbisogno energetico (= fabb. energ. S1 - risp. energ. S2)	-	12.671,0	1.089,7	-	-
Rinnovabili / fabbisogno energetico	-	-	-	21,9	-
Rinnovabili / fabbisogno energetico - obiettivo UE	-	-	-	20,0	-
1. Fonte dati a consuntivo 2007 su fabbisogno e produzione di e.e.:Terna. 2. Stima effettuata facendo riferimento allo studio "Scenari energetici nazionali al 2020" di ENEA – CESI ricerca. 3. Si assume che la produzione netta di energia elettrica da fonti non rinnovabili nel periodo 2008-2020 rimanga invariata rispetto a quella del 2007.					

Tab. 3" - 2: *Verifica del raggiungimento dell'obiettivo dell'UE al 2020 di soddisfare almeno il 20% del fabbisogno energetico con le sole fonti rinnovabili (fonte: Regione Basilicata).*

Si osservi che i dati riportati nel presente paragrafo non tengono conto dell'autoproduzione di energia elettrica, delle iniziative della SEL e della produzione degli impianti sperimentali del Distretto energetico. L'insieme di queste voci non conteggiate corrisponde ad un'ulteriore aliquota di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, stimabile intorno ai 250 MW di potenza installata entro il 2020.

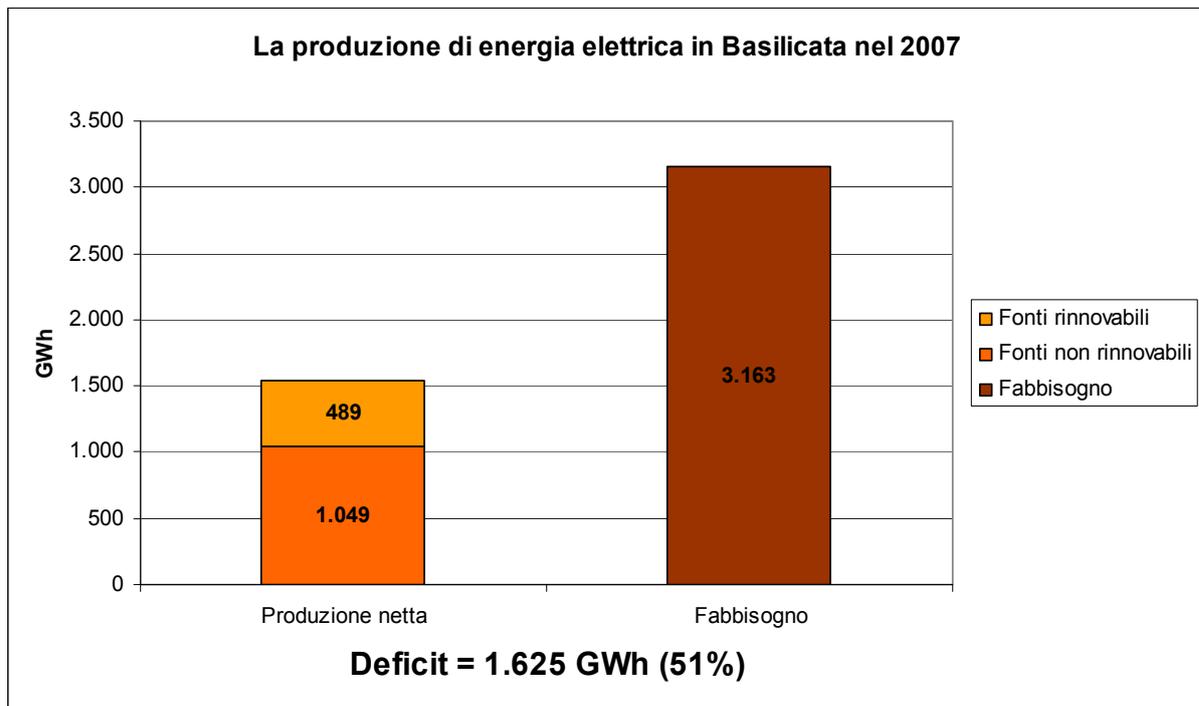


Fig. 3" - B: *La produzione di energia elettrica in Basilicata nel 2007 (fonte: Terna).*

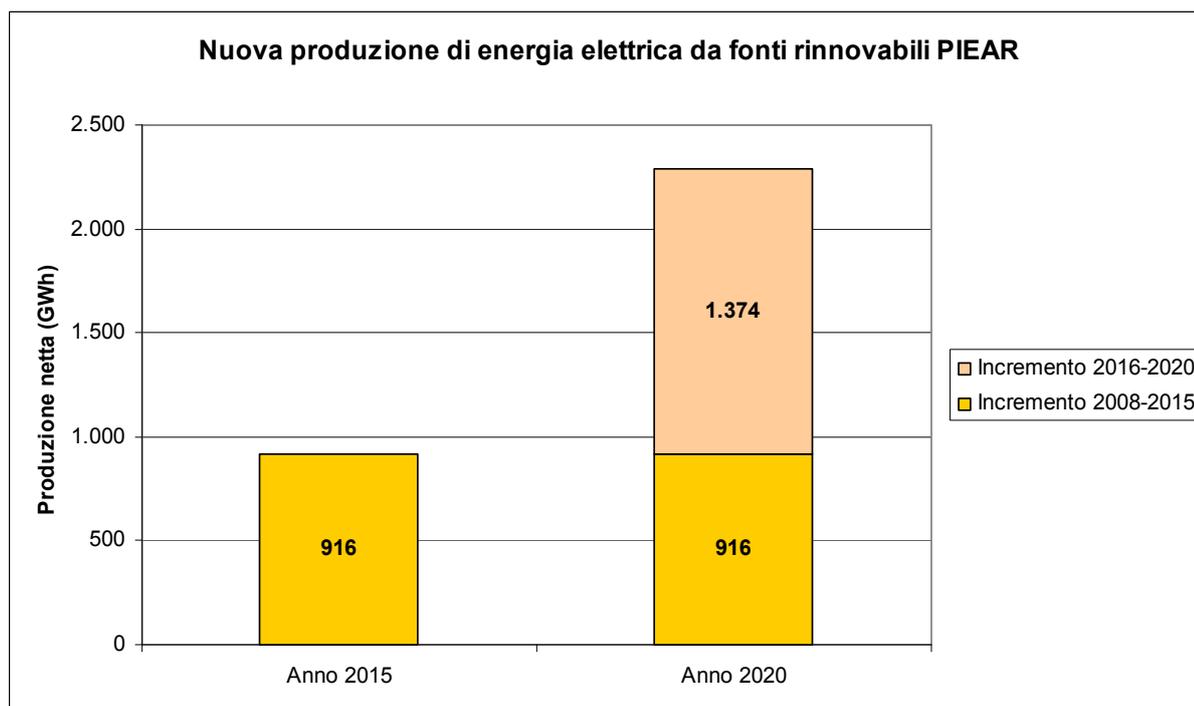


Fig. 3" - C: *La nuova produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili prevista dal PIEAR (fonte: Regione Basilicata).*

Parte Terza.
 Obiettivi e strumenti della politica energetica regionale.
 3. I risultati attesi.

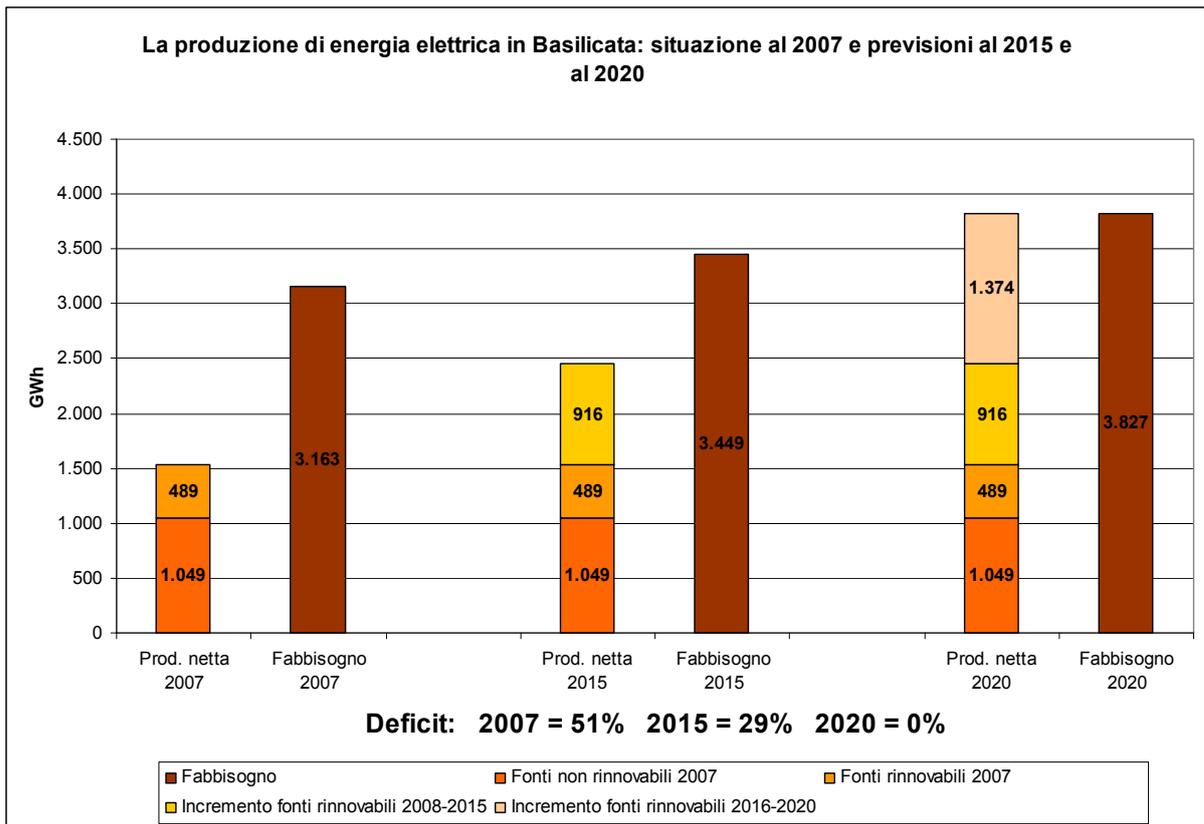


Fig. 3" - D: Confronto tra la produzione di energia elettrica del 2007 e quelle previste dal Piano per il 2015 e il 2020 (fonti: Terna per dati a consuntivo, Regione Basilicata, per dati previsionali).

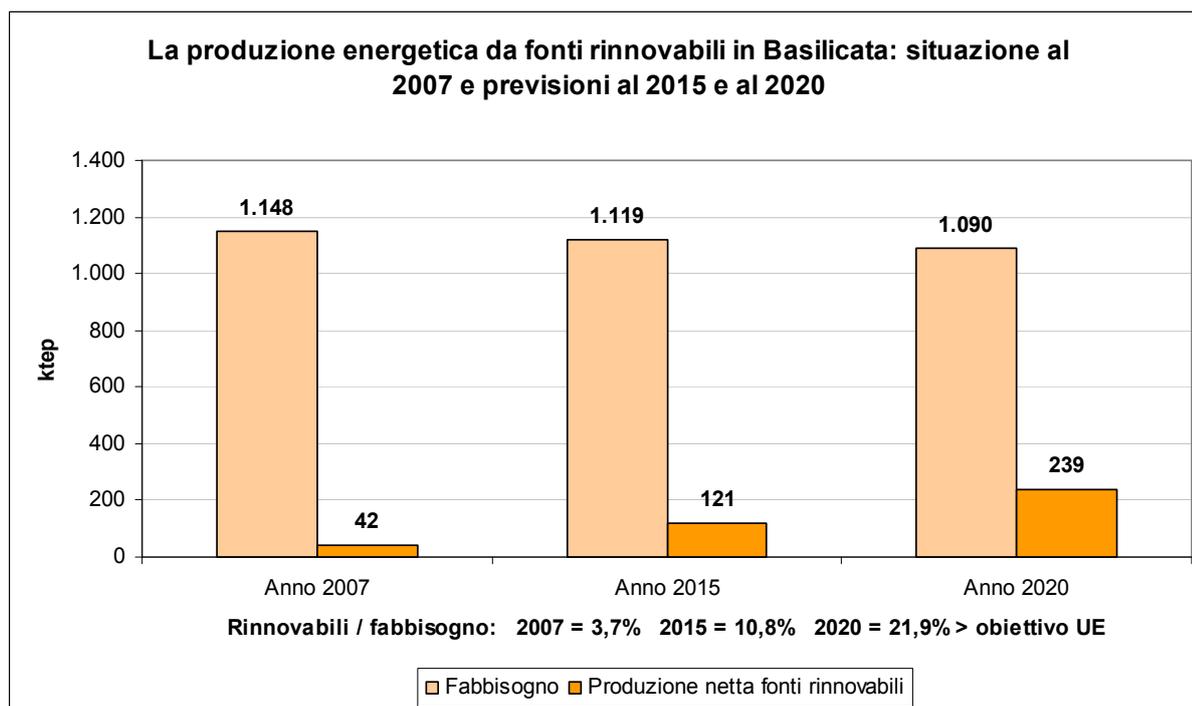


Fig. 3" - E: Confronto tra il fabbisogno energetico e la produzione energetica da fonti rinnovabili in Basilicata: situazione al 2007 e previsioni al 2015 e al 2020 (fonti: Terna per dati a consuntivo, Regione Basilicata per dati previsionali).

3.3. Riduzione delle emissioni di CO₂ nel settore energetico.

3.3.1. Metodologia di stima.

La riduzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dal conseguimento degli obiettivi del PIEAR è stata calcolata confrontando due scenari di riferimento al 2020 per il settore energetico lucano:

Scenario tendenziale, realizzato sulla base di una stima delle emissioni senza alcun intervento spontaneo sul mercato o guidato dalla Regione Basilicata;

Scenario PIEAR, in cui al contrario sono stati presi in considerazione gli effetti tanto degli interventi spontanei del mercato quanto di quelli guidati dalla Regione Basilicata.

Per entrambi gli scenari, la valutazione delle emissioni complessive di CO₂ è stata effettuata moltiplicando il fabbisogno di ogni singola fonte energetica stimato al 2020 per il corrispondente coefficiente di conversione unitario. I fabbisogni di energia primaria, a loro volta, sono stati quantificati moltiplicando i consumi finali stimati al 2020 secondo l'ipotesi 2 (PIEAR parte II par. 1.1) per il rapporto tra fabbisogno e consumo finale dell'anno 2005 (PIEAR parte I cap. 4). Per quanto riguarda, invece, i fabbisogni di energia elettrica, è stato preso in considerazione il rapporto tra energia richiesta e consumi finali dell'anno 2007.

Facendo ricorso alla metodologia appena descritta, sono state stimate anche le emissioni relative al 1990, a cui sono stati rapportati i dati dei due scenari di riferimento al 2020 con lo scopo di valutare la posizione degli interventi del PIEAR nei confronti degli obiettivi di riduzione stabiliti dall'Unione Europea (20-20-20).

L'affidabilità della metodologia di stima è stata valutata sulla base di dati forniti dal Dip. Ambiente, Territorio, Politiche della Sostenibilità della Regione Basilicata, per l'anno 2004.

3.3.2. *Emissioni CO₂ 1990.*

L'analisi dei dati relativi al 1990 evidenzia, per il settore energetico lucano, un ammontare di emissioni di CO₂ di poco oltre le 3.000 kt (Tab. 3" - 3).

Il cosiddetto "Pacchetto Energia", recentemente approvato in ambito europeo, prevede di ridurre del 20% le emissioni di CO₂ rispetto ai valori del 1990, entro il 2020³⁹. Qualora questo obiettivo fosse ripartito uniformemente tra tutti gli Stati membri e, a sua volta, tra tutte le Regioni, alla Basilicata spetterebbe una quota massima di emissioni pari a 2.446 kt.

³⁹ Comunicazione della Commissione al Consiglio europeo e al parlamento europeo del 10 gennaio 2007 dal titolo "una politica energetica per l'Europa" COMM(2007) 1.

Parte Terza.
Obiettivi e strumenti della politica energetica regionale.
3. I risultati attesi.

	Consumi Finali ⁽¹⁾ ktep	Fabbisogno energetico ⁽²⁾			Emissioni CO ₂ kt	Note
		ktep	GWh	GJ		
Prodotti petroliferi	439	439			1450	3
Gas naturale	308	309		1,3E+07	738	4
Rinnovabili	0,0	0,0			0	5
Energia elettrica	131	141	1640		871	6
Totale emissioni	877	890			3058	
Riduzione emissioni (-20% UE)					612	
Emissioni consentite al 2020 (UE)					2446	

1. I consumi finali disaggregati per fonte energetica sono stati estrapolati dalla serie storica relativa agli anni 1999-2005 con il metodo dei minimi quadrati (PIEAR parte II par. 1.1).

2. Il fabbisogno energetico per petrolio e gas naturale è stato calcolato moltiplicando il consumo finale per un coefficiente dato dal rapporto tra fabbisogno e consumo finale dell'anno 2005. Per l'energia elettrica sono state prese in considerazione le perdite di trasmissione e distribuzione dell'anno 2007.

3. 3,3 ktCO₂/ktep – Fonte: Sorokin A. (Interenergy) – http://www.qualitas1998.net/qualityreport/efficienza_energetica.htm.

4. Fattore di conversione GJ/ktep=43.000 (fonte Regione Basilicata); emissioni CO₂=55,46 kgCO₂/GJ (fonte Regione Basilicata).

5. Si assume il contributo delle rinnovabili in termini di emissioni di CO₂ pari a zero.

6. Fattore di conversione ktep/GWh=0,086 (fonte GSE); emissioni CO₂=0,531 ktCO₂/GWh – Mix energetico italiano medio (fonte Ministero dell'Ambiente).

Tab. 3" - 3: Emissioni di CO₂ per l'anno 1990 (fonte: Regione Basilicata).

3.3.3. Scenario tendenziale.

La proiezione tendenziale della domanda di energia si traduce in un incremento delle emissioni di CO₂ pari a circa il 65% rispetto al 1990 (Tab. 3" - 4). Ai fini del calcolo delle emissioni sono stati considerati nulli gli interventi spontanei sul mercato e gli interventi della Regione Basilicata. Inoltre, è stato considerato costante il mix di fonti energetiche impiegato per la produzione di energia elettrica.

	Consumi Finali ⁽¹⁾ ktep	Fabbisogno energetico ⁽²⁾			Emissioni CO ₂ Kt	Note
		ktep	GWh	GJ		
Prodotti petroliferi	590	590			1947	3
Gas naturale	369	371		1,6E+07	885	4
Rinnovabili	41	44			0	5
Energia elettrica	330	356	4144		2200	6
Totale emissioni	1330	1362			5033	

1. I consumi finali disaggregati per fonte energetica sono stati estrapolati dalla serie storica relativa agli anni 1999-2005 con il metodo dei minimi quadrati, ipotesi 2 (PIEAR parte II par. 1.1).

2. Il fabbisogno energetico per petrolio e gas naturale è stato calcolato moltiplicando il consumo finale per un coefficiente dato dal rapporto tra fabbisogno e consumo finale dell'anno 2005. Per l'energia elettrica sono state prese in considerazione le perdite di trasmissione e distribuzione dell'anno 2007.

3. 3,3 ktCO₂/ktep – Fonte: Sorokin A. (Interenergy) – http://www.qualitas1998.net/qualityreport/efficienza_energetica.htm.

4. Fattore di conversione GJ/ktep=43.000 (fonte Regione Basilicata); emissioni CO₂=55,46 kgCO₂/GJ (fonte Regione Basilicata).

5. Si assume il contributo delle rinnovabili in termini di emissioni di CO₂ pari a zero.

6. Fattore di conversione ktep/GWh=0,086 (fonte GSE); emissioni CO₂=0,531 ktCO₂/GWh – Mix energetico italiano medio (fonte Ministero dell'Ambiente).

Tab. 3" - 4: Emissioni di CO₂ per l'anno 2020, scenario tendenziale (fonte: Regione Basilicata).

3.3.4. Scenario PLEAR.

In questo scenario sono stati presi in considerazione gli effetti degli interventi regionali sulla produzione di energia e sul risparmio energetico, nonché degli interventi spontanei sul mercato. In particolare, per quanto riguarda il fabbisogno di energia elettrica, è stato valutato il peso dell'incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, considerando costante il contributo in termini di emissioni della produzione interna nel 2007. Per contro, è stato posto pari a zero il contributo della quota di produzione da fonti rinnovabili necessaria a coprire l'intero fabbisogno regionale al 2020.

Per quanto riguarda il risparmio energetico, è stata stimata la riduzione di emissioni di CO₂ derivante dal conseguimento degli obiettivi di riduzione della domanda energetica nel settore pubblico e privato. In particolare sono stati presi in considerazione sia gli interventi previsti dalla Regione Basilicata sia gli interventi spontanei sul mercato.

Dall'analisi dei dati emerge una significativa riduzione delle emissioni complessive, pari a circa il 40% rispetto ai valori dello scenario tendenziale (Tab. 3" - 5); tale valore tiene conto anche delle due centrali a ciclo combinato (turbogas) prevedibili, per la

realizzazione delle quali dovrà essere prevista la cattura ed il sequestro della CO₂ emessa.

	Consumi Finali ¹ ktep	Fabbisogno energetico ²			Emiss. CO ₂ kt	Note
		ktep	GWh	GJ		
FONTI PRIMARIE						
- Prodotti petroliferi scenario tendenziale	590	590			1947	3
- Gas naturale scenario tendenziale	369	371		1,6E+07	885	4
- Rinnovabili scenario tendenziale	41	44			0	5
- Risparmio spontaneo energia primaria	-133	-136		-6E+06	-325	4
- Risparmio guidato dalla Regione e. prim.	-106	-109		-5E+06	-260	4
ENERGIA ELETTRICA						
Energia elettrica scenario tendenziale	330	356	4144			
En. elettrica al netto del risparmio elettrico	304	329	3827			
- Quota soddisfatta da produzione 2007		132	1538		817	6
- Quota sodd. nuova prod. rinnovabili		233	2715		0	7
Totale emissioni 2020 PIEAR	1064	1090			3064	
Variazione emissioni rispetto al 1990 (%)					+0,2	
Var. emissioni risp. a scen. tendenziale (%)					-39,1	
1. I consumi finali disaggregati per fonte energetica sono stati estrapolati dalla serie storica relativa agli anni 1999-2005 con il metodo dei minimi quadrati (PIEAR parte II par. 1.1). 2. Il fabbisogno energetico per petrolio e gas naturale è stato calcolato moltiplicando il consumo finale per un coefficiente dato dal rapporto tra fabbisogno e consumo finale dell'anno 2005. Per l'energia elettrica sono state prese in considerazione le perdite di trasmissione e distribuzione dell'anno 2007. 3. 3,3 ktCO ₂ /ktep – Fonte: Sorokin A. (Interenergy) – http://www.qualitas1998.net/qualityreport/efficienza_energetica.htm . 4. Fattore di conversione GJ/ktep=43.000 (fonte Regione Basilicata); emissioni CO ₂ =55,46 kgCO ₂ /GJ (fonte Regione Basilicata). 5. Si assume il contributo delle rinnovabili in termini di emissioni di CO ₂ pari a zero. 6. Si considera costante, per la produzione del 2007, il mix energetico, ovvero il rapporto tra produzione di energia elettrica da fonti fossili e fonti rinnovabili. Il fattore di conversione ktep/GWh è pari 0,086 (fonte GSE); per la stima delle emissioni di CO ₂ è stato preso in considerazione il fattore 0,531 ktCO ₂ /GWh – Mix energetico italiano medio (fonte Ministero dell'Ambiente). 7. L'incremento di produzione previsto per il 2020 è imputabile esclusivamente a fonti rinnovabili, per le quali si assume un contributo pari a zero di emissioni. 8. PIEAR parte II, par. 1.2.						

Tab. 3" - 5: Emissioni di CO₂ per l'anno 2020, scenario PIEAR (fonte: Regione Basilicata).

Si tratta di un risultato di particolare rilievo anche in considerazione degli obiettivi stabiliti in sede europea, garantendo una riduzione delle emissioni fino a valori prossimi a quelli stimati per il 1990 (+0,2%).

Il maggior contributo in termini di riduzione delle emissioni, è da attribuirsi all'incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, pari al 62%, mentre il risparmio energetico contribuisce per il restante 38% (16% per gli interventi spontanei e 22% per gli interventi guidati dalla Regione).

Complessivamente, il contributo offerto dagli interventi previsti dalla Regione all'interno del PIEAR, sia per quanto riguarda il risparmio energetico sia per quanto riguarda l'obiettivo di incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, è pari al 84% (Fig. 3" - F).

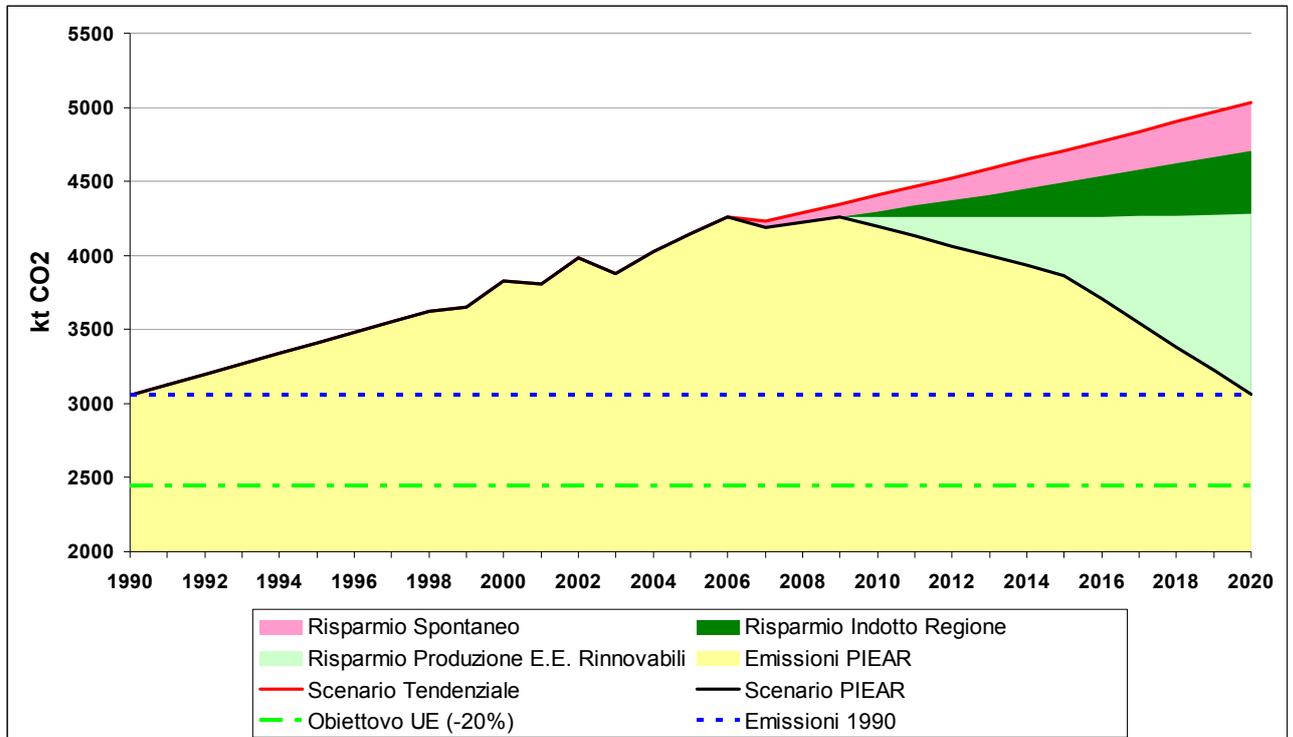


Fig. 3" - F: Emissioni di CO₂ (fonte: Regione Basilicata).

In Tab. 3" - 6 si riporta, infine, il quadro riassuntivo dei risultati attesi dal punto di vista della riduzione delle emissioni di CO₂, in funzione degli obiettivi fissati dal piano.

	Emissioni CO ₂ kt	Confronto con 1990 %
Emissioni CO ₂ stimate per il 1990	3058	-
Obiettivo UE riduzione del 20% delle emissioni	2446	-20,0
Emissioni stimate al 2020 scenario tendenziale	5033	+64,6
Emissioni stimate al 2020 con risparmio energetico spontaneo	4708	+54,0
Emissioni stimate al 2020 con interventi PIEAR Regione Basilicata	3389	+10,8
Emissioni stimate al 2020 con interventi PIEAR + Interv. Spontanei	3064	+0,2

Tab. 3" - 6: Quadro riassuntivo riduzione emissioni CO₂ (fonte: Regione Basilicata).

3.4. Creazione di un Distretto energetico in Val d'Agri.

Il Distretto valorizzerà l'attività di ricerca dei centri già insediati nel territorio regionale (CNR, Metapontum Agrobios, ENEA, Università degli Studi della Basilicata, Fondazione Mattei, ecc.), ed inoltre rappresenterà un polo d'attrazione per ulteriori centri di ricerca specializzati nel settore energetico.

Un significativo numero di posti di lavoro sono da prevedere in connessione all'attività di produzione di sistemi energetici, della componentistica per impianti alimentati da fonti rinnovabili e per l'efficientamento energetico. Ulteriori opportunità di lavoro sono previste a valle dell'attività di formazione ed alta formazione per progettisti, installatori e manutentori di impianti energetici e materiali e componenti finalizzati al risparmio energetico.

3.5. Il bilancio energetico della Basilicata nel 2020.

Nel presente paragrafo si illustra una previsione relativa al bilancio energetico regionale nel 2020, partendo dagli andamenti dei bilanci regionali delle principali fonti energetiche stimati per il periodo 2007-2020.

In riferimento all'energia elettrica, la Fig. 3" - G riporta l'andamento del bilancio considerando sia gli interventi spontanei del mercato, sia quelli indotti dal PIEAR, con l'esclusione del contributo dell'autoproduzione di energia elettrica, delle iniziative della SEL e della produzione degli impianti sperimentali del Distretto energetico. Tale contributo viene valutato indicativamente in 1.050 MW di potenza complessiva installata entro il 2020, ed è contemplato nell'andamento del bilancio dell'energia elettrica riportato nella Fig. 3" - H. Infine, nella Fig. 3" - I e nella Fig. 3" - J si rappresentano, rispettivamente, gli andamenti dei bilanci dei prodotti petroliferi e del gas naturale.

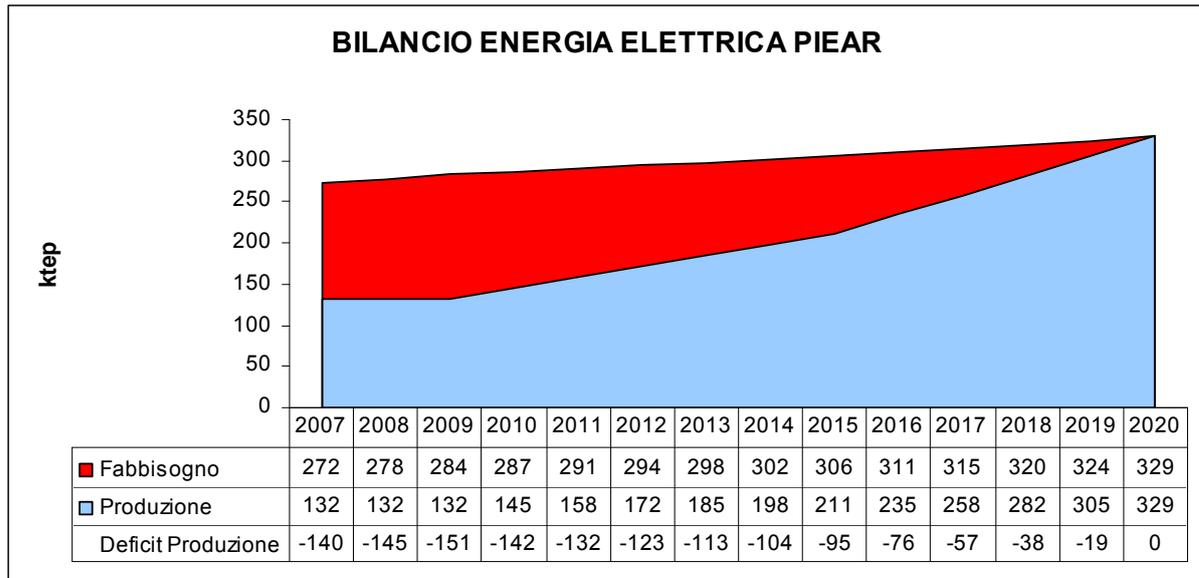


Fig. 3" - G: Grafico del bilancio regionale dell'energia elettrica relativo al periodo 2007-2020. Sono considerati gli interventi spontanei del mercato e quelli indotti dal PIEAR, con l'esclusione dell'autoproduzione di energia elettrica, delle iniziative della SEL, della produzione e degli impianti sperimentali del Distretto energetico (fonte: Regione Basilicata).

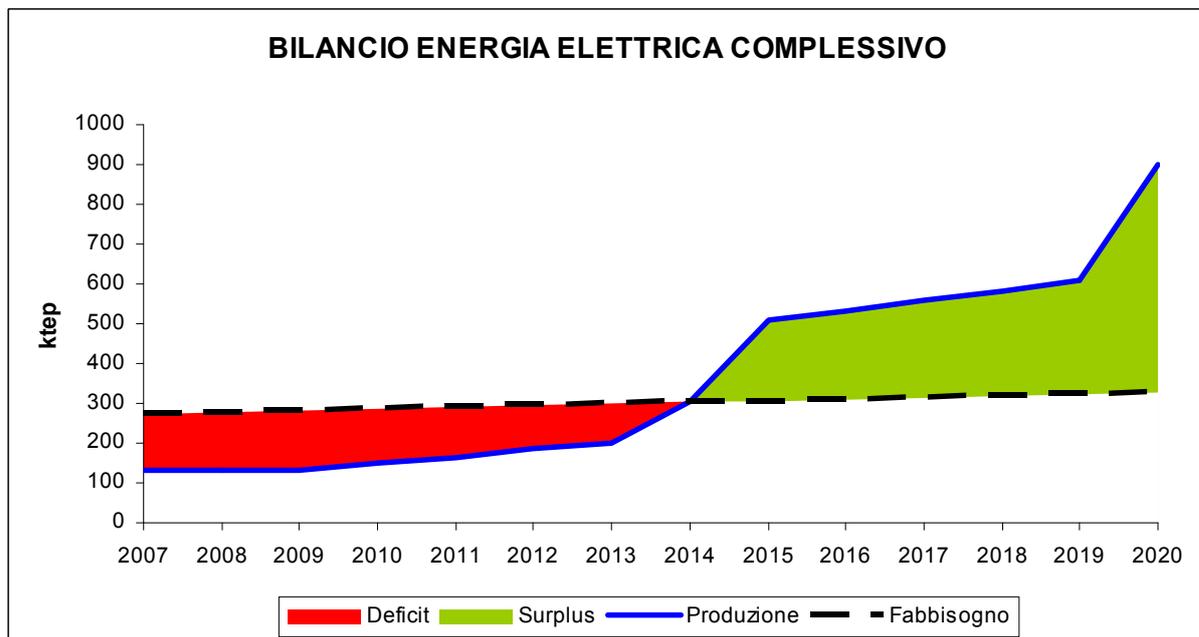


Fig. 3" - H: Grafico del bilancio regionale dell'energia elettrica relativo al periodo 2007-2020. Sono considerati gli interventi spontanei del mercato e quelli indotti dal PIEAR, con

l'inclusione dell'autoproduzione di energia elettrica, delle iniziative della SEL, della produzione e degli impianti sperimentali del Distretto energetico⁴⁰ (fonte: Regione Basilicata).

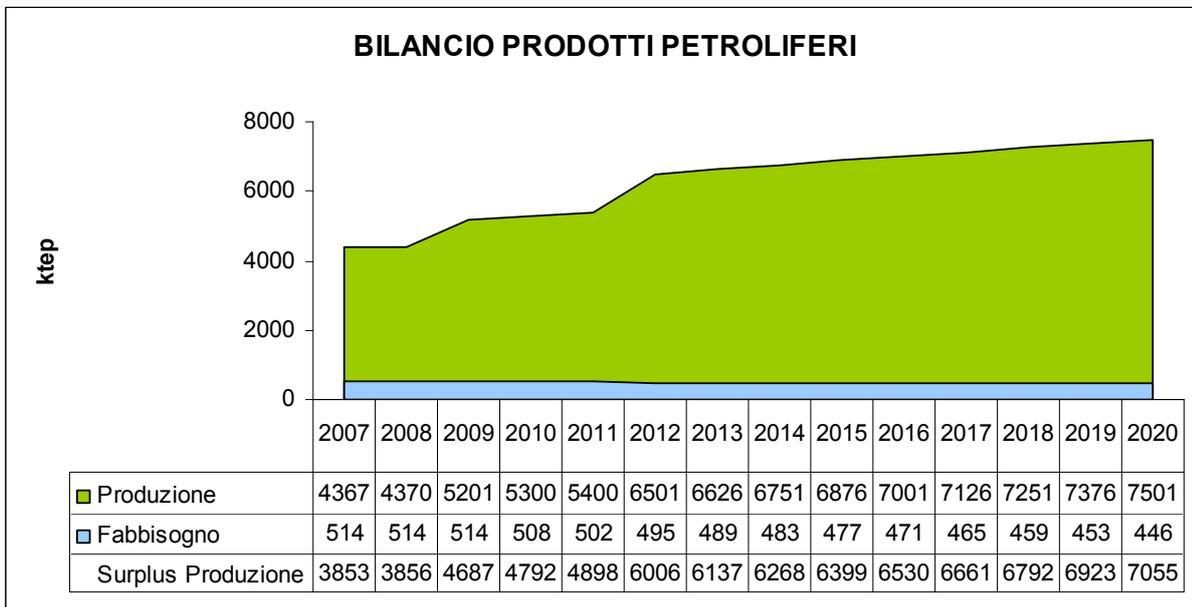


Fig. 3" - I: Grafico del bilancio regionale dei prodotti petroliferi relativo al periodo 2007-2020
 (fonte: Regione Basilicata).

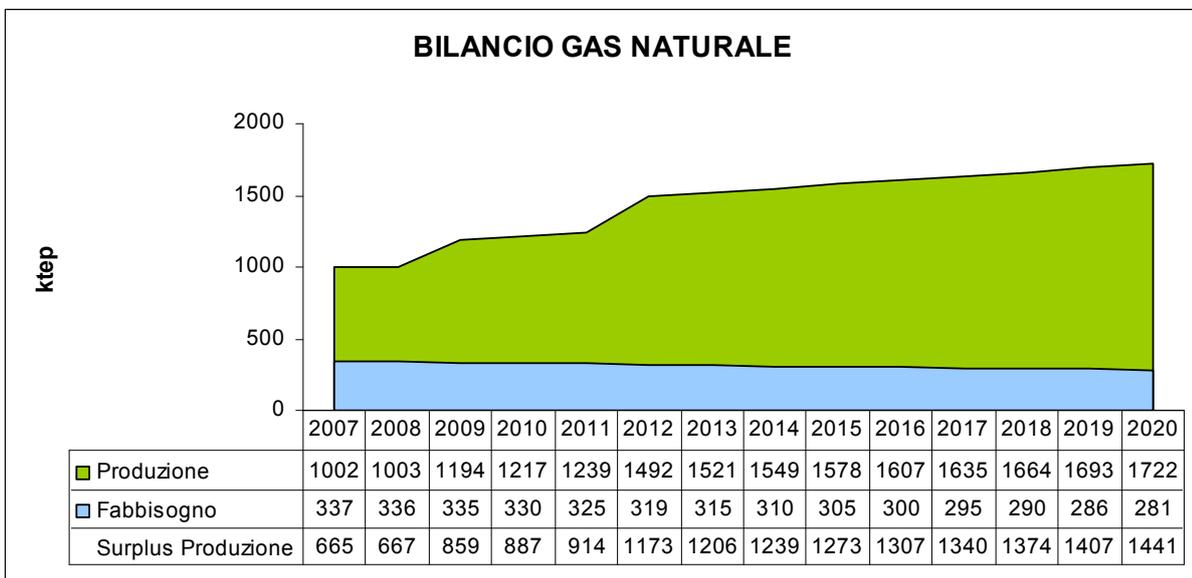


Fig. 3" - J: Grafico del bilancio regionale del gas naturale relativo al periodo 2007-2020
 (fonte: Regione Basilicata).

⁴⁰ Si è ipotizzato che la prima centrale a turbogas diventi operativa nel 2015, e che la seconda incominci la propria produzione nel 2020.

Il bilancio energetico PIEAR della Basilicata nel 2020 (Fig. 3" - K e Tab. 3" - 7) è stato determinato considerando sia gli interventi spontanei del mercato, sia quelli indotti dal presente Piano, trascurando il contributo dell'autoproduzione di energia elettrica, delle iniziative della SEL, della produzione degli impianti sperimentali e del Distretto energetico.

L'analisi è stata elaborata sulla base del bilancio energetico regionale 2005 (fonte GSE) riportato nella Parte I del Piano, e tiene conto degli obiettivi di risparmio energetico e di raggiungimento dell'autosufficienza nel settore elettrico, nonché delle previsioni di crescita della produzione regionale di prodotti petroliferi e gas naturale illustrate nella Parte II.

Si osservi che precedentemente la crescita della produzione di energia elettrica fino al 2020 è stata stimata facendo riferimento ai dati Terna relativi al 2007; nella presente analisi, invece, si è fatto riferimento al succitato bilancio 2005. Va inoltre precisato che si è supposto che la produzione regionale di biomasse nel 2020 sia strettamente sufficiente al raggiungimento dell'obiettivo di autosufficienza nel settore elettrico.

Lo scenario che il bilancio 2020 prefigura è quello di una regione particolarmente virtuosa in riferimento alla produzione energetica. Infatti, il saldo tra le esportazioni e le importazioni di energia previsto è pari ad 8.279 ktep, ovvero quasi 8 volte l'ammontare della domanda di energia per usi finali stimata al 2020 (1.064 ktep).

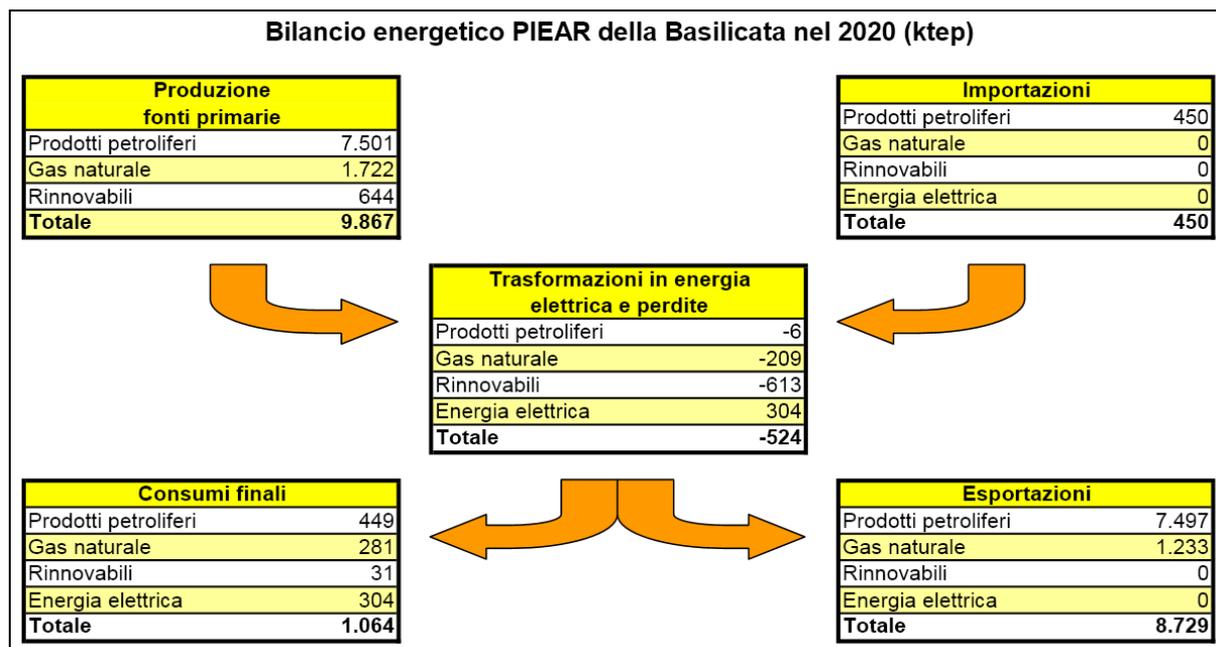


Fig. 3" - K: Schema di sintesi del bilancio energetico PIEAR della Basilicata nel 2020⁴¹
(fonte: Regione Basilicata).

Bilancio energetico PIEAR della Basilicata nel 2020 (ktep)						
Disponibilità e impieghi	Combustibili solidi	Prodotti petroliferi	Combustibili gassosi	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione		7.501,0	1.722,0	643,9		9.866,9
Saldo in entrata		450,4				450,4
Saldo in uscita		7.496,7	1.232,6			8.729,4
Variazione delle scorte						
Consumo interno lordo		454,7	489,4	643,9		1.588,0
Trasformazioni in energia elettrica		-6,0	-208,0	-610,1	824,1	
Consumi/perdite del settore energia			-1,6	-2,9	-520,4	-525,0
Bunkeraggi internazionali						
Usi non energetici			1,0			1,0
Consumi finali		448,7	280,7	30,9	303,7	1.064,0

Tab. 3" - 7: Bilancio energetico PIEAR della Basilicata nel 2020⁴¹ (fonte: Regione Basilicata).

Completa la presente analisi il bilancio energetico complessivo della Basilicata nel 2020 (Fig. 3" - L e Tab. 3" - 8), che considera – contrariamente al bilancio energetico PIEAR – anche il contributo dell'autoproduzione di energia elettrica, delle iniziative della SEL e della produzione degli impianti sperimentali del Distretto energetico.

⁴¹ Nel bilancio energetico PIEAR non si tiene conto dell'autoproduzione di energia elettrica, delle iniziative della SEL e della produzione degli impianti sperimentali del Distretto energetico.

Quest'ultimo scenario prefigura un saldo tra le esportazioni e le importazioni di energia pari ad 8.401 ktep, ovvero quasi 8 volte l'ammontare della domanda di energia per usi finali stimata al 2020 (1.064 ktep).

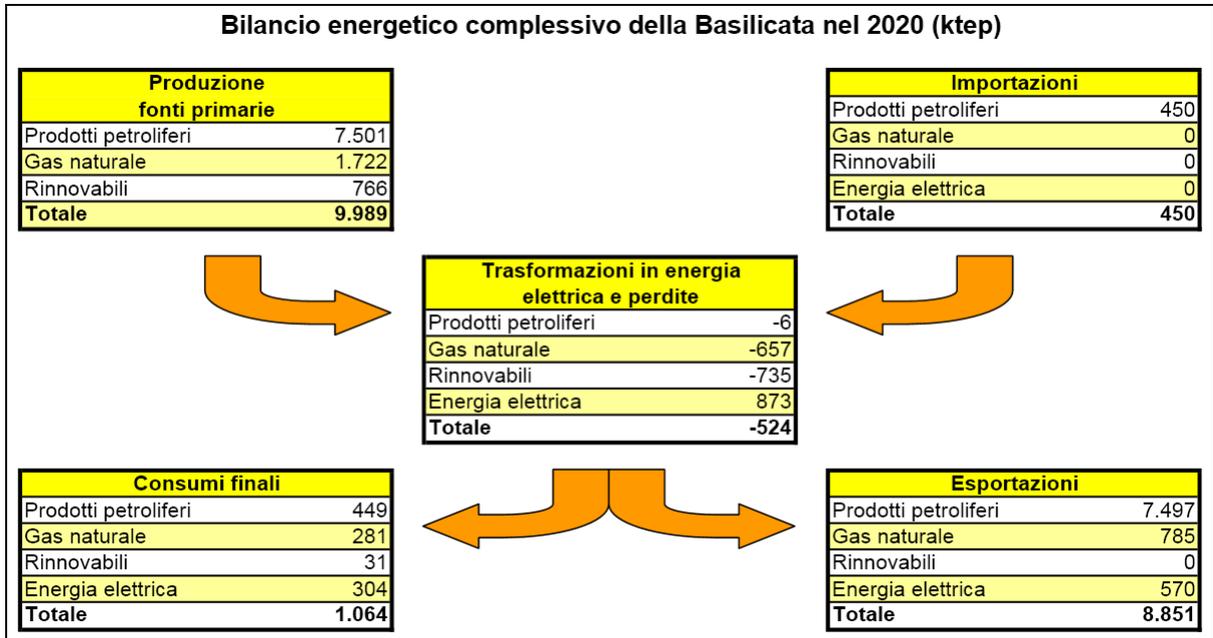


Fig. 3" - L: Schema di sintesi del bilancio energetico complessivo della Basilicata nel 2020⁴²
 (fonte: Regione Basilicata).

⁴² Nel bilancio energetico complessivo si tiene conto anche dell'autoproduzione di energia elettrica, delle iniziative della SEL e della produzione degli impianti sperimentali del Distretto energetico.

Parte Terza.
Obiettivi e strumenti della politica energetica regionale.
3. I risultati attesi.

Bilancio energetico complessivo della Basilicata nel 2020 (ktep)						
Disponibilità e impieghi	Combustibili solidi	Prodotti petroliferi	Combustibili gassosi	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione		7.501,0	1.722,0	765,5		9.988,5
Saldo in entrata		450,4				450,4
Saldo in uscita		7.496,7	784,5		569,7	8.851,0
Variazione delle scorte						
Consumo interno lordo		454,7	937,5	765,5	-569,7	1.588,0
Trasformazioni in energia elettrica		-6,0	-656,1	-731,7	1.393,8	
Consumi/perdite settore energia			-1,6	-2,9	-520,4	-525,0
Bunkeraggi internazionali						
Usi non energetici			1,0			1,0
Consumi finali		448,7	280,7	30,9	303,7	1.064,0

Tab. 3" - 8: *Bilancio energetico complessivo della Basilicata nel 2020⁴² (fonte: Regione Basilicata).*

4. GLI STRUMENTI DEL PIANO.

Gli obiettivi del Piano saranno conseguiti sia attraverso risorse finanziarie messe in campo direttamente dalla Regione, dallo Stato e dalla Unione Europea, sia dalle azioni poste in essere dalla Società Energetica Lucana che opererà in sinergia con le strutture regionali competenti.

E' inoltre previsto il continuo monitoraggio del Piano, allo scopo di orientare/riorientare le azioni previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano stesso.

4.1. Il quadro finanziario del Piano.

4.1.1. *Il quadro programmatico e finanziario 2007-2013.*

Le risorse attivabili per l'attuazione degli obiettivi del Piano Energetico Regionale sono riconducibili per il quinquennio 2009-2013 fondamentalmente a quelle messe in campo nel quadro della politica regionale unitaria per il periodo 2007 -2013 e a quelle rivenienti dalle royalties regionali derivanti dalla estrazione del petrolio in Basilicata. In particolare, la politica regionale unitaria per il periodo 2007-2013 trova i suoi riferimenti nel QSN i cui strumenti finanziari sono rappresentati dai Fondi Strutturali Comunitari e dal Fondo per le Aree Sottoutilizzate. Le somme riportate nelle tabelle che seguono sono da ritenersi non definitivamente assegnate e pertanto soggette ad eventuali correzioni.

Per quanto concerne più direttamente gli investimenti in campo energetico cofinanziati dai **Fondi Strutturali Comunitari** attivati a livello regionale, occorre far riferimento al Programma Operativo FESR Basilicata 2007-2013

4.1.1.1. Programma Operativo FESR Basilicata 2007-2013.

Il PO FESR Basilicata 2007-2013, così come richiesto dalla Commissione Europea, destina più del 7% (7,41% pari a 55.720.000,00 Euro) del proprio costo pubblico totale (pari a 752.186.373,00 Euro) a sostenere gli investimenti in campo energetico. Detto plafond di risorse finanziarie, oltre ad essere prevalentemente attestato sull'Obiettivo specifico VII.1 'Migliorare l'equilibrio del bilancio energetico regionale attraverso il risparmio e l'efficienza in campo energetico, il ricorso alle fonti rinnovabili e l'attivazione di filiere produttive', è ripartito su una pluralità di Assi, Obiettivi specifici ed operativi, Linee di intervento che si riportano nei prospetti di seguito riprodotti. In aggiunta, va evidenziato che l'Asse II 'Società della Conoscenza', in coerenza con la *strategia regionale aggiornata della ricerca e dell'innovazione*, individua nell'energia uno dei cinque ambiti prioritari di intervento su cui attivare progetti di ricerca, innovazione e trasferimento tecnologico a valere sull'Obiettivo Specifico II.1: ambito per il quale al momento non è possibile quantificare l'importo finanziario.

ASSE III – Competitività produttiva		
III.1	III.1 Completamento degli interventi di infrastrutturazione delle aree per insediamenti produttivi	
III.1.1	III.1.1 Realizzazione di opere di infrastrutturazione primaria e secondaria per la piena fruibilità delle aree attrezzate per insediamenti produttivi già attivi	
III.1.1.A	<i>Interventi di completamento di aree artigianali ed industriali già esistenti in modo da soddisfare la domanda di servizi ed infrastrutture di imprese operative già insediate (Categoria di spesa 43)</i>	4.975.000,00
III.2	III.2 Promozione di un sistema 'mirato' di incentivazione alle imprese ed alle attività economiche	
III.2.2	III.2.2 Aiuti agli investimenti produttivi ed all'acquisizione di servizi avanzati volti al miglioramento delle performance ambientali ed energetiche	
III.2.2.B	<i>Concessione di aiuti per sostenere investimenti mirati al miglioramento delle performance energetiche degli impianti produttivi onde contenere e ridurre la domanda di energia del settore industriale (Categoria di spesa 43)</i>	1.990.000,00
TOTALE		6.965.000,00

Tab. 4" - 1: Asse III – Competitività produttiva (fonte: Regione Basilicata).

Parte Terza.
Obiettivi e strumenti della politica energetica regionale.
4. Gli strumenti del Piano.

ASSE V – Sistemi urbani		
V.1	V.1 Rafforzamento delle funzioni di connettività fra reti e di erogazione di servizi della città di Potenza	
V.1.3	V.1.3 Rigenerare l'ambiente urbano per innalzarne gli standard di qualità e vivibilità per residenti e promuovere l'inclusione sociale	
V.1.3.B	<i>Miglioramento della vivibilità per i cittadini residenti mediante la realizzazione di interventi volti al potenziamento ed alla qualificazione dei servizi socio-sanitari ed assistenziali, socio-educativi e scolastici, culturali e sportivi e di strutture quali plessi scolastici e culturali, impianti sportivi e per il tempo libero (Categoria di spesa 43)</i>	995.000,00
V.2	V.2 Valorizzazione della città di Matera come 'grande attrattore' turistico-culturale	
V.2.3	V.2.3 Innalzare gli standard di qualità e vivibilità per residenti promuovendo l'inclusione sociale	
V.2.3.A	<i>Riqualificazione dell'offerta urbana di attività e strutture a servizio dei cittadini residenti, in coerenza con gli indirizzi regionali in materia di riorganizzazione e convergenza in 'pacchetti integrati di offerta territoriale' dei servizi per la cittadinanza attiva e per la fruibilità di plessi scolastici, di strutture culturali, di impianti sportivi, di spazi per lo svago ed il tempo libero (Categoria di spesa 43)</i>	995.000,00
TOTALE		1.990.000,00

Tab. 4" - 2: Asse V – Sistemi urbani (fonte: Regione Basilicata).

ASSE VI – Inclusione sociale		
VI.1	VI.1 Potenziamento e qualificazione della rete regionale dei servizi volti alla promozione dell'inclusione sociale	
VI.1.3	VI.1.3 Riqualificazione del patrimonio edilizio scolastico	
VI.1.3.A	<i>Polifunzionalità e allungamento dei tempi di apertura delle scuole (Categoria di spesa 43)</i>	4.975.000,00
TOTALE		4.975.000,00

Tab. 4" - 3: Asse VI – Inclusione sociale (fonte: Regione Basilicata).

ASSE VII – Energia e sviluppo sostenibile		
VII.1	VII.1 Migliorare l'equilibrio del bilancio energetico regionale attraverso il risparmio e l'efficienza in campo energetico, il ricorso alle fonti rinnovabili e l'attivazione delle filiere produttive	
VII.1.1	VII.1.1 Promozione del risparmio e dell'efficienza in campo energetico	
VII.1.1.A	<i>Impiego di impianti, attrezzature materiali e tecnologie innovative per il risparmio energetico e l'innalzamento dell'efficienza energetica degli edifici di proprietà pubblica e delle infrastrutture collettive</i>	9.950.000,00
VII.1.2	VII.1.2 Diversificazione delle fonti energetiche e aumento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili	
VII.1.2.A	<i>Incremento dei volumi di energia elettrica endogena mediante la realizzazione di impianti innovativi alimentati da fonti rinnovabili o lo sviluppo di forme evolute di cogenerazione</i>	14.925.000,00
VII.1.3	VII.1.3 Promozione di filiere produttive nel campo della produzione di energia e nella componentistica energetica	
VII.1.3.A	<i>Aiuti per investimenti produttivi nel comparto della produzione della componentistica energetica ed in particolare in quelli dedicati alla produzione di attrezzature ed impianti, materiali e tecnologie innovative nel campo del risparmio energetico e del ricorso alle fonti rinnovabili nonché nel comparto della produzione di biocarburanti a partire da colture agroenergetiche</i>	16.915.000,00
TOTALE		41.790.000,00

Tab. 4" - 4: Asse VII – Energia e sviluppo sostenibile (fonte: Regione Basilicata).

4.1.1.2. Programma Operativo FSE Basilicata 2007-2013.

L'attuazione del PIEAR richiederà l'attivazione anche di coerenti interventi di natura formativa ed occupazionale a valere sul Programma Operativo FSE 2007-2013.

I prospetti di seguito riprodotti indicano Assi ed Obiettivi mobilitabili a tal fine e sono privi di quantificazione finanziaria in quanto l'articolazione del PO FSE è per policy field orizzontali e non per settori economici di intervento.

Le risorse concretamente attivabili a valere sul PO FSE verranno, pertanto, quantificate di concerto con il Dipartimento interessato in sede di attuazione del PIEAR.

ASSE A – Adattabilità	
a) Sviluppare sistemi di formazione continua e sostenere l’adattabilità dei lavoratori	<ul style="list-style-type: none"> – Creazione e rafforzamento di un efficiente sistema di formazione continua che permetta di promuovere la competitività creando occupazione qualificata all’interno dei distretti e delle aree produttive, facilitando l’introduzione di innovazioni tecnologiche, organizzative e l’applicazione di linee di ricerca e sviluppo – Rafforzamento delle capacità di adattamento all’evoluzione tecnologica dei lavoratori, soprattutto di quelli in CIGO e degli atipici
b) Favorire l’innovazione e la produttività attraverso una migliore organizzazione e qualità del lavoro	<ul style="list-style-type: none"> – Miglioramento dell’innovazione, della produttività e dell’organizzazione del lavoro attraverso la promozione di una formazione mirata e continua per imprenditori, lavoratori dipendenti e lavoratori autonomi
c) Sviluppare politiche e servizi per l’anticipazione e la gestione dei cambiamenti, promuovere competitività e imprenditorialità	<ul style="list-style-type: none"> – Implementazione di un sistema di intervento flessibile, snello e veloce che attivi un ampio numero di strumenti, non solo formativi, e sappia dare risposte opportune, mirate e di qualità alle sfide competitive e del lavoro – Sviluppo della competitività mediante la promozione di nuove forme di imprenditorialità, il sostegno all’internazionalizzazione e all’innovazione tecnologica

Tab. 4" - 5: Asse A – Adattabilità (fonte: Regione Basilicata).

ASSE B – Occupabilità	
e) Attuare politiche del lavoro attive e preventive, con particolare attenzione all’integrazione dei migranti nel mercato del lavoro, all’invecchiamento attivo, al lavoro autonomo e all’avvio di imprese	<ul style="list-style-type: none"> – Sostegno diversificato e mirato alle diverse fasce di popolazione disoccupata o alla ricerca di un inserimento lavorativo. L’attenzione sarà rivolta alle fasce maggiormente svantaggiate e ai giovani, la cui valorizzazione è una delle priorità regionali. Particolare attenzione sarà dedicata all’integrazione dei migranti nel mercato del lavoro e all’invecchiamento attivo – Sviluppo di nuove attività imprenditoriali con particolare attenzione a quelle innovative e promosse dai giovani, sostegno attivo alle diverse forme di lavoro autonomo e all’avvio delle nuove imprese
f) Migliorare l’accesso delle donne all’occupazione e ridurre le disparità di genere	<ul style="list-style-type: none"> – Azione specifica di orientamento, <i>empowerment</i> e servizi di accompagnamento della componente femminile del mercato del lavoro. L’azione sarà rivolta sia all’offerta sia alla domanda di lavoro, per associare politiche di conciliazione e servizi mirati agli interventi diretti di inserimento. Sarà anche sostenuto lo sviluppo del lavoro autonomo e dell’imprenditorialità, come anche dei percorsi di carriera femminili

Tab. 4" - 6: Asse B – Occupabilità (fonte: Regione Basilicata).

ASSE D – Capitale umano	
I) Creare reti tra università, centri tecnologici di ricerca, mondo produttivo e istituzionale con particolare attenzione alla promozione della ricerca e dell'innovazione	– Collaborazione tra sistemi, i quali devono essere in grado di comprendere le reciproche esigenze di innovazione e devono saper offrire opportunità di conoscenza e di condivisione di saperi. Una particolare apertura e coinvolgimento sarà richiesto alle università e ai centri di ricerca pubblici, con il duplice scopo di sostenere le esigenze innovative locali e di aprire il sistema produttivo alle reti di conoscenza internazionali. In questo quadro le reti per la ricerca e l'innovazione saranno considerate prioritarie e le azioni al loro sostegno dovranno consentire un rafforzamento delle capacità di tutti gli attori regionali

Tab. 4" - 7: Asse D – Capitale umano (fonte: Regione Basilicata).

4.1.1.3. Programma di Sviluppo Rurale FEASR Basilicata 2007-2013.

Il PSR Basilicata 2007-2013 contempla il sostegno del Fondo FEASR ad investimenti in campo energetico ed in particolare:

- la *Linea d'azione C* 'Investimenti per la produzione, utilizzazione e vendita di energia da fonti rinnovabili' (sono ammesse spese per l'installazione di sistemi con una potenza massima di 1 MW) della Misura 311 'Diversificazione in attività non agricole';
- la *Linea d'azione C* 'Sostegno alle attività di produzione e distribuzione di energia da fonti rinnovabili a vantaggio delle popolazioni residenti in aree montane e svantaggiate della regione' della Misura 321 'Servizi essenziali per l'economia e la popolazione rurale'.

Le risorse destinate dal PSR alle linee d'azione su richiamate verrà fatta in sede attuativa e di concerto con il Dipartimento interessato.

Circa gli investimenti in campo energetico a valere sul **Fondo Aree Sottoutilizzate**, occorre tener presente che le poste finanziarie originariamente previste dalla Delibera CIPE del 21 dicembre 2007 di attuazione del "Quadro Strategico Nazionale 2007-2013" sono, al momento della redazione del presente Piano, in corso di 'rideterminazione' a seguito della crisi economica e finanziaria in atto per cui le risorse attualmente attestata, e le relative stime di destinazione energetica, ai singoli programmi attuativi possono in futuro subire alterazioni anche significative.

Alla luce di tali eventi è opportuno di seguito soffermarsi su solo due programmi attuativi a valere sul FAS ed in particolare:

A. Programma Attuativo Regionale (PAR FAS).

Il PAR FAS Basilicata ha, attualmente, una dotazione finanziaria di circa 850 milioni di euro (originariamente la Delibera CIPE 21.12.2007 ne assegnava 900) e se in sede di stesura del programma viene riconfermata la percentuale del 7,41%, assegnata dal PO FESR Basilicata 2007-2013 per sostenere gli investimenti in campo energetico, l'ammontare di risorse FAS da destinare all'energia corrisponderebbe a circa 63 milioni di euro.

B. Programma Attuativo Interregionale (PAIn FAS).

Il PAIn FAS 'Energia rinnovabile e risparmio energetico' presenta, nella Delibera CIPE 21.12.2007, una dotazione finanziaria iniziale di 813,999 milioni di euro importo che per la natura 'interregionale' del programma non può essere automaticamente 'regionalizzato' in base alle vigenti chiavi di riparto delle risorse destinate alle regioni del Mezzogiorno (4,98% per la Basilicata).

4.1.1.4. Incremento della produzione da fonti rinnovabili.

Al finanziamento delle azioni e degli interventi in tema di produzione energetica da fonti rinnovabili concorreranno per le filiere incentrate su:

1. fonti energetiche rinnovabili il POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Operativo VII.1.2 Produzione e diversificazione energetica, il PAR FAS Priorità 3 Ambiente ed il PAIn Energia Asse I Produzione energetica da fonti rinnovabili. Ulteriori risorse per il comparto potrebbero essere attivate sulle Misure 311 Impianti per la produzione energetica da fonti alternative e 321 Impianti pubblici per la produzione di energia da biomassa locale (< 1 MW) a valere sul PSR FEASR 2007-2013
2. produzione di biocarburanti da colture agro-energetiche il POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Operativo VII.1.2 Produzione e diversificazione energetica, il PAR FAS Priorità 3 Ambiente ed il PAIn Energia Asse I Produzione energetica da fonti rinnovabili e per la messa a coltura agro-energetiche dei terreni il PSR FEASR 2007-2013

Il costo pubblico complessivo dell'attuazione degli interventi in materia di 'produzione energetica' da fonti rinnovabili ammonta per il quinquennio 2009-2013 (POR FESR, PAR FAS e PAIN FAS) a 40 milioni di euro (ai quali potrebbero aggiungersi per il medesimo arco temporale il 40% delle risorse rivenienti dalle royalties del petrolio ed ulteriori risorse rivenienti da altri programmi quali il PSR FEASR 2007-2013) così ripartiti:

- 35 Meuro per le fonti energetiche rinnovabili
- 5 Meuro per la produzione di biocarburante

L'implementazione delle azioni e degli interventi previsti nel campo della produzione energetica da fonti rinnovabili è rimessa all'Ufficio Energia presso il Dipartimento AAPP che si relazionerà con le altre strutture regionali ratione materiae nonché con gli altri operatori pubblici e privati interessati.

4.1.1.5. Risparmio energetico.

Al finanziamento delle azioni e degli interventi in tema di risparmio energetico concorreranno per il settore:

- civile
 - il POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Specifico II.1 R&ST&I ed il PAR FAS Priorità 2 Ricerca e Competitività per le attività di ricerca e sperimentazione in tema di efficienza energetica in campo edile (anche al fine di offrire soluzioni avanzate ed innovative per la certificazione energetica degli edifici)
 - il POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Operativo VII.1.1 Risparmio ed efficienza energetica, il PAR FAS Priorità 3 Ambiente ed il PAIN Energia Asse II Efficienza energetica per finanziare interventi di risparmio ed efficienza energetica (coerenti con quanto previsto al precedente trattino) sul patrimonio edilizio pubblico. Per interventi analoghi sul patrimonio edilizio scolastico sono mobilitabili risorse a valere sugli Obiettivi Operativi V.1.3 e V.2.3 dell'Asse V Sistemi Urbani e sull'Obiettivo Operativo VI.1.3 dell'Asse VI Inclusione Sociale del POR FESR Basilicata 2007-2013

- risorse rivenienti dalle royalties del petrolio per finanziare interventi di risparmio ed efficienza energetica (coerenti con quanto previsto al primo trattino) sul patrimonio edilizio privato
- produttivo
 - il POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Specifico II.1 R&ST&I, il PAR FAS Priorità 2 Ricerca e Competitività ed il PAN FAS Ricerca e Competitività per le attività di ricerca e sperimentazione in tema di efficienza energetica in campo produttivo
 - il POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Operativo III.1.1 Infrastrutturazione aree attrezzate per insediamenti produttivi, il PAR FAS Priorità Competitività sistemi produttivi
 - il POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Operativo III.2.2 Miglioramento performance ambientali ed energetiche delle imprese, ed il PAR FAS Priorità Competitività sistemi produttivi
- impianti di cogenerazione il POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Operativo VII.1.2 Produzione e diversificazione energetica, il PAR FAS Priorità 3 Ambiente, e il PAIN Energia Asse I Produzione energetica da fonti rinnovabili
- trasporti
 - il POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Specifico II.1 R&ST&I ed il PAR FAS Priorità 2 Ricerca e Competitività
 - il POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Specifico I.2 Potenziamento e miglioramento della rete e dei servizi di trasporto su ferro, il POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivi Operativi V.1.1 e V.2.2 Mobilità urbana sostenibile
 - risorse rivenienti dalle royalties del petrolio per finanziare interventi di risparmio ed efficienza energetica sul trasporto pubblico e privato su gomma incentivando il ricorso a motorizzazioni non inquinanti (gas, metano, energia elettrica, ecc.)

Il costo pubblico complessivo dell'attuazione degli interventi in materia di 'risparmio energetico' ammonta per il quinquennio 2009-2013 (POR FESR, PAR FAS e PAIN FAS) a 80 milioni di euro (ai quali potrebbero aggiungersi il 40% delle risorse rivenienti dalle royalties del petrolio per il medesimo arco temporale ed ulteriori risorse rivenienti da altri programmi) così ripartiti:

- 22 Meuro per il risparmio energetico nel civile
- 33 Meuro per il risparmio energetico in ambito produttivo
- 20 Meuro per gli impianti di cogenerazione
- 5 Meuro per il risparmio energetico nei trasporti

L'implementazione delle azioni e degli interventi previsti nel campo del risparmio energetico è rimessa all'Ufficio Energia presso il Dipartimento AAPP che si relazionerà con le altre strutture regionali ratione materiae nonché con gli altri operatori pubblici e privati interessati.

4.1.1.6. Distretto energetico.

Al finanziamento dell'*azione cardine* volta alla costruzione in Val d'Agri di un 'distretto energetico' concorreranno nell'ordine:

- la Strategia Regionale aggiornata in materia di Ricerca ed Innovazione che individua nell'energia – “con particolare riguardo alla formazione di un distretto di imprese specializzate nel campo della produzione di energia e della componentistica energetica” – uno degli ambiti prioritari di intervento. In particolare saranno attivate risorse a valere sul POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Specifico II.1 R&ST&I; sul POR FSE Basilicata 2007-2013 Asse IV Capitale Umano; sul PAR FAS Priorità 2 Ricerca e Competitività
- l'attrazione di imprese innovative specializzate nel campo della componentistica energetica da perseguirsi mobilitando risorse a valere sul POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Specifico III.3 Attrazione di investimenti dall'Italia e dall'estero; a valere sul POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Operativo VII.1.3 Promozione di filiere produttive nel campo della componentistica energetica; sul PAR FAS Priorità 2 Ricerca e Competitività
- l'insediamento di imprese specializzate nel campo della produzione di energia da perseguirsi mobilitando risorse a valere sul POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Specifico III.3 Attrazione di investimenti dall'Italia e dall'estero; a valere sul POR FESR Basilicata 2007-2013 Obiettivo Operativo VII.1.3 Promozione di filiere produttive nel campo della produzione di energia; sul PAR FAS Priorità 2 Ricerca e Competitività

- lo sviluppo di attività di ricerca, innovazione tecnologica in campo energetico, coinvolgendo a tal fine le eccellenze regionali, a partire dall'Università degli Studi della Basilicata CNR, ENEA, Agrobios, Fondazione Mattei etc.;
- creazione di un centro permanente di formazione ed alta formazione mediterranea sui temi dell'energia, in stretta collaborazione con ENEA, Fondazione Mattei ed i centri di ricerca presenti sul territorio regionale. La formazione sarà rivolta agli installatori e manutentori di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, l'alta formazione ai progettisti ed ai ricercatori del settore;

Il costo pubblico complessivo dell'attuazione dell'obiettivo volto alla costruzione in Val d'Agri di un 'distretto energetico' per il quinquennio 2009-2013 ammonta (POR FESR, PAR FAS e PAIN FAS) a 30 milioni di euro (ai quali potrebbe aggiungersi il 20% delle risorse rivenienti dalle royalties del petrolio per il medesimo arco temporale ed ulteriori risorse rivenienti da altri programmi) così ripartiti:

- 6 Meuro per le attività di ricerca, sviluppo tecnologico, innovazione ed alta formazione in campo energetico
- 12 Meuro per gli interventi a sostegno per l'insediamento nell'area della Val d'Agri di imprese innovative specializzate nella produzione di tecnologie e componentistica
- 12 Meuro per l'attivazione di filiere produttive incentrate sull'adozione di materiali, tecniche e tecnologie innovative per la produzione di energia

Per l'implementazione dell'obbiettivo è prevista la costituzione presso il Dipartimento AA.PP. di un apposito Comitato di Progetto presieduto dal DG del medesimo dipartimento e composto dai dirigenti degli Uffici Energia, Ricerca ed Internazionalizzazione ed Incentivazione nonché dal DG della Formazione e dal dirigente responsabile dell'attuazione dell'Asse IV Capitale Umano del POR FSE per le attività di alta formazione.

1	incremento della produzione da fonti rinnovabili	fonti energetiche rinnovabili	35
		biocarburanti	5
2	riduzione dei consumi energetici	efficienza energetica civile	22
		autoconsumo efficienza industria	33
		cogenerazione	20
		trasporti	5
3	distretto energetico	attività di ricerca	6
		insediamento imprese	12
		attivazione di filiere produttive	12

Tab. 4" - 8: *Ripartizione delle risorse finanziarie per gli obiettivi del Piano, espresse in Meuro (fonte: Regione Basilicata).*

Le Regione, inoltre, intende istituire un apposito “fondo energetico” che, in attuazione delle norme vigenti in materia, sarà alimentato dalla cessione di quote di energia prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non, sia di iniziativa pubblica che privata, destinati a sostenere le azioni finalizzate al conseguimento degli obiettivi del Piano.

4.2. Il monitoraggio dello stato d’attuazione del Piano.

Le scelte strategiche operate dalla Regione Basilicata attraverso il suo Piano d’Indirizzo Energetico ed Ambientale avranno ricadute rilevanti non solo sul sistema energetico regionale, ma anche, più in generale, sull’intero sistema socio-economico, ciò determina la necessità di predisporre un’attività di monitoraggio della fase di attuazione e gestione del Piano, anche in ottemperanza all’art. 10 della direttiva 2001/42/CE, che prevede che vengano monitorati gli effetti ambientali significativi dell’attuazione dei Piani e dei Programmi al fine di individuare tempestivamente gli effetti negativi imprevisti ed essere in grado di adottare le misure correttive. Pertanto il monitoraggio del PIEAR garantirà al Piano un carattere dinamico, cioè farà in modo che questo possa prestarsi ad essere oggetto di aggiornamenti derivanti dal mutamento delle condizioni al contesto o dalle indicazioni provenienti da una verifica periodica sul conseguimento degli obiettivi.

In questo capitolo ci si propone di fornire delle linee guida per il monitoraggio periodico dell'efficacia del PIEAR rispetto agli obiettivi strategici ed alle azioni programmate.

Il sistema di monitoraggio organizzato per il PIEAR della Regione Basilicata avrà molteplici scopi:

1. miglioramento del quadro conoscitivo del sistema energetico;
2. aggiornamento del bilancio energetico regionale;
3. verifica del conseguimento e del grado di avvicinamento agli obiettivi del PIEAR;
4. verifica della realizzazione degli interventi programmati;
5. monitoraggio dei comportamenti progettuali e gestionali indotti dai provvedimenti normativi;
6. verifica degli effetti ambientali derivanti dall'attuazione del piano ed individuazione degli effetti ambientali imprevisti;
7. informazione delle autorità competenti e degli utenti sugli effetti della politica e della pianificazione energetica.

Per il PIEAR della Regione Basilicata è stato elaborato un sistema di monitoraggio organizzato su due livelli:

- il primo livello è legato alla verifica del raggiungimento degli obiettivi specifici del Piano Energetico della Regione Basilicata: le informazioni da essa derivanti verranno utilizzate per individuare le eventuali criticità dell'attuazione degli interventi e definire le azioni utili alla risoluzione delle stesse (**Indicatori per obiettivo – ALLEGATO 1**);
- il secondo livello farà riferimento agli obiettivi che in generale si pone la pianificazione energetica, perciò le informazioni fornite da questa parte dell'attività di monitoraggio serviranno ad analizzare le tendenze evolutive del sistema energetico regionale e gli impatti ambientali da queste derivanti (**Indicatori trasversali - ALLEGATO 2**).

Per ciascun livello del monitoraggio sono stati selezionati degli indicatori, scelti in quanto ritenuti i più rappresentativi dell'evoluzione attesa a seguito dell'attuazione del PIEAR ed i più utili a favorire la comprensione delle correlazioni esistenti tra gli stessi indicatori, consentendo, al contempo, un confronto tra dimensione regionale e dimensione nazionale ed europea.

Ciascun livello del monitoraggio, quindi, fa riferimento ad un set di indicatori: per il primo dei due livelli è stata utilizzata una serie di indicatori di prestazione, per il

secondo, invece, si è fatto riferimento ad un set di indicatori di base ed ad uno di indicatori di impatto.

Le tipologie di indicatori utilizzate sono così definite:

- **Indicatori di prestazione:** aiutano a misurare i risultati conseguiti da un determinato piano o programma, questi indicatori vengono suddivisi in:
 - **indicatori di realizzazione** che sono direttamente collegati all'attuazione delle varie linee di intervento,
 - **indicatori di risultato** che sono direttamente legati agli effetti prodotti dalle linee di intervento;
- **Indicatori di base:** descrivono l'evoluzione delle caratteristiche ambientali del contesto di riferimento, essi vengono utilizzati per individuare o controllare le tendenze;
- **Indicatori di impatto:** misurano gli impatti diretti derivati dall'attuazione di un determinato programma o misura.

La proposta formulata, relativa al sistema degli indicatori del primo livello (Indicatori per obiettivo), prevede, per ciascun obiettivo del PIEAR, una serie di indicatori di realizzazione e di risultato, i primi forniranno una misura di cosa è stato fatto per il raggiungimento degli obiettivi programmati, i secondi, invece, serviranno a tratteggiare un quadro di quanto le misure attuate abbiano contribuito al raggiungimento degli obiettivi prefissati.

La proposta del set di indicatori del secondo livello (Indicatori trasversali) prevede, invece, come indicatori di base un serie di indicatori che consente di analizzare le caratteristiche del sistema energetico regionale evidenziandone, con riferimento ad un certo periodo di tempo, i cambiamenti che si sono manifestati nelle modalità di impiego delle fonti energetiche nei diversi settori d'uso (indicatori di efficienza energetica) e come indicatori di impatto una serie di indicatori relativi soprattutto alle emissioni del settore energia e al grado d'integrazione degli impianti installati alle caratteristiche del territorio lucano.

Per ciascun indicatore è stata elaborata una scheda descrittiva (cfr. Fig. 4" - A) articolata secondo uno schema sufficientemente sintetico e immediato che contiene tutte le informazioni più importanti e significative. Ogni scheda è articolata in più campi che contengono la definizione, la descrizione, la finalità dell'indicatore considerato, il livello del monitoraggio in cui esso viene impiegato, le informazioni sull'origine, sulla tipologia e sulla frequenza di aggiornamento dell'indicatore stesso,

sull'unità di misura con cui i dati sono espressi ed infine una griglia in cui inserire i dati rilevati e lo spazio per eventuali commenti ed osservazioni.

Il piano di monitoraggio è corredato per ogni indicatore di un target di riferimento, utilizzabile per valutare il raggiungimento degli obiettivi programmati.

4.2.1. *Modalità di gestione del monitoraggio.*

L'azione di monitoraggio, strutturata sullo schema visto in precedenza, dovrà essere effettuata lungo tutto l'arco di applicazione del Piano d'Indirizzo Energetico ed Ambientale e, dunque, a partire dal 2009 fino al 2020.

L'attività di monitoraggio può essere schematizzata come la successione dei seguenti livelli di una piramide:

- Progettazione del sistema di monitoraggio
- Produzione e gestione delle informazioni
- Analisi e valutazione delle informazioni prodotte
- Reporting

Come detto, il primo livello del sistema di monitoraggio è costituito dalla sua progettazione: questa fase prende il via dalla definizione degli obiettivi del PIEAR e si sviluppa contemporaneamente alla procedura di approvazione di quest'ultimo.

Il piano di monitoraggio diventa operativo contemporaneamente alla fase di attuazione delle misure programmate, pertanto man mano che queste verranno messe in atto, il soggetto responsabile del monitoraggio provvederà alla raccolta dati.

La fase di reperimento dei dati richiede un'organizzazione abbastanza complessa a causa della mole delle informazioni da gestire e dell'elevato numero di soggetti da coordinare (Province, Comuni, Aziende, Istituti di ricerca etc.).

A riguardo delle modalità di acquisizione dei dati, la Regione utilizzerà diverse strategie:

- stipulando apposite convenzioni con i soggetti titolati al monitoraggio dei parametri e degli indicatori ambientali.,
- realizzando indagini conoscitive ad hoc,
- richiedendo agli utenti ulteriori informazioni in fase di erogazione dei contributi e in sede di rilascio delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio degli impianti,

- implementando ed affinando l'attività di verifica e controllo periodico.

In particolare per quanto riguarda il primo ed il terzo punto i soggetti operanti nel campo della produzione, distribuzione e gestione dell'energia e gli Enti Pubblici che autorizzano interventi in detti campi, saranno tenuti, in base ad appositi accordi sottoscritti con la Regione, a trasmettere i dati necessari per l'aggiornamento degli indicatori del monitoraggio, nei termini e secondo le modalità definite in detti accordi. La gestione dei dati raccolti verrà effettuata mediante un apposito software che consentirà una rapida elaborazione dei dati, tale software sarà lo strumento che consentirà il passaggio dai dati agli indicatori e l'utilizzo di questi a supporto delle valutazioni tecniche ed organizzative del settore energetico. Il soggetto responsabile del monitoraggio si interfacerà con gli altri attori coinvolti in questa attività mediante la creazione di un apposito portale, che avrà molteplici funzioni:

- informare sullo stato di attuazione del Piano,
- razionalizzare e ottimizzare il processo di reperimento dati,
- consentire una visione globale delle informazioni esistenti per i differenti settori e le diverse tipologie di impianto,
- coinvolgere e sensibilizzare operatori del settore ed enti locali,
- dare visibilità ai risultati del monitoraggio.

Le informazioni derivanti dal monitoraggio verranno periodicamente utilizzate per l'aggiornamento del bilancio energetico regionale, per la verifica degli obiettivi programmati e per la redazione di relazioni di monitoraggio, i cui risultati potranno consentire un eventuale riorientamento del Piano. Le informazioni che compongono il monitoraggio potranno essere trasmesse periodicamente agli Enti Locali ed alle altre autorità competenti, secondo uno schema predefinito, i quali potranno utilizzarle come base per la pianificazione energetica locale. L'azione di monitoraggio in relazione agli obiettivi del piano può essere riassunta secondo il seguente schema:



Fig. 4" - A: Schema delle attività di monitoraggio del Piano.

L'attività di monitoraggio in tal modo organizzata, consentirà di disporre di una Banca Dati Regionale sull'Energia nella quale raccogliere i dati e le informazioni necessari alla valutazione dei flussi energetici in ingresso ed uscita dal territorio regionale, sia in forma aggregata che disaggregata su base territoriale, per destinazione, per fonte, etc. I dati così raccolti possono fornire un utile contributo alle attività dell'amministrazione regionale riguardante la pianificazione territoriale in generale e la pianificazione energetica ed ambientale in particolare.

Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale

ALLEGATO 1.

MONITORAGGIO DEL PIANO.

SCHEDE DEGLI INDICATORI DEL PRIMO LIVELLO:

INDICATORI PER OBIETTIVO

Allegato 1.
Monitoraggio del Piano.
Schede degli indicatori del primo livello: Indicatori per obiettivo

OBIETTIVI PEAR BASILICATA		INDICATORE DI REALIZZAZIONE			
		Nome indicatore		Frequenza rilevazione	
1.2.1. Incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. 1.2.1.1. Incremento, entro il 2015, della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili fino al 40% del deficit di produzione stimato per il 2020. 1.2.1.2. Incremento, entro il 2020, della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili fino al soddisfacimento dei fabbisogni di energia elettrica stimati per l'anno 2020.	Nuovi impianti di produzione di energia autorizzati		Annuale		
	Tipologia di fonte		Unità di misura	Fonte informativa	
	Fotovoltaico		n°	Regione	
	Minieolico		n°	Regione	
	Idroelettrico		n°	Regione	
	Biomasse		n°	Regione	
	Geotermico		n°	Regione	
	Cogenerazione		n°	Regione	
	Termoelettriche		n°	Regione	
	Nuovi impianti di produzione di energia liberalizzati				Annuale
	Tipologia di fonte		Unità di misura	Fonte informativa	
	Fotovoltaico		n°	Comuni	
	Minieolico		n°	Comuni	
	Idroelettrico		n°	Comuni	
	Biomasse		n°	Comuni	
	Geotermico		n°	Comuni	
	Solare termico		n°	Comuni	
	Cogenerazione		n°	Comuni	

INDICATORE DI RISULTATO			
Nome indicatore			Frequenza rilevazione
Potenza elettrica installata			Annuale
Tipologia di fonte		Unità di misura	Fonte informativa
Fotovoltaico		MW	Regione Comuni
Minieolico		MW	Regione Comuni
Idroelettrico		MW	Regione Comuni
Biomasse		MW	Regione Comuni
Geotermico		MW	Regione Comuni
Cogenerazione		MW	Regione Comuni
Termoelettriche		MW	Regione
Capacità termica produttiva			Annuale
Tipologia di fonte		Unità di misura	Fonte informativa
Biomasse		MWt	Regione, Province, Comuni
Geotermico		MWt	Regione, Province, Comuni
Cogenerazione		MWt	Regione, Province, Comuni
Solare termico		MWt	Regione, Province, Comuni
Produzione di energia elettrica			Annuale
Tipologia di fonte		Unità di misura	Fonte informativa
Fotovoltaico		GWh	Terna
Minieolico		GWh	Terna
Idroelettrico		GWh	Terna
Biomasse		GWh	Terna
Geotermico		GWh	Terna
Cogenerazione		GWh	Terna
Termoelettriche		GWh	Terna
Produzione di energia termica			Annuale
Tipologia di fonte		Unità di misura	Fonte informativa
Biomasse		MWt/anno	Produttori
Geotermico		MWt/anno	Produttori
Cogenerazione		MWt/anno	Produttori
Solare termico		MWt/anno	Produttori
Indice di autosufficienza energetica			Annuale
Tipologia di energia		Unità di misura	Fonte informativa
Elettrica		%	Calcolato dati Terna
Termica		%	Calcolato dati dei produttori e dei distributori di gas

Allegato 1.
Monitoraggio del Piano.
Schede degli indicatori del primo livello: Indicatori per obiettivo

1.2.1. Incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.	1.2.1.1. Incremento, entro il 2015, della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili fino al 40% del deficit di produzione stimato per il 2020.	Impianti produzione di energia da FER		Annuale
		Tipologia di fonte	Unità di misura	Fonte informativa
		Fotovoltaico	n°	Regione, Comuni
		Eolico	n°	Regione, Comuni
		Idroelettrico	n°	Regione, Comuni
		Biomasse	n°	Regione, Comuni
		Biogas	n°	Regione, Comuni
		Geotermico	n°	Regione, Comuni
		Teleriscaldamento	n°	Regione, Comuni
		Cogenerazione	n°	Regione, Comuni

Produzione di energia elettrica da FER		Annuale
Tipologia di fonte	Unità di misura	Fonte informativa
Fotovoltaico	GWh	Terna
Eolico	GWh	Terna
Idroelettrico	GWh	Terna
Biomasse	GWh	Terna
Geotermico	GWh	Terna
Cogenerazione	GWh	Terna
Potenza efficiente lorda degli impianti da FER		Annuale
Tipologia di fonte	Unità di misura	Fonte informativa
Fotovoltaico	MW	Terna
Eolico	MW	Terna
Idroelettrico	MW	Terna
Biomasse	MW	Terna
Potenza elettrica installata degli impianti da FER		Annuale
Tipologia di fonte	Unità di misura	Fonte informativa
Fotovoltaico	MW	Regione, Comuni, Terna
Eolico	MW	Regione, Comuni, Terna
Idroelettrico	MW	Regione, Comuni, Terna
Biomasse	MW	Regione, Comuni, Terna
Capacità produttiva termica		Annuale
Tipologia di fonte	Unità di misura	Fonte informativa
Geotermico	MWt/MWh	Regione, Province, Comuni
Teleriscaldamento	MWt	Regione, Province, Comuni
Biomasse	MWt/MWh	Regione, Province, Comuni

Allegato 1.
Monitoraggio del Piano.
Schede degli indicatori del primo livello: Indicatori per obiettivo

1.2.1. Incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.	Impianti di autoproduzione		Annuale	
	Tipologia d'impianto	Unità di misura	Fonte informativa	
	Fotovoltaico	n°	Regione, Comuni, Terna	
	Minieolico	n°	Regione, Comuni, Terna	
	Idroelettrico	n°	Regione, Comuni, Terna	
	Geotermoelettrica	n°	Regione, Comuni, Terna	
	Biomasse	n°	Regione, Comuni, Terna	
	Biogas	n°	Regione, Comuni, Terna	
	Termoelettrica	n°	Regione, Comuni, Terna	
	Interventi realizzati a sostegno dell'imprenditoria e della ricerca			Annuale
	Tipologia di intervento	Unità di misura	Fonte informativa	
	Investimenti legati all'innovazione di prodotto o di processo	n°	Regione, Consorzi di Sviluppo Industriale, Aziende, Comuni	
	Investimenti tecnologici e/o di sostituzione di macchinari a più basso consumo energetico	n°	Regione, Consorzi di Sviluppo Industriale, Aziende, Comuni	
	Aziende produttrici di componenti, materiali e sistemi innovativi destinati al contenimento dei consumi energetici ed alla produzione di energia da fonti rinnovabili	n°	Regione, Consorzi di Sviluppo Industriale, Aziende, Comuni	
	Progetti di ricerca	n°	Regione, Consorzi di Sviluppo Industriale, Aziende, Università	
	Energia elettrica prodotta da autoproduttori			Annuale
	Tipologia d'impianto	Unità di misura	Fonte informativa	
	Fotovoltaico	GWh	Terna	
Eolico	GWh	Terna		
Idroelettrico	GWh	Terna		
Geoelettrica	GWh	Terna		
Biomasse	GWh	Terna		
Biogas	GWh	Terna		
Termoelettrica	GWh	Terna		
Potenza efficiente lorda degli impianti elettrici di generazione degli autoproduttori			Annuale	
Tipologia d'impianto	Unità di misura	Fonte informativa		
Fotovoltaico	MW	Terna		
Eolico	MW	Terna		
Idroelettrico	MW	Terna		
Geoelettrica	MW	Terna		
Biomasse	MW	Terna		
Biogas	MW	Terna		
Termoelettrica	MW	Terna		
Imprese che hanno introdotto innovazioni di prodotto e/o di processo			Annuale	
Tipologia di impresa	Unità di misura	Fonte informativa		
	%	Banca Dati ISTAT		

Allegato 1.
Monitoraggio del Piano.
Schede degli indicatori del primo livello: Indicatori per obiettivo

1.2.1. Incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.	1.2.1.4. Semplificazione amministrativa ed adeguamento legislativo e normativo.	Armonizzazione delle norme nazionali e regionali		Annuale
		Tipologia di strumento	Unità di misura	Fonte informativa
		Provvedimenti volti alla armonizzazione delle norme nazionali e regionali	n°	Regione
		Semplificazione delle norme autorizzative per gli impianti da FER		Annuale
		Tipologia di strumento	Unità di misura	Fonte informativa
		Provvedimenti volti alla definizione di procedure semplificate per gli impianti da FER	n°	Regione
		Comuni con strumenti urbanistici in cui sono previste azioni tese al contenimento dei consumi energetici dei sistemi urbani ed alla valorizzazione delle fonti rinnovabili		Annuale
		Tipologia di strumento	Unità di misura	Fonte informativa
		Strumenti di pianificazione territoriale ed urbanistica	n°	Comuni, Regione
		Regolamenti edilizi	n°	Comuni, Regione
		Presenza dell'Energy manager		Annuale
			Unità di misura	Fonte informativa
		Numero	n°	Comuni

Insedimenti progettati con criteri basati sull'utilizzo razionale dell'energia			Annuale
Tipologia insediamento	Unità di misura	Fonte informativa	
Residenziale	n°	Comuni, Province, Regione	
Terziario	n°	Comuni, Province, Regione	
Sportivo	n°	Comuni, Province, Regione	
Scolastica	n°	Comuni, Province, Regione	
Produttivo	n°	Comuni, Province, Regione	
Altro	n°	Comuni, Province, Regione	

Allegato 1.
Monitoraggio del Piano.
Schede degli indicatori del primo livello: Indicatori per obiettivo

1.2.2. Riduzione dei consumi energetici e della bolletta energetica.	1.2.2.1. Efficientamento del patrimonio edilizio pubblico. 1.2.2.2. Efficientamento del patrimonio edilizio privato.	Edifici pubblici oggetto di interventi di risparmio energetico		Annuale		
		Tipologia attività	Unità di misura	Fonte informativa		
		Terziario	n°	Regione, Province, Comuni		
		Sportivo	n°	Regione, Province, Comuni		
		Scolastica	n°	Regione, Province, Comuni		
		Ospedaliera e luoghi di cura	n°	Regione, Province, Comuni		
		Altro	n°	Regione, Province, Comuni		
		Edifici privati oggetto di interventi di risparmio energetico		Annuale		
		Tipologia edilizia	Unità di misura	Fonte informativa		
		Residenziale	n°	Regione, Province, Comuni		
		Terziario	n°	Regione, Province, Comuni		
		Commerciale	n°	Regione, Province, Comuni		
		Sportivo	n°	Regione, Province, Comuni		
		Turistico-alberghiero	n°	Regione, Province, Comuni		
		Industriale	n°	Regione, Province, Comuni		
		Edifici pubblici in possesso di certificazione energetica		Annuale		
		Tipologia edilizia	Unità di misura	Fonte informativa		
		Terziario	n°	Regione, Province, Comuni		
		Scolastica	n°	Regione, Province, Comuni		
		Sportivo	n°	Regione, Province, Comuni		
		Ospedaliera e luoghi di cura	n°	Regione, Province, Comuni		
		Altro	n°	Regione, Province, Comuni		
		Edifici privati in possesso di certificazione energetica		Annuale		
		Tipologia edilizia	Unità di misura	Fonte informativa		
		Residenziale	n°	Regione, Province, Comuni		
		Terziario	n°	Regione, Province, Comuni		
		Commerciale	n°	Regione, Province, Comuni		
Sportivo	n°	Regione, Province, Comuni				
Turistico-alberghiero	n°	Regione, Province, Comuni				
Industriale	n°	Regione, Province, Comuni				
Consumo energetico per abitante				Annuale		
Tipologia di consumi		Unità di misura	Fonte informativa			
Elettricità		MWh/ab	Terna			
Combustibili		M (m ³)/ab	Calcolato su dati AEEG			
Energia risparmiata con interventi di riqualificazione energetica				Annuale		
Settore		Unità di misura	Fonte informativa			
Residenziale		Tep/anno	Calcolato			
Scolastica		Tep/anno	Calcolato			
Ospedaliero e luoghi di cura		Tep/anno	Calcolato			
Terziario		Tep/anno	Calcolato			
Commerciale		Tep/anno	Calcolato			

1.2.2. Riduzione dei consumi energetici e della bolletta energetica.	1.2.2.4. La generazione e la cogenerazione distribuita.	Interventi sulle reti di distribuzione del calore da cogenerazione e per il teleriscaldamento		Annuale
		Settore	Unità di misura	Fonte informativa
		Industria	n°	Regione
		Residenziale	n°	Regione
		Terziario	n°	Regione
		Lunghezza della rete di distribuzione realizzata		Annuale
		Settore	Unità di misura	Fonte informativa
		Industria	n°	Regione
		Residenziale	n°	Regione
		Terziario	n°	Regione
		Edifici sui quali viene installato un impianto da fonte rinnovabile		Annuale
		Tipologia fonte	Unità di misura	Fonte informativa
		Solare termico	n°	Regione, Comuni
		Solare fotovoltaico	n°	Regione, Comuni
		Minieolico	n°	Regione, Comuni
		Geotermia	n°	Regione, Comuni
		Biomasse	n°	Regione, Comuni
		Dimensioni impianto da fonte rinnovabile		Annuale
		Tipologia fonte	Unità di misura	Fonte informativa
		Solare termico	mq	Regione, Comuni
Solare fotovoltaico	mq	Regione, Comuni		
Capacità di distribuzione di energia termica		Annuale		
Settore	Unità di misura	Fonte informativa		
Industria	MWt	Regione		
Residenziale	MWt	Regione		
Terziario	MWt	Regione		
Utenze servite		Annuale		
Tipologia di utenze	Unità di misura	Fonte informativa		
Industria	n°	Regione		
Residenziale	n°	Regione		
Terziario	n°	Regione		
Percentuale di copertura del fabbisogno annuo energetico		Annuale		
Tipologia fabbisogno	Unità di misura	Fonte informativa		
Energia elettrica	%	Calcolato		
Acqua calda sanitaria	%	Calcolato		
Energia termica	%	Calcolato		
Energia elettrica prodotta da autoproduttori		Annuale		
Tipologia d'impianto	Unità di misura	Fonte informativa		
Fotovoltaico	GWh	Terna		
Minieolico	GWh	Terna		

Allegato 1.
Monitoraggio del Piano.
Schede degli indicatori del primo livello: Indicatori per obiettivo

1.2.2. Riduzione dei consumi energetici e della bolletta energetica.	1.2.2.5. Riduzione della bolletta energetica.	Interventi a favore della riduzione del costo della bolletta energetica		Annuale	Riduzione del costo delle tariffe elettriche			Annuale	
		Settore	Unità di misura	Fonte informativa	Tipologia di cliente	Unità di misura	Fonte informativa		
		Industria	n°	Regione		%	Calcolato con i dati AEEG		
		Residenziale	n°	Regione	Riduzione del costo delle tariffe del gas				Annuale
		Agricoltura	n°	Regione	Tipologia di cliente	Unità di misura	Fonte informativa		
		Terziario	n°	Regione		%	Calcolato con i dati AEEG		
		Interventi per i quali sono stati sottoscritti accordi territoriali		Annuale					
		Numero di comuni partecipanti all'accordo	Unità di misura	Fonte informativa					
		Due	n°	Regione					
		Da tre a cinque	n°	Regione					
			Superiore a cinque	n°	Regione				

Allegato 1.
Monitoraggio del Piano.
Schede degli indicatori del primo livello: Indicatori per obiettivo

1.2.3. Realizzazione di un Distretto energetico in Val d'Agri.	Interventi realizzati a sostegno dell'imprenditoria e della ricerca		Imprese che hanno introdotto innovazioni di prodotto e/o di processo		
			Annuale		
	Tipologia di intervento	Unità di misura	Fonte informativa		
	Investimenti legati all'innovazione di prodotto o di processo	n°	Regione, Consorzi di Sviluppo Industriale, Aziende, Comuni		
	Investimenti tecnologici e/o di sostituzione di macchinari a più basso consumo energetico	n°	Regione, Consorzi di Sviluppo Industriale, Aziende, Comuni		
Aziende produttrici di componenti, materiali e sistemi innovativi destinati al contenimento dei consumi energetici ed alla produzione di energia da fonti rinnovabili	n°	Regione, Consorzi di Sviluppo Industriale, Aziende, Comuni			
Progetti di ricerca	n°	Regione, Consorzi di Sviluppo Industriale, Aziende, Università			
		Tipologia di impresa		Unità di misura	Fonte informativa
				%	Banca Dati ISTAT

Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale

ALLEGATO 2.

MONITORAGGIO DEL PIANO.

SCHEDE DEGLI INDICATORI DEL SECONDO LIVELLO:

INDICATORI TRASVERSALI

INDICATORI DI BASE		
Nome indicatore		Frequenza rilevazione
Consumi finali di energia		Annuale
Settore	Unità di misura	Fonte informativa
Totale	Ktep	Enea
Agricoltura	Ktep	Enea
Industria	Ktep	Enea
Terziario	Ktep	Enea
Residenziale	Ktep	Enea
Consumi finali di energia elettrica		Annuale
Settore	Unità di misura	Fonte informativa
Totale	Ktep	Enea
Industria	Ktep	Enea
Terziario	Ktep	Enea
Residenziale	Ktep	Enea
Consumi energetici pro-capite		Annuale
Grado di aggregazione	Unità di misura	Fonte informativa
Regionale	Tep/ab	Enea
Consumi energetici per unità di lavoro		Annuale
Settore	Unità di misura	Fonte informativa
Agricoltura	Ktep	Enea
Industria	Ktep	Enea
Terziario	Ktep	Enea
Consumi elettrici per unità di lavoro		Annuale
Settore	Unità di misura	Fonte informativa
Agricoltura	Ktep	Enea
Industria	Ktep	Enea

INDICATORI DI BASE		
Nome indicatore		Frequenza rilevazione
Terziario	Ktep	Enea
Clienti dell'energia elettrica		Annuale
Settore	Unità di misura	Fonte informativa
Agricoltura	Migliaia di unità	Terna
Industria	Migliaia di unità	Terna
Terziario	Migliaia di unità	Terna
Domestico	Migliaia di unità	Terna
Totale	Migliaia di unità	Terna
Intensità energetica finale del PIL		Annuale
Unità di misura		Fonte informativa
Tep/milioni di euro95		Enea
Intensità elettrica del PIL		Annuale
Unità di misura		Fonte informativa
Tep/milioni di euro95		Enea
Intensità energetica rispetto al valore aggiunto		Annuale
Settore	Unità di misura	Fonte informativa
Agricoltura	Tep/milioni di euro95	Enea
Industria	Tep/milioni di euro95	Enea
Terziario	Tep/milioni di euro95	Enea
Intensità elettrica rispetto al valore aggiunto		Annuale
Settore	Unità di misura	Fonte informativa
Industria	Tep/milioni di euro95	Enea
Terziario	Tep/milioni di euro95	Enea
Intensità energetica rispetto ai consumi delle famiglie		Annuale
Settore	Unità di misura	Fonte informativa
Residenziale	Tep/milioni di euro95	Enea

INDICATORI DI BASE		
Nome indicatore		Frequenza rilevazione
<i>Intensità elettrica rispetto ai consumi delle famiglie</i>		Annuale
Settore	Unità di misura	Fonte informativa
Residenziale	Tep/milioni di euro95	Enea
<i>Intensità elettrica rispetto ai consumi delle famiglie</i>		Annuale
Settore	Unità di misura	Fonte informativa
Residenziale	Tep/milioni di euro95	Enea

INDICATORI DI IMPATTO			
Nome indicatore	Unità di misura	Frequenza rilevazione	Fonte informativa
<i>Emissioni di gas serra da processi energetici per settore economico</i>	Ton	Annuale	Apat
<i>CO₂ evitata per tipologia d'intervento</i>	Ton	Annuale	Calcolato
<i>Quantità di impianti fotovoltaici integrati, parzialmente integrati, non integrati</i>	%	Annuale	Regione
<i>Quantità di impianti eolici ricadenti totalmente in aree protette, parzialmente in aree protette, in aree non protette</i>	%	Annuale	Regione
<i>Quantità di impianti idroelettrici ricadenti totalmente in aree protette, parzialmente in aree protette e in aree non protette</i>	%	Annuale	Regione
<i>Quantità di impianti a biomassa che utilizzano biomasse residuali di origine agroforestale, che utilizzano biomasse derivanti da colture dedicate, per la produzione di biodiesel e bioetanolo, per la produzione di biogas da reflui zootecnici</i>	%	Annuale	Regione
<i>Quantità delle biomasse utilizzate di provenienza locale</i>	%	Annuale	Regione

**Piano di Indirizzo
Energetico Ambientale
Regionale**

ALLEGATO 3.

MONITORAGGIO DEL PIANO.

SCHEDE DESCRITTIVA DEGLI INDICATORI

NOME INDICATORE: <i>Nome</i>													FASE DEL MONITORAGGIO <i>esplicita se si tratta di un indicatore per il monitoraggio degli obiettivi del PIEAR o per il monitoraggio trasversale</i>
TIPOLOGIA INDICATORE <i>Specifica se si tratta di un indicatore di risultato, di realizzazione, d' impatto o di base.</i>													
DESCRIZIONE		<i>Descrive sinteticamente l'indicatore.</i>											
SCOPO		<i>Spiega le finalità prioritarie delle informazioni in esso contenute.</i>											
UNITA' DI MISURA <i>Specifica l'unità di misura con cui i dati vengono espressi.</i>						FREQUENZA DI RILEVAZIONE <i>Indica la periodicità di aggiornamento dell'indicatore.</i>							
FONTE INFORMATIVA <i>Specifica quale Ente/Organismo è titolare e detentore dei dati.</i>						TIPOLOGIA DI SORGENTE DEI DATI <i>Definisce l'origine da cui derivano i dati per costruzione dell'indicatore (Misure strumentali, database, statistiche, elaborazioni cartografiche, etc).</i>							
ANNO DI RILEVAZIONE	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
VALORE													
COMMENTI O OSSERVAZIONI <i>Eventuali commenti sull'indicatore o sui dati di popolamento.</i>													

Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale

APPENDICE A.

**PRINCIPI GENERALI PER LA PROGETTAZIONE,
LA COSTRUZIONE, L'ESERCIZIO E LA
DISMISSIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA
FONTI RINNOVABILI.**

1. IMPIANTI EOLICI.

1.1. Definizioni.

L'energia eolica è il prodotto della conversione dell'energia cinetica del vento in energia elettrica tramite una centrale eolica costituita da aerogeneratori di varia tipologia e potenza.

L'obiettivo del Piano di sostenere e favorire lo sviluppo e la diffusione degli impianti eolici sul territorio lucano è condizionato dall'adozione di specifici criteri di ubicazione, costruzione e gestione di tali impianti nell'ottica di promuovere realizzazioni di qualità che conseguano la migliore integrazione possibile nel territorio, minimizzando gli impatti sull'ambiente circostante.

Nel perseguire tale finalità è stato tenuto in particolare considerazione il principio di precauzione, così come raccomandato ed indicato anche da trattati e altri documenti ufficiali della comunità Europea⁴³.

Nell'ottica di favorire lo sviluppo di un eolico di qualità che rappresenti, anche, un esempio di integrazione tra attività antropica, ambiente e paesaggio sono stati individuati i requisiti minimi che un impianto deve rispettare al fine di poter essere realizzato. Alcuni di questi requisiti variano a seconda delle zone in cui è suddiviso il territorio, divenendo sempre più stringenti con l'aumento del valore naturalistico e paesaggistico dell'area prescelta. Inoltre, sono state individuate procedure autorizzative semplificate per gli impianti di microgenerazione, al fine di promuovere lo sviluppo della generazione distribuita e dell'autoproduzione.

⁴³ A livello comunitario il riferimento esplicito al principio di precauzione è contenuto nel titolo dedicato all'ambiente del Trattato CE, all'articolo 174: "... la politica della Comunità in materia ambientale mira a un livello elevato di tutela, tenendo conto della diversità delle situazioni nelle varie regioni della Comunità. Essa è fondata sui principi della precauzione e dell'azione preventiva, sul principio della correzione, in via prioritaria alla fonte, dei danni causati all'ambiente, nonché sul principio "chi inquina paga" ...".

1.2. Procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti eolici.

1.2.1. Gli impianti di grande generazione.

Si definiscono impianti di grande generazione gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW.

Gli impianti di grande generazione devono possedere requisiti minimi di carattere territoriale, anemologico, tecnico e di sicurezza, propedeutici all'avvio dell'iter autorizzativo.

A tal fine il territorio lucano è stato suddiviso nelle seguenti due macro aree:

1. aree e siti non idonei;
2. aree e siti idonei, suddivisi in:
 - Aree di valore naturalistico, paesaggistico e ambientale;
 - Aree permesse.

1.2.1.1. Aree e siti non idonei.

In queste aree non è consentita la realizzazione di impianti eolici di macrogenerazione.

Sono aree che per effetto dell'eccezionale valore ambientale, paesaggistico, archeologico e storico, o per effetto della pericolosità idrogeologica, si ritiene necessario preservare.

Ricadono in questa categoria:

1. Le Riserve Naturali regionali e statali;
2. Le aree SIC e quelle pSIC;
3. Le aree ZPS e quelle pZPS;
4. Le Oasi WWF;
5. I siti archeologici, storico-monumentali ed architettonici con fascia di rispetto di 1000 m;

6. Le aree comprese nei Piani Paesistici di Area vasta soggette a vincolo di conservazione A1 e A2, escluso quelle interessate dall'elettrodotto dell'impianto quali opere considerate secondarie.
7. Superfici boscate governate a fustaia;
8. Aree boscate ed a pascolo percorse da incendio da meno di 10 anni dalla data di presentazione dell'istanza di autorizzazione;
9. Le fasce costiere per una profondità di almeno 1.000 m;
10. Le aree fluviali, umide, lacuali e le dighe artificiali con fascia di rispetto di 150 m dalle sponde (ex D.lgs n.42/2004) ed in ogni caso compatibile con le previsioni dei Piani di Stralcio per l'Assetto Idrogeologico;
11. I centri urbani. A tal fine è necessario considerare la zona all'interno del limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99;
12. Aree dei Parchi Regionali esistenti, ove non espressamente consentiti dai rispettivi regolamenti;
13. Aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a verifica di ammissibilità;
14. Aree sopra i 1.200 m di altitudine dal livello del mare;
15. Aree di crinale individuati dai Piani Paesistici di Area Vasta come elementi lineari di valore elevato.

1.2.1.2. Aree e siti idonei.

Aree idonee di valore naturalistico, paesaggistico e ambientale.

Ai fini del Piano, sono aree con un valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale medio-alto le aree dei Piani Paesistici soggette a trasformabilità condizionata o ordinaria, i Boschi governati a ceduo e le aree agricole investite da colture di pregio (quali ad esempio le DOC, DOP, IGT, IGP, ecc.).

In tali aree è consentita esclusivamente la realizzazione di impianti eolici, con numero massimo di dieci aerogeneratori, realizzati da soggetti dotati di certificazione di qualità (ISO) ed ambientale (ISO e/o EMAS).

Aree idonee.

Ricadono in questa categoria tutte le aree e i siti che non ricadono nelle altre categorie.

1.2.1.3. Requisiti tecnici minimi.

I progetti per la realizzazione di impianti eolici di grande generazione, per essere esaminati ai fini dell'autorizzazione unica di cui all'art.12 del D.lgs 387/2003, è necessario che, indipendentemente dalla zona in cui ricadono, soddisfino i seguenti vincoli tecnici minimi:

- a) Velocità media annua del vento a 25 m dal suolo non inferiore a 4 m/s;
- b) Ore equivalenti di funzionamento dell'aerogeneratore non inferiori a 2.000 ore;
- c) Densità volumetrica di energia annua unitaria non inferiore a 0,2 kWh/(anno·mc), come riportato nella formula seguente:

$$E_v = \frac{E}{18D^2H} \geq 0,2 \left[kWh/(anno \cdot m^3) \right]$$

Dove:

E = energia prodotta dalla turbina (espressa in kWh/anno);

D = diametro del rotore (espresso in metri);

H = altezza totale dell'aerogeneratore (espressa in metri), somma del raggio del rotore e dell'altezza da terra del mozzo;

- d) Numero massimo di aerogeneratori: 30 (10 nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale). Per gli impianti collegati alla rete in alta tensione, di potenza superiore a 20 MW, ed inoltre, per quelli realizzati nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale, dovranno essere previsti interventi a supporto dello sviluppo locale, commisurati all'entità del progetto, ed in grado di concorrere, nel loro complesso, agli obiettivi del PIEAR. La Giunta regionale, al riguardo, provvederà a definire le tipologie, le condizioni, la congruità e le modalità di valutazione e attuazione degli interventi di sviluppo locale.

Ai fini della valutazione delle ore equivalenti, di cui al punto b, e della densità volumetrica, di cui al punto c, valgono le seguenti definizioni:

1. Impianti eolici.

Ore equivalenti di funzionamento di un aerogeneratore: rapporto fra la produzione annua di energia elettrica dell'aerogeneratore espressa in megawattora (MWh) (basata sui dati forniti dalla campagna di misure anemometriche) e la potenza nominale dell'aerogeneratore espressa in megawatt (MW).

Densità volumetrica di energia annua unitaria (E_v): rapporto fra la stima della produzione annua di energia elettrica dell'aerogeneratore espressa in chilowattora anno, e il volume del campo visivo occupato dall'aerogeneratore espresso in metri cubi e pari al volume del parallelepipedo di lati $3D$, $6D$ e H , dove D è il diametro del rotore e H è l'altezza complessiva della macchina (altezza del mozzo + lunghezza della pala); cfr. Fig. A - A.

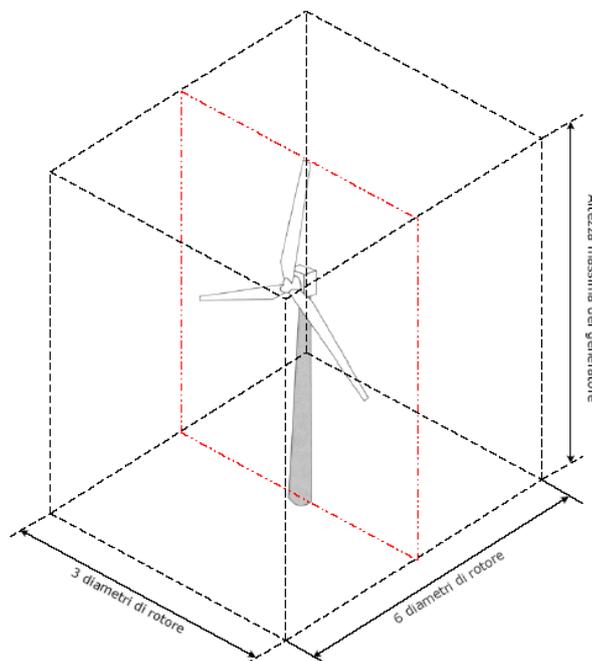


Fig. A - A: Volume del campo visivo occupato da un aerogeneratore.

La densità volumetrica di energia annua unitaria è un parametro di prestazione dell'impianto che permette di avere una misura dell'impatto visivo di due diversi aerogeneratori a parità di energia prodotta. Infatti, avere elevati valori di E_v significa produrre maggiore energia a parità di impatto visivo dell'impianto.

1.2.1.4. Requisiti di sicurezza.

Per poter avviare l'iter autorizzativo, i progetti devono rispettare i seguenti requisiti di sicurezza inderogabili:

- a) Distanza minima di ogni aerogeneratore dal limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99 determinata in base ad una verifica di compatibilità acustica e tale da garantire l'assenza di effetti di Shadow-Flickering in prossimità delle abitazioni, e comunque non inferiore a 1000 metri;
- a-bis) Distanza minima di ogni aerogeneratore dalle abitazioni determinata in base ad una verifica di compatibilità acustica (relativi a tutte le frequenze emesse), di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti. In ogni caso, tale distanza non deve essere inferiore a 2,5 volte l'altezza massima della pala (altezza della torre più lunghezza della pala) o 300 metri;
- b) Distanza minima da edifici subordinata a studi di compatibilità acustica, di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti. In ogni caso, tale distanza non deve essere inferiore a 300 metri;
- c) Distanza minima da strade statali ed autostrade subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti, in ogni caso tale distanza non deve essere inferiore a 300 metri;
- d) Distanza minima da strade provinciali subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 metri;
- d-bis) Distanza minima da strade di accesso alle abitazioni subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 metri;
- e) E' inoltre necessario nella progettazione, con riferimento al rischio sismico, osservare quanto previsto dall'Ordinanza n. 3274/03 e sue successive modifiche, nonché al DM 14 gennaio 2008 ed alla Circolare Esplicativa del Ministero delle Infrastrutture n.617 del 02/02/2009 e, con riferimento al rischio

idrogeologico, osservare le prescrizioni previste dai Piani di Assetto Idrogeologico (PAI) delle competenti Autorità di Bacino;

- f) Distanza tale da non interferire con le attività dei centri di osservazioni astronomiche e di rilevazioni di dati spaziali, da verificare con specifico studio da allegare al progetto.

Ai fini della sicurezza deve essere elaborato un apposito studio sulla gittata massima degli elementi rotanti nel caso di rottura accidentale.

1.2.1.5. Requisiti anemologici.

Il progetto definitivo dell'impianto deve contenere uno Studio Anemologico, effettuato da società certificate e/o accreditate, correlato alle dimensioni del parco e con rilevazioni della durata di almeno un anno.

Le rilevazioni anemologiche devono rispettare i seguenti requisiti minimi:

- a) Presenza di almeno una torre anemometrica nel sito con documentazione comprovante l'installazione.
- b) La torre anemometrica deve essere installata seguendo le norme IEC 61400 sul posizionamento dei sensori e sulle dimensioni caratteristiche delle diverse parti che compongono la torre medesima.
- c) I sensori di rilevazione della velocità del vento devono essere corredati da certificato di calibrazione non antecedente a 3 anni dalla data di fine del periodo di acquisizione.
- d) Deve essere fornito un certificato di installazione della torre rilasciato dal soggetto incaricato dell'installazione, completa dei sensori e del sistema di acquisizione, memorizzazione e trasmissione dati, nonché un certificato rilasciato dal Comune che attesti l'avvenuta installazione della torre, previa comunicazione. Devono inoltre essere forniti i rapporti di manutenzione della torre.
- e) Deve essere allegata la prova dell'avvenuto perfezionamento della procedura di autorizzazione tramite comunicazione al Comune, per l'installazione di tutti gli anemometri che effettuano le misurazioni del Parco; la data di perfezionamento deve essere precedente all'inizio delle misurazioni stesse.

- f) Periodo di rilevazione di almeno 1 anno di dati validi e consecutivi (è ammessa una perdita di dati pari al 10% del totale); qualora i dati a disposizione siano relativi ad un periodo di tempo inferiore ad un anno, ma comunque superiore a 9 mesi è facoltà del richiedente adottare una delle due strategie seguenti: considerare il periodo mancante alla stregua di un periodo di calma ed includere tale periodo nel calcolo dell'energia prodotta; integrare i dati mancanti con rilevazioni effettuate tramite torre anemometrica, avente le caratteristiche dei punti b), c), d) ed e), fino al raggiungimento di misurazioni che per un periodo consecutivo di un anno presentino una perdita di dati non superiore al 10% del totale. Qualora i dati mancanti fossero in numero maggiore di 3 mesi, il monitoraggio dovrà estendersi per il periodo necessario ad ottenere dati validi per ognuno dei mesi dell'anno solare.
- g) I dati sperimentali acquisiti dovranno essere forniti alla presentazione del progetto nella loro forma digitale, originaria ed in forma aggregata con periodicità giornaliera, in un formato alfanumerico tradizionale (ascii o xls). La Pubblica Amministrazione si impegna ad utilizzare i dati anemologici forniti dal proponente per i soli fini istituzionali.
- h) Devono essere fornite le incertezze totali di misura delle velocità rilevate dai sensori anemometrici utilizzati per la stima della produzione energetica.
- i) Nella documentazione tecnica dovrà essere riportato un calendario dettagliato delle acquisizioni fatte da ciascun sensore di ciascuna torre nei mesi di rilevazione, insieme all'elenco delle misure ritenute non attendibili.

1.2.1.6. La progettazione.

Dal punto di vista ambientale il progetto deve evidenziare gli elementi che possono produrre apprezzabili impatti sull'ambiente, elencando ed analizzando le singole opere ed operazioni, distinguendo le varie fasi (fase di cantiere, fase di esercizio e di manutenzione, fase di dismissione). Inoltre, dovrà contenere la descrizione dell'ambiente, l'analisi degli impatti, l'analisi delle alternative, le misure di mitigazione correlate alla componente naturalistica (fauna, flora ed ecosistema), così come previsto dalla vigente normativa di settore.

Nella progettazione dell'impianto eolico si deve garantire una disposizione degli aerogeneratori la cui mutua posizione impedisca visivamente il così detto “**effetto gruppo**” o “**effetto selva**”.

Per garantire la presenza di corridoi di transito per la fauna oltre che ridurre l'impatto visivo gli aerogeneratori devono essere disposti in modo tale che:

- a) la distanza minima tra aerogeneratori sia pari a 3 diametri di rotore;
- b) la distanza minima tra le file di aerogeneratori sia pari a 6 diametri di rotore.

Per impianti che si sviluppano su file parallele e con macchine disposte in configurazione sfalsata la distanza minima fra le file non può essere inferiore a 3 diametri di rotore (Fig. A - B).

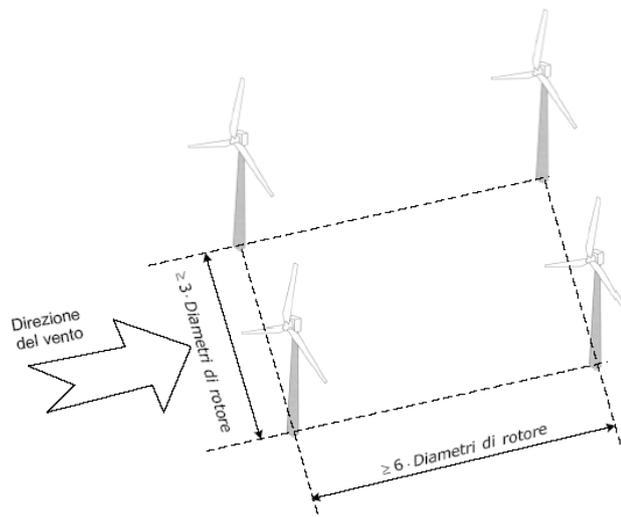


Fig. A - B: Distanze minime tra aerogeneratori.

Nella redazione del progetto bisognerà in ogni caso osservare le prescrizioni di seguito elencate:

1. È obbligatorio utilizzare aerogeneratori con torri tubolari (divieto di utilizzare torri a traliccio e tiranti) rivestite con vernici antiriflesso di colori presenti nel paesaggio o neutri, evitando l'apposizione di scritte e/o avvisi pubblicitari. I trasformatori e tutti gli altri apparati strumentali della cabina di macchina per la trasformazione elettrica da BT a MT devono essere allocati, all'interno della torre di sostegno dell'aerogeneratore. In alternativa, si può prevedere l'utilizzo di manufatti preesistenti opportunamente ristrutturati al fine di preservare il paesaggio circostante o la creazione di nuovi manufatti.

1. Impianti eolici.

2. L'ubicazione dell'impianto deve essere il più vicino possibile al punto di connessione alla rete di conferimento dell'energia in modo tale da ridurre l'impatto degli elettrodotti interrati di collegamento. Le linee interrate, in MT AT, devono essere collocate ad una profondità minima di 1,2 m, protette e accessibili nei punti di giunzione, opportunamente segnalate e adiacenti il più possibile ai tracciati stradali. Ove non fosse tecnicamente possibile la realizzazione di elettrodotti interrati in MT il tracciato delle linee aeree deve il più possibile affiancarsi alle infrastrutture lineari esistenti.
3. Bisogna evitare l'ubicazione degli impianti e delle opere connesse (cavidotti interrati, strade di servizio, sottostazione, ecc.) in prossimità di compluvi e torrenti montani indipendentemente dal loro bacino idraulico, regime e portate, e nei pressi di morfostrutture carsiche quali doline e inghiottitoi.
4. Gli sbancamenti ed i riporti di terreno devono essere contenuti il più possibile ed è necessario prevedere per le opere di contenimento e ripristino l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica.
5. Dovranno essere indicate le aree di cantiere ed i percorsi utilizzati per il trasporto delle componenti dell'impianto fino al sito prescelto privilegiando le strade esistenti per evitare la realizzazione di modifiche ai tracciati. Andranno valutati accessi alternativi con esame dei relativi costi ambientali.
6. Dovranno essere evidenziate le dimensioni massime delle parti in cui potranno essere scomposti i componenti dell'impianto ed i relativi mezzi di trasporto, privilegiando quelli che consentono un accesso al cantiere senza interventi alla viabilità esistente.
7. Nel caso sia indispensabile realizzare nuovi tratti stradali per garantire l'accesso al sito, dovranno preferirsi soluzioni che consentano il ripristino dei luoghi una volta realizzato l'impianto; in particolare: piste in terra o a bassa densità di impermeabilizzazione aderenti all'andamento del terreno.
8. Deve essere evitato il rischio di erosione causato dall'impermeabilizzazione delle strade di servizio e dalla costruzione dell'impianto.

1.2.1.7. Fase di costruzione.

1. Impianti eolici.

1. Il soggetto autorizzato dovrà assicurare che la presenza del cantiere non precluda l'esercizio delle attività agricole dei fondi confinanti e la continuità della viabilità esistente;
2. Durante la fase di cantiere, dovranno essere impiegati tutti gli accorgimenti tecnici possibili per ridurre la dispersione di polveri sia nel sito che nelle aree circostanti;
3. Dovrà essere predisposto un sistema di smaltimento delle acque meteoriche cadute sull'area di cantiere, e prevedere idonei accorgimenti tecnici che impediscano il dilavamento della superficie dell'area di cantiere;
4. Deve essere ripristinata la vegetazione eliminata durante la fase di cantiere e deve essere garantita la restituzione alle condizioni ante operam delle aree interessate dalle opere non più necessarie durante la fase di esercizio (piste di lavoro, aree di cantiere e di stoccaggio dei materiali ecc.);
5. Dovranno essere limitate le attività di realizzazione dell'impianto nel periodo riproduttivo delle principali specie animali;
6. Al termine dei lavori il proponente deve procedere al ripristino morfologico, alla stabilizzazione ed inerbimento di tutte le aree soggette a movimenti di terra e al ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

1.2.1.8. Fase di esercizio.

1. Il soggetto autorizzato dovrà assicurare che l'impianto eolico non precluda, in nessun caso, l'esercizio delle attività agricole dei fondi confinanti nè ogni altro tipo di attività preesistente;
2. Il soggetto autorizzato dovrà assicurare che l'attività di funzionamento dell'impianto non interferisca con la migrazione e le attività delle specie volatili a rischio di estinzione;
3. Dovrà essere assicurata la protezione dell'impianto eolico in caso d'incendio;
4. Gli oli esausti derivanti dal funzionamento dell'impianto eolico dovranno essere adeguatamente trattati e smaltiti presso il "Consorzio obbligatorio degli oli esausti";
5. Obbligo di revamping (revisione importante delle caratteristiche costruttive e funzionali dell'impianto, ad esempio sostituzione dei rotori o dell'intera turbina,

riprogrammazione del sistema di gestione della macchina, ecc.) o di dismissione nel caso di mancato funzionamento dell'impianto per due anni consecutivi;

6. Il proponente dovrà informare annualmente l'Ufficio regionale competente mediante Raccomandata con RR, della produzione di energia elettrica da parte dell'impianto eolico autorizzato;
7. Obbligo di revamping dell'impianto qualora lo stesso produca per tre anni consecutivi, al netto del periodo di collaudo, una quantità di energia annua minore o uguale all'80% di quella prevista in fase progettuale, se tale riduzione non è imputabile ad una riduzione del vento, o ad altri fattori certificati e non imputabili al gestore dell'impianto.

1.2.1.9. Fase di dismissione.

Alla fine del ciclo produttivo dell'impianto, il soggetto autorizzato è tenuto a dismettere l'impianto secondo il progetto approvato o, in alternativa, l'adeguamento produttivo dello stesso.

Nel caso di dismissione il soggetto autorizzato dovrà, nel rispetto del progetto approvato e della normativa vigente:

1. Rimuovere gli aerogeneratori in tutte le loro componenti conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore;
2. Rimuovere completamente le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici della sottostazione conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore;
3. Ripristinare lo stato preesistente dei luoghi mediante la rimozione delle opere, il rimodellamento del terreno allo stato originario ed il ripristino della vegetazione, avendo cura di:
 - a. Ripristinare la coltre vegetale assicurando il ricarico con almeno un metro di terreno vegetale;
 - b. Rimuovere i tratti stradali della viabilità di servizio rimuovendo la fondazione stradale e tutte le relative opere d'arte;
 - c. Utilizzare per i ripristini della vegetazione essenze erbacee, arbustive ed arboree autoctone di ecotipi locali di provenienza regionale;

- d. Utilizzare tecniche di ingegneria naturalistica per i ripristini geomorfologici;
4. Convertire ad altra destinazione d'uso, compatibile con le norme urbanistiche vigenti per l'area e conservando gli elementi architettonici tipici del territorio di riferimento, gli edifici dei punti di raccolta delle reti elettriche e della sottostazione; in alternativa gli stessi dovranno essere demoliti;
5. Comunicare agli Uffici regionali competenti la conclusione delle operazioni di dismissione dell'impianto.

1.2.1.10. Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione.

Nella domanda di autorizzazione unica ai sensi del D.Lgs. 387/2003 deve essere inclusa:

- a) copia della STMG (soluzione tecnica minima generale) esplicitamente accettata in via definitiva dal proponente;
- b) progetto definitivo dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili;
- c) relazione tecnica descrittiva dell'intervento riportante anche:
 - i dati generali del proponente;
 - la descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata;
 - la descrizione di tutte le fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell'impianto;
 - un'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale;
- d) progetto di dismissione dell'impianto contenente le modalità e la stima dei costi delle operazioni di dismissione, di smaltimento e di ripristino dello stato dei luoghi;
- e) impegno alla presentazione, prima del rilascio dell'autorizzazione, di una polizza di fidejussione bancaria e/o assicurativa irrevocabile ed escutibile a prima richiesta, di importo pari al costo dell'attività di dismissione dell'impianto, smaltimento dei rifiuti in discarica e ripristino dello stato originario dei luoghi, di durata pari alla vita utile dell'impianto medesimo, svincolabile solo a seguito di autorizzazione della Regione, sottoscritta con firma autenticata e completa di

1. Impianti eolici.

attestazione dei poteri di firma dei contraenti; tale cauzione è rivalutata sulla base del tasso di inflazione programmata ogni 5 anni.

- f) documentazione da cui risulti la disponibilità dell'area interessata dalla realizzazione dell'intero progetto, ovvero, nel caso in cui sia necessaria la procedura di esproprio, la richiesta di dichiarazione di pubblica utilità dei lavori e delle opere e di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio corredata dalla documentazione riportante l'estensione, i confini ed i dati catastali delle aree interessate; tale documentazione è aggiornata a cura del proponente nel caso il progetto subisca modifiche durante la fase istruttoria;
- g) dichiarazione, resa ai sensi degli artt. 46 (come modificato dall'art. 49 del T.U. di cui al DPR 14.11.2002 n°313) e 47 del T.U. delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di documentazione amministrativa, emanato con DPR 28.12.2000 n° 445, (nel caso di Società di persone, anche per tramite dei suoi soci illimitatamente responsabili) dispone delle risorse o delle linee di credito necessarie alla strutturazione di un'operazione di finanziamento per la compiuta realizzazione dell'opera.
- h) piano particellare di esproprio con l'indicazione delle ditte catastali, delle superfici interessate dall'impianto e loro classificazione;
- i) elenco delle norme e dei soggetti competenti al rilascio degli assensi occorrenti per la realizzazione dell'opera e l'ottenimento dell'autorizzazione, nonché la documentazione comprovante l'esistenza di eventuali vincoli cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto e delle opere connesse;
- j) certificazione urbanistica rilasciata dal/dai comuni interessati con indicazione dei vincoli cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture necessaria; ove prescritta, documentazione prevista dalla LR 47/98 e d.lgs. 4/2008 per la verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale ovvero per la valutazione di impatto ambientale e la valutazione di incidenza;
- k) Certificato camerale o documentazione attestante i requisiti soggettivi così come previsti dalla legislazione vigente per le imprese industriali e commerciali, espressamente finalizzati, come scopo sociale, alla realizzazione ed alla gestione di impianti di produzione di energia elettrica;
- l) i dati e le planimetrie descrittivi del sito con localizzazione georeferenziata dell'impianto in coordinate piane GAUSS BOAGA – Roma 40 fuso est;

- m) Studio d'Incidenza Ambientale, ai sensi del D.P.R. 357/1997, per tutti gli impianti che ricadono in una fascia pari a 1000 metri, esterna al perimetro delle aree SIC-ZPS, pSIC e pZPS;
- n) ricevuta di pagamento degli oneri istruttori, ove previsti;
- o) progetto di sviluppo locale nel caso di impianti collegati alla rete in alta tensione, di potenza superiore a 20 MW. Tale progetto dovrà essere presentato anche nel caso l'impianto venga realizzato nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale.

L'istanza è inoltre corredata della specifica documentazione eventualmente richiesta dalle normative di settore di volta in volta rilevanti per l'ottenimento di autorizzazioni, concessioni, nulla osta o atti di assenso comunque denominati che confluiscono nel procedimento unico.

Qualora il progetto interessi il territorio di altre Regioni o di più Province da essa delegate, la richiesta di autorizzazione dovrà essere inoltrata all'ente nel cui territorio è installato il maggior numero di aerogeneratori. L'ente in tal modo individuato provvede allo svolgimento del procedimento, cui partecipano gli altri enti interessati.

1.2.1.11. Documentazione da presentare prima del rilascio dell'autorizzazione.

- a) polizza di fideiussione bancaria e/o assicurativa irrevocabile ed escutibile a prima richiesta, di importo pari al costo dell'attività di dismissione dell'impianto, smaltimento dei rifiuti in discarica e ripristino dello stato originario dei luoghi, di durata pari alla vita utile dell'impianto medesimo, svincolabile solo a seguito di autorizzazione della Regione, sottoscritta con firma autenticata e completa di attestazione dei poteri di firma dei contraenti; tale cauzione è rivalutata sulla base del tasso di inflazione programmata ogni 5 anni;
- b) quadro economico finanziario asseverato da un istituto bancario o da un intermediario finanziario iscritto nell'elenco speciale di cui all'articolo 107 del testo unico delle leggi in materia bancaria o creditizia emanato con decreto

- legislativo 1 settembre 1993, n. 385 come da ultimo modificato dalla lettera m) del comma 1 dell'articolo 1 del decreto legge 27 dicembre 2006, n. 297, come modificata dalla legge di conversione, che ne attesti la congruità;
- c) dichiarazione resa da un istituto bancario che attesti che il soggetto proponente l'impianto disponga di risorse finanziarie ovvero di linee di credito proporzionate all'investimento per la realizzazione dell'impianto;
 - d) progetto definitivo aggiornato con le modifiche richieste nel corso del procedimento unico.

1.2.1.12. Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03.

Il procedimento unico si svolge tramite conferenza di servizi, nell'ambito della quale confluiscono tutti gli apporti amministrativi necessari per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili. Resta ferma l'applicabilità dell'articolo 14 bis della legge 241 del 1990 in materia di conferenza di servizi preliminare.

Nel rispetto del principio di non aggravamento del procedimento di cui all'articolo 1, comma 2 della legge 241 del 1990, l'ulteriore documentazione o i chiarimenti ritenuti necessari per la valutazione dell'intervento sono richiesti, anche su impulso delle altre amministrazioni interessate, dall'Amministrazione procedente in un'unica soluzione ed entro 90 giorni dall'avvio del procedimento. Se il proponente non fornisce la documentazione integrativa entro i successivi 30 giorni, salvo proroga per un massimo di ulteriori 30 giorni concessa a fronte di comprovate esigenze tecniche, si procede all'esame del provvedimento sulla base degli elementi disponibili. Resta ferma l'applicabilità dell'articolo 10 bis della legge 241 del 1990.

Le amministrazioni competenti determinano in sede di riunione di conferenza di servizi eventuali misure di compensazione, di carattere ambientale e territoriale a favore dei Comuni

Sono soggette a DIA tutte le opere di rifacimento realizzate sugli impianti eolici esistenti che non comportino variazioni di potenza installata, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi.

1.2.2. *Gli impianti di piccola generazione.*

Ai fini del presente Piano, gli impianti eolici sono classificati di piccola generazione se soddisfano contemporaneamente le seguenti condizioni:

- a) potenza nominale massima complessiva inferiore a 1 MW;
- b) numero massimo di 5 aerogeneratori.

1.2.2.1. Impianti di potenza nominale fino a 1 MW.

Per tali impianti si applica la disciplina della denuncia di inizio attività (DIA) di cui agli articoli 22 e 23 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, e sue successive modificazioni.

La D.I.A. deve essere presentata al Comune territorialmente competente, nonché all'Ufficio competente della Regione Basilicata, allegando, in aggiunta a quanto previsto dal richiamato T.U., la seguente documentazione:

- titolo di proprietà o disponibilità dell'area;
- copia della STMG (soluzione tecnica minima generale) rilasciata dalla società della rete utente, per la connessione dell'impianto;
- progetto definitivo dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili;
- Studio d'Incidenza Ambientale, ai sensi del D.P.R. 357/1997, per tutti gli impianti che ricadono in una fascia pari a 500 metri, esterna ai siti SIC-ZPS;
- eventuali assensi dovuti a specifiche norme di legge che interessano il sito oggetto di intervento;
- progetto di gestione e manutenzione dell'impianto;
- progetto di dismissione dell'impianto: è indispensabile riportare nel progetto un piano di dismissione dell'impianto che preveda, alla cessazione dell'attività produttiva, le modalità di rimozione della infrastruttura e di tutte le opere principali connesse, lo smaltimento del materiale dimesso ed il ripristino dello stato dei luoghi; il piano dovrà contenere le modalità e la stima dei costi delle operazioni di dismissione, di smaltimento e di ripristino dello stato dei luoghi;

1. Impianti eolici.

- dichiarazione, resa ai sensi degli artt. 46 (come modificato dall'art. 49 del T.U. di cui al D.P.R. 14.11.2002 n. 313) e 47 del T.U. delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di documentazione amministrativa, emanato con D.P.R. 28.12.2000 n. 445, di disporre delle risorse finanziarie necessarie alla compiuta realizzazione dell'opera;
- ricevuta di pagamento degli oneri istruttori, ove previsti;
- nel caso di impianti di potenza superiore a 200 KW nella richiesta di D.I.A. i proponenti, dichiarino ai sensi dell'art. 46, come modificato dall'art. 49 del Testo Unico, di cui al decreto del Presidente della Repubblica 14 novembre 2002 n. 313, e dell'art. 47 del Testo Unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di documentazione amministrativa emanata con decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000 n. 445, di avere la disponibilità delle risorse necessarie per la compiuta realizzazione dell'intervento.
- Il progetto di impianti per la produzione di energia elettrica di micro generazione da fonte eolica di potenza superiore a 200 kW ed inferiore ad 1 MW ovunque ubicati, proposti dallo stesso soggetto, sia esso persona fisica o giuridica, e/0 dallo stesso proprietario dei suoli di ubicazione dell'impianto possono essere costruiti ed eserciti in D.I.A. ai sensi degli artt. 22 e 23 del D.P.R. n.380 del 06/06/2001, a condizione che siano posti ad una distanza non inferiore a 500 metri in linea d'aria.

Sono soggette a DIA tutte le opere di manutenzione straordinaria e di rifacimento realizzate sugli impianti eolici esistenti che non comportino variazioni di potenza installata, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi.

Requisiti tecnici minimi per gli impianti di potenza superiore a 200 KW.

Il progetto di impianto eolico deve soddisfare i seguenti requisiti tecnici minimi, necessari all'avvio della procedura autorizzativa:

- a) Velocità media annua del vento a 25 m dal suolo non inferiore a 4 m/s;
- b) Ore equivalenti di funzionamento dell'aerogeneratore non inferiori a 1700 (rapporto fra la produzione annua di energia elettrica dell'aerogeneratore

1. Impianti eolici.

- espressa in megawattora (MWh) (basata sui dati forniti dalla campagna di misure anemometriche) e la potenza nominale dell'aerogeneratore);
- c) Numero massimo di aerogeneratori con sostegno tubolare: 5;
 - d) Distanza minima di ogni aerogeneratore dal limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99 pari a 500 m previa verifica di compatibilità acustica e mancanza di effetti di Shadow-Flickering in prossimità delle abitazioni;
 - e) Distanza minima da edifici subordinata a studi di compatibilità acustica, di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti. In ogni caso, tale distanza non deve essere inferiore a 200 metri;
 - f) Distanza minima da strade statali ed autostrade subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti, in ogni caso tale distanza non deve essere inferiore a 200 metri;
 - g) Distanza minima da strade provinciali subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 100 metri;
 - h) E' inoltre necessario nella progettazione attenersi alle prescrizioni delle norme vigenti in materia di rischio sismico e, per quanto attiene al rischio idrogeologico, osservare le prescrizioni previste dai Piani di Assetto Idrogeologico (PAI) delle competenti Autorità di Bacino;
 - i) la distanza trasversale minima fra aerogeneratori sia pari a 3 diametri di rotore (per distanza trasversale si intende la distanza intercorrente fra gli assi delle torri di due aerogeneratori in direzione ortogonale al vento prevalente);
 - j) la distanza minima longitudinale tra le file sia pari a 5 diametri di rotore (per distanza longitudinale si intende la distanza intercorrente fra gli assi delle torri di due aerogeneratori in direzione parallela al vento prevalente);
 - k) distanza tale da non interferire con le attività dei centri di osservazioni astronomiche e di rilevazioni di dati spaziali, da verificarsi con specifico studio da allegare al progetto.

Tali impianti non possono comunque essere realizzati:

- l) nei siti della Rete Natura 2000 (siti di importanza comunitaria – SIC, pSIC – e zone di protezione speciale – ZPS e pZPS) ai sensi delle direttive comunitarie 92/43/CEE del Consiglio del 21 maggio 1992, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche e

79/409/CEE del Consiglio, del 2 aprile 1979, concernente la conservazione degli uccelli selvatici;

- m) nei parchi nazionali e regionali, esistenti o istituendi, ove non espressamente consentiti dai rispettivi regolamenti.

Raccomandazioni per la progettazione, la costruzione, l'esercizio e la dismissione degli impianti.

- a) Le torri tubolari di sostegno (divieto di utilizzare torri a traliccio e tiranti) debbono essere rivestite con vernici antiriflesso di colori presenti nel paesaggio o neutri, evitando l'apposizione di scritte e/o avvisi pubblicitari.
- b) L'ubicazione dell'impianto deve essere il più vicino possibile al punto di connessione alla rete di conferimento dell'energia in modo tale da ridurre l'impatto degli elettrodotti di collegamento.
- c) Bisogna evitare l'ubicazione degli impianti e delle opere connesse (cavidotti interrati, strade di servizio, sottostazione, ecc.) in prossimità di compluvi e torrenti montani indipendentemente dal loro bacino idraulico, regime e portate, e nei pressi di morfostrutture carsiche quali doline e inghiottitoi.
- d) Gli sbancamenti ed i riporti di terreno devono essere contenuti il più possibile ed è necessario prevedere per le opere di contenimento e ripristino l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica.
- e) Si deve evitare, ove possibile, di localizzare gli aerogeneratori in punti del territorio tali da richiedere necessariamente le segnalazioni di sicurezza del volo a bassa quota rappresentate da colorazioni bianche e rosse e segnali luminosi.
- f) Al termine dei lavori il proponente deve procedere al ripristino morfologico, alla stabilizzazione ed inerbimento di tutte le aree soggette a movimenti di terra e al ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.
- g) Gli oli esausti derivanti dal funzionamento dell'impianto eolico dovranno essere adeguatamente trattati e smaltiti presso il "Consorzio obbligatorio degli oli esausti.
- h) Il proponente dovrà informare annualmente l'Ufficio regionale competente mediante Raccomandata con AR, della produzione di energia elettrica da parte dell'impianto eolico autorizzato.

- i) Alla fine del ciclo produttivo dell'impianto, il soggetto autorizzato è tenuto a dismettere l'impianto secondo il progetto approvato o, in alternativa, l'adeguamento produttivo dello stesso.

1.2.2.2. Impianti soggetti a sola comunicazione preventiva

Sono considerati interventi di manutenzione ordinaria e sono soggetti a comunicazione preventiva, da presentare al comune interessato, gli interventi di cui all'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, nel rispetto delle condizioni ivi previste e fatti salvi i casi di cui all'articolo 3, comma 3, lettera a), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e successive modificazioni, consistenti nell'installazione di singoli generatori eolici con altezza complessiva non superiore a 1,5 metri e diametro non superiore a 1 metro.

2. IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI E FOTOVOLTAICI.

2.1. Impianti termodinamici

2.1.1. Definizioni

Il solare termodinamico, o solare a concentrazione, è una tecnologia per lo sfruttamento dell'energia solare finalizzata alla generazione di energia elettrica attraverso la produzione di calore e vapore ad alta temperatura.

Il vantaggio riscontrabile rispetto ad un tradizionale fotovoltaico consiste in un aumento di rendimento di conversione elettrica e nella possibilità di utilizzare tecnologie meno costose per il sistema di captazione, oltre all'utilizzo di tecnologie convenzionali per il sistema termodinamico (turbine a vapore, condensatori, etc.) settore notoriamente di grandi competenze tecnologiche nazionali.

La tecnologia termodinamica garantisce anche un funzionamento più continuo, grazie all'accumulo di energia termica all'interno di un fluido vettore.

Per far fronte alla variabilità della radiazione solare, inoltre, l'impianto può essere accoppiato a generatori alimentati da fonti fossili (ad esempio il gas) o da altre fonti rinnovabili (ad esempio le biomasse).

Recenti sviluppi industriali di tale tecnologia fanno ritenere necessario considerare nel P.I.E.A.R. la possibilità di includere la tecnologia del solare termodinamico che, sulla scorta delle esperienze passate e di un rinnovato interesse per il settore delle energie rinnovabili, rappresenta oggi una delle strade più promettenti per contribuire alla riduzione dell'effetto serra con la generazione di energia elettrica "verde".

Una centrale solare Termodinamica genera energia elettrica "pulita" senza emissione di CO₂ e con buona efficienza complessiva.

Il Solare Termodinamico è una tecnologia da fonte rinnovabile che, dopo avere maturato una esperienza industriale per oltre 20 anni, si sta velocemente affermando in questi ultimi anni come quella che può dare il massimo contributo alla riduzione dell'impatto dei combustibili fossili in termini di riduzione dell'effetto serra.

Gli impianti con tecnologia solare Termodinamica sono impianti industriali di notevole dimensione che non si prestano, a differenza degli impianti fotovoltaici, a produzioni di piccola capacità.

L'esperienza industriale maturata fa ritenere che sia necessario realizzare impianti di capacità dell'ordine di 50 MW per potere ottenere un adeguato effetto di scala che permetta di ammortizzare l'investimento con una produzione elettrica di dimensione importante.

Il vantaggio riscontrabile rispetto ad un tradizionale impianto fotovoltaico, che peraltro copre preferibilmente un diverso segmento del mercato energetico relativo a produzione territorialmente distribuita, consiste in un aumento del rendimento complessivo della conversione da energia solare ad energia elettrica e nella possibilità di utilizzare tecnologie meno costose per il sistema di captazione, oltre all'utilizzo di tecnologie convenzionali per il sistema termodinamico (turbine a vapore, condensatori, etc), settore notoriamente di consolidate competenze tecnologiche nazionali.

La tecnologia solare termodinamica industrialmente adottata è quella cosiddetta a "concentrazione a specchi parabolici" (parabolic through) nella quale un fluido termovettore (tipicamente olio diatermico o olio sintetico), fluisce all'interno di una tubazione posizionata nel fuoco di una cella solare di sezione parabolica. Il fluido termovettore assorbe l'energia solare concentrata dalla cella solare raggiungendo livelli di temperatura intorno ai 400°C. Il fluido termovettore ad alta temperatura passando attraverso una serie di scambiatori di calore convenzionali consente la produzione di vapore ad alta pressione che viene poi convertito in energia elettrica da un turbogeneratore all'interno di una centrale termo-elettrica convenzionale.

Una centrale solare termodinamica è costituita sostanzialmente dal campo solare, da una centrale termoelettrica tradizionale (che include: la sezione di scambio termico tra fluido termovettore ed acqua di caldaia, la generazione di vapore, la turbina a vapore, il generatore elettrico, la sottostazione di trasformazione ad alta tensione) e le unità di servizio (trattamento acqua, distribuzione elettrica, sale controllo, sottostazioni elettriche, edifici civili ed industriali, ecc).

A questo schema può essere associato, come realizzato in alcuni degli impianti costruiti, lo stoccaggio del calore assorbito dal fluido termovettore per estendere la produzione di energia elettrica al di là delle sole ore di massima insolazione. In questi casi il fluido di stoccaggio del calore è normalmente costituito da sali fusi che vengono riscaldati ad alta temperatura in scambiatori di calore in cui passa una parte del fluido termovettore

riscaldato all'interno delle celle solari. Questo sistema consente di immettere nella rete energia nelle ore di maggiore consumo utilizzando una parte del calore accumulato durante la giornata.

Con riferimento agli obiettivi del piano, la realizzazione di una o più centrali con tecnologia solare termodinamica potrebbe trovare una coerente opportunità di ulteriore sviluppo della tecnologia solare, nelle sue varie discipline teoriche, di componentistica ed applicative. Tale piano potrebbe essere utilmente integrato con la realizzazione del Distretto Energetico della Val D'Agri. Tale integrazione potrebbe dare positivi risultati oltre che nel campo dello sviluppo anche nella formazione, nella scienza dei materiali innovativi, nell'impiantistica, nella componentistica creando i presupposti per la costituzione di un Distretto Produttivo in Basilicata ed un centro di eccellenza nell'area del solare.

2.1.2. Procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti solari termodinamici

Gli impianti solari termodinamici devono possedere requisiti minimi di carattere ambientale, territoriale, tecnico e di sicurezza, propedeutici all'avvio dell'iter autorizzativo. Una definizione dei requisiti richiesti per gli impianti a tecnologia solare termodinamica è riportata nel D.M. n°101/2008.

Con riferimento con quanto sopra sul territorio regionale sono stati individuati aree e siti idonei e non idonei alla installazione di tali impianti.

2.1.2.1. Aree e siti non idonei

Sono aree che per effetto dell'eccezionale valore ambientale, paesaggistico, archeologico e storico o per effetto della pericolosità idrogeologica si ritiene necessario preservare.

Ricadono in questa categoria:

1. Le Riserve Naturali regionali e statali;
2. Le aree SIC e pSIC;
3. Le aree ZPS e pZPS;
4. Le Oasi WWF;
5. I siti archeologici e storico-monumentali con fascia di rispetto di 300 m;

6. Le aree comprese nei Piani Paesistici di Area vasta soggette a vincolo di conservazione A1 e A2;
7. Tutte le aree boscate;
8. Aree boscate ed a pascolo percorse da incendio da meno di 10 anni dalla data di presentazione dell'istanza di autorizzazione;
9. Le fasce costiere per una profondità di 1.000m;
10. Le aree fluviali, umide, lacuali e le dighe artificiali con fascia di rispetto di 150 m dalle sponde (ex D.lgs n.42/2004) ed in ogni caso compatibile con le previsioni dei Piani di Stralcio per l'Assetto Idrogeologico;
11. I centri urbani. A tal fine è necessario considerare la zona all'interno del limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99.
12. Aree dei Parchi Nazionali e Regionali esistenti ed istituendi;
13. Aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a verifica di ammissibilità;
14. Aree sopra i 1200 metri di altitudine dal livello del mare;
15. Aree di crinale individuati dai Piani Paesistici di Area Vasta come elementi lineari di valore elevato;
16. Su terreni destinati a colture intensive quali uliveti, agrumeti o altri alberi da frutto e quelle investite da colture di pregio (quali ad esempio le DOC, DOP, IGT, IGP, ecc.);
17. Aree dei Piani Paesistici soggette a trasformabilità condizionata o ordinaria.

2.1.2.2. Aree e siti idonei.

Ricadono in questa categoria tutte le aree e i siti che non rientrano nella categoria precedente.

In queste aree un progetto di impianto solare termodinamico deve soddisfare i seguenti requisiti tecnici, propedeutici all'avvio dell'iter autorizzativo.

Requisiti tecnici minimi

- a) potenza massima dell'impianto non superiore a 60 MW ma non inferiore a 30 MW;
- b) irradiazione giornaliera media annua valutata in KWh/mq*giorno di sole sul piano dei moduli non inferiore a 4.

2.1.2.3. La progettazione.

Il progetto deve evidenziare gli elementi che possono determinare un impatto apprezzabile sull'ambiente, elencando ed analizzando le singole opere ed operazioni, distinguendo le varie fasi (fase di cantiere, fase di esercizio e di manutenzione, fase di dismissione). Inoltre dovrà contenere la descrizione dell'ambiente, l'analisi degli impatti, l'analisi delle alternative, le misure di mitigazione correlate alla componente naturalistica (fauna, flora ed ecosistema). Particolare attenzione dovrà essere dedicata a:

Impatto visivo e paesaggistico. Tra i vari impatti che la realizzazione di un impianto solare termodinamico determina, l'impatto visivo e paesaggistico è quello ritenuto, almeno da letteratura, il più rilevante e ciò per effetto di una serie di ragioni strettamente connesse alla localizzazione degli impianti e alle loro caratteristiche costruttive. Dovendo, infatti, gli impianti solari termodinamici per sfruttare l'energia solare per produrre elettricità essi debbono essere posti in zone esposte al sole e quindi per lo più su aree libere, pianeggianti, prive di ombreggiamento esposte a sud. L'inserimento di una centrale solare termodinamica all'interno di un territorio non è però da vedersi una intrusione visiva se inserita in un contesto ambientale marginale e poco visibile dagli insediamenti antropici. In tal senso si deve prestare molta attenzione alla progettazione della ubicazione dell'impianto e del posizionamento dei suoi singoli elementi realizzando uno studio di impatto sul territorio dal quale emerge come viene a modificarsi lo stesso a causa dell'inserimento dell'impianto solare termodinamico.

Impatto elettromagnetico. La presenza di un impianto solare termodinamico determina anche un impatto elettromagnetico sul territorio circostante. L'impatto elettromagnetico causato dagli impianti solari termodinamici è molto ridotto nei casi in cui il trasporto dell'energia prodotta avviene tramite l'utilizzo di linee di trasmissione esistenti. Diverso è il caso in cui le linee elettriche siano appositamente progettate e costruite. In ogni caso, a completamento dello Studio di Impatto Ambientale, dovrà essere allegata una tavola riassuntiva del tracciato e delle caratteristiche fisiche dell'elettrodotto ed una relazione tecnica specialistica di calcolo del campo elettrico e del campo di induzione magnetica (corredata dai rispettivi diagrammi) che metta in

luce il rispetto dei limiti della Legge n. 36/2001 e dei relativi Decreti attuativi. Tale verifica di compatibilità elettromagnetica deve essere eseguita anche per le stazioni di disconnessione e le sottostazioni elettriche.

Nella redazione del progetto, inoltre, sarà opportuno:

- a) garantire il passaggio della piccola fauna al disotto della recinzione dell'impianto;
- b) assicurare una distanza minima longitudinale tra le file di pannelli tale da evitare ombreggiamenti e consentire il transito di mezzi e persone per la gestione e manutenzione dell'impianto;
- c) ubicare l'impianto il più vicino possibile al punto di connessione alla rete di conferimento dell'energia in modo tale da ridurre la lunghezza degli elettrodotti di collegamento.
- d) contenere gli sbancamenti ed i riporti di terreno il più possibile ed necessario inoltre, prevedere per le opere di contenimento e ripristino l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica;
- e) privilegiare le strade esistenti per l'individuazione delle aree di cantiere e dei percorsi da utilizzare per il trasporto dei materiali;
- f) nel caso sia indispensabile realizzare nuovi tratti stradali per garantire l'accesso al sito, dovranno preferirsi soluzioni che consentano il ripristino dei luoghi una volta realizzato l'impianto; in particolare: piste in terra o a bassa densità di impermeabilizzazione aderenti all'andamento del terreno;

2.1.2.4. Fase di costruzione.

In questa fase, dovranno essere adottati gli accorgimenti tecnici necessari a:

- a) assicurare che la presenza del cantiere non precluda l'esercizio delle attività agricole dei fondi confinanti e la continuità della viabilità esistente;
- b) ridurre la dispersione di polveri sia nel sito che nelle aree circostanti;
- c) assicurare il corretto smaltimento delle acque meteoriche cadute sull'area di cantiere;
- d) Assicurare il ripristino morfologico, la stabilizzazione e l'inerbimento di tutte le aree soggette a movimenti di terra ed il ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

2.1.2.5. Fase di esercizio.

- a) Obbligo di revamping (revisione importante delle caratteristiche costruttive e funzionali dell'impianto) o di dismissione in caso di mancato funzionamento dell'impianto per due anni consecutivi;
- b) Obbligo di revamping dell'impianto qualora lo stesso produca per tre anni consecutivi, al netto del periodo di collaudo, una quantità di energia minore o uguale all'80% di quella prevista in fase progettuale, se tale riduzione non è imputabile a fattori certificati e non imputabili al gestore dell'impianto.

2.1.2.6. Fase di dismissione.

La dismissione dell'impianto, nel rispetto del progetto approvato e della normativa vigente, dovrà prevedere in ogni caso:

- a) la rimozione del generatore in tutte le sue componenti conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero;
- b) la completa rimozione delle linee elettriche e degli apparati elettrici e meccanici della sottostazione conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore;
- c) il ripristino dello stato preesistente dei luoghi mediante la rimozione, ove tecnicamente possibile, delle opere interrato, il rimodellamento del terreno allo stato originario e la ricostituzione della coltura vegetale;
- d) la comunicazione agli Uffici regionali competenti la conclusione delle operazioni di dismissione dell'impianto.

2.1.2.7. Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione.

Nella domanda di autorizzazione unica ai sensi del D.Lgs. 387/2003 deve essere inclusa:

- a) copia della STMG (soluzione tecnica minima generale) esplicitamente accettata in via definitiva dal proponente;

- b) progetto definitivo dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili;
- c) relazione tecnica descrittiva dell'intervento riportante anche:
- i dati generali del proponente;
 - la descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata;
 - la descrizione di tutte le fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell'impianto;
 - un'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale;
- d) progetto di dismissione dell'impianto contenente le modalità e la stima dei costi delle operazioni di dismissione, di smaltimento e di ripristino dello stato dei luoghi;
- e) impegno alla presentazione, prima del rilascio dell'autorizzazione, di una polizza di fideiussione bancaria e/o assicurativa irrevocabile ed escutibile a prima richiesta, di importo pari al costo dell'attività di dismissione dell'impianto, smaltimento dei rifiuti in discarica e ripristino dello stato originario dei luoghi, di durata pari alla vita utile dell'impianto medesimo, svincolabile solo a seguito di autorizzazione della Regione, sottoscritta con firma autenticata e completa di attestazione dei poteri di firma dei contraenti; tale cauzione è rivalutata sulla base del tasso di inflazione programmata ogni 5 anni;
- f) documentazione da cui risulti la disponibilità dell'area interessata dalla realizzazione dell'intero progetto, ovvero, nel caso in cui sia necessaria la procedura di esproprio, la richiesta di dichiarazione di pubblica utilità dei lavori e delle opere e di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio corredata dalla documentazione riportante l'estensione, i confini ed i dati catastali delle aree interessate; tale documentazione è aggiornata a cura del proponente nel caso il progetto subisca modifiche durante la fase istruttoria;
- g) dichiarazione, resa ai sensi degli artt. 46 (come modificato dall'art. 49 del T.U. di cui al DPR 14.11.2002 n°313) e 47 del T.U. delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di documentazione amministrativa, emanato con DPR 28.12.2000 n° 445, di disporre delle risorse finanziarie necessarie alla compiuta realizzazione dell'opera;
- h) piano particellare di esproprio con l'indicazione delle ditte catastali, delle superfici interessate dall'impianto e loro classificazione;

3. Impianti a biomasse.

- i) elenco delle norme e dei soggetti competenti al rilascio degli assensi occorrenti per la realizzazione dell'opera e l'ottenimento dell'autorizzazione, nonché la documentazione comprovante l'esistenza di eventuali vincoli cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto e delle opere connesse;
- j) certificazione urbanistica rilasciata dal/dai comuni interessati con indicazione dei vincoli cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture necessaria; ove prescritta, documentazione prevista dalla LR 47/98 e d.lgs. 4/2008 per la verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale ovvero per la valutazione di impatto ambientale e la valutazione di incidenza;
- k) Certificato camerale o documentazione attestante i requisiti soggettivi così come previsti dalla legislazione vigente per le imprese industriali e commerciali, espressamente finalizzati, come scopo sociale, alla realizzazione ed alla gestione di impianti di produzione di energia elettrica;
- l) i dati e le planimetrie descrittivi del sito con localizzazione georeferenziata dell'impianto in coordinate piane GAUSS BOAGA – Roma 40 fuso est;
- m) Studio d'Incidenza Ambientale, ai sensi del D.P.R. 357/1997, per tutti gli impianti che ricadono in una fascia pari a 500 metri, esterna al perimetro delle aree SIC-ZPS, pSIC e pZPS;
- n) ricevuta di pagamento degli oneri istruttori, ove previsti;
- o) progetto di sviluppo locale nel caso di impianti collegati alla rete in alta tensione. Tale progetto dovrà essere presentato anche nel caso l'impianto venga realizzato nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale.

L'istanza è inoltre corredata della specifica documentazione eventualmente richiesta dalle normative di settore di volta in volta rilevanti per l'ottenimento di autorizzazioni, concessioni, nulla osta o atti di assenso comunque denominati che confluiscono nel procedimento unico.

Qualora l'impianto e le opere connesse interessino il territorio di altre Regioni o di più Province da essa delegate, la richiesta di autorizzazione dovrà essere inoltrata all'ente nel cui territorio è installato l'impianto. L'ente in tal modo individuato provvede allo svolgimento del procedimento, cui partecipano gli altri enti interessati.

2.1.2.8. Documentazione da presentare prima del rilascio dell'autorizzazione.

- a) polizza di fideiussione bancaria e/o assicurativa irrevocabile ed escutibile a prima richiesta, di importo pari al costo dell'attività di dismissione dell'impianto, smaltimento dei rifiuti in discarica e ripristino dello stato originario dei luoghi, di durata pari alla vita utile dell'impianto medesimo, svincolabile solo a seguito di autorizzazione della Regione, sottoscritta con firma autenticata e completa di attestazione dei poteri di firma dei contraenti; tale cauzione è rivalutata sulla base del tasso di inflazione programmata ogni 5 anni;
- b) quadro economico finanziario asseverato da un istituto bancario o da un intermediario finanziario iscritto nell'elenco speciale di cui all'articolo 107 del testo unico delle leggi in materia bancaria o creditizia emanato con decreto legislativo 1 settembre 1993, n. 385 come da ultimo modificato dalla lettera m) del comma 1 dell'articolo 1 del decreto legge 27 dicembre 2006, n. 297, come modificata dalla legge di conversione, che ne attesti la congruità;
- c) dichiarazione resa da un istituto bancario che attesti che il soggetto proponente l'impianto disponga di risorse finanziarie ovvero di linee di credito proporzionate all'investimento per la realizzazione dell'impianto;
- d) progetto definitivo aggiornato con le modifiche richieste nel corso del procedimento unico.

2.1.2.9. Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03.

Il procedimento unico si svolge tramite conferenza di servizi, nell'ambito della quale confluiscono tutti gli apporti amministrativi necessari per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili. Resta ferma l'applicabilità dell'articolo 14 bis della legge 241 del 1990 in materia di conferenza di servizi preliminare.

Nel rispetto del principio di non aggravamento del procedimento di cui all'articolo 1, comma 2 della legge 241 del 1990, l'ulteriore documentazione o i chiarimenti ritenuti necessari per la valutazione dell'intervento sono richiesti, anche su impulso delle altre

amministrazioni interessate, dall'Amministrazione precedente in un'unica soluzione ed entro 90 giorni dall'avvio del procedimento. Se il proponente non fornisce la documentazione integrativa entro i successivi 30 giorni, salvo proroga per un massimo di ulteriori 30 giorni concessa a fronte di comprovate esigenze tecniche, si procede all'esame del provvedimento sulla base degli elementi disponibili. Resta ferma l'applicabilità dell'articolo 10 bis della legge 241 del 1990.

Le amministrazioni competenti determinano in sede di riunione di conferenza di servizi eventuali misure di compensazione, di carattere ambientale e territoriale a favore dei Comuni

2.2. Impianti fotovoltaici.

2.2.1. Definizioni.

Un impianto fotovoltaico è un impianto che sfrutta l'energia solare per produrre energia elettrica mediante conversione fotovoltaica.

L'obiettivo del Piano di sostenere e favorire lo sviluppo e la diffusione degli impianti fotovoltaici sul territorio lucano necessita di una serie di indirizzi volti a disciplinare la costruzione e gestione di tali impianti nell'ottica di promuovere realizzazioni di qualità che si integrino perfettamente nel territorio circostante, minimizzando gli impatti soprattutto visivi e di impegno territoriale che essi possono causare nell'ambiente.

A tal fine è stato condotto uno studio del territorio volto ad individuare le aree particolarmente vocate alla installazione di tali impianti per condizioni favorevoli di soleggiamento, assenza di vincoli ambientali, presenza di rete di collegamento, nonché assenza di attività agricole produttive e forestali.

Sono stati, inoltre, valutati i limiti principali allo sviluppo degli impianti fotovoltaici che risiedono innanzitutto nella occupazione del suolo e nell'alto costo degli impianti stessi e di conseguenza dell'energia elettrica prodotta.

Infine, sono state individuate le procedure autorizzative semplificate per gli impianti di microgenerazione al fine di promuovere lo sviluppo della generazione distribuita e dell'autoproduzione.

2.2.2. Procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti fotovoltaici di microgenerazione.

Gli impianti fotovoltaici sono classificati di "microgenerazione" se soddisfano una delle seguenti condizioni:

- a) Integrati (ai sensi del DM 19.2.2007);
- b) non integrati (ai sensi del DM 19.2.2007) con potenza nominale massima non superiore a 1.000 KWp;
- c) destinati a soddisfare il proprio fabbisogno energetico (classificati per autoproduzione ai sensi dell'art.2 del D.Lgs.79/99);

Per la costruzione, la manutenzione straordinaria ed il rifacimento di tali tipi di impianti, si applica la disciplina della denuncia di inizio attività (D.I.A.) di cui agli articoli 22 e 23 del Testo Unico di cui al Decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, e sue successive modificazioni.

Sono soggette a DIA anche tutte le opere di rifacimento realizzate su sugli impianti fotovoltaici esistenti che non comportino variazioni nelle dimensioni fisiche degli apparecchi, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi.

Per la costruzione degli impianti di cui alla lettera a), se aderenti o integrati nei tetti degli edifici residenziali, con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda ed i cui componenti non alterino la sagoma degli edifici stessi è sufficiente la semplice comunicazione ai sensi all'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, nel rispetto delle condizioni ivi previste e fatti salvi i casi di cui all'articolo 3, comma 3, lettera a), del decreto legislativo 19 agosto 2005.

Il progetto di impianti fotovoltaici non integrati per la produzione di energia elettrica di micro generazione di potenza superiore a 200 kW ed inferiore ad 1 MW ovunque ubicati,

proposti dallo stesso soggetto, sia esso persona fisica o giuridica, e/0 dallo stesso proprietario dei suoli di ubicazione dell'impianto possono essere costruiti ed eserciti in D.I.A. ai sensi degli artt. 22 e 23 del D.P.R. n.380 del 06/06/2001, a condizione che siano posti ad una distanza non inferiore a 500 metri in linea d'aria.

La D.I.A. deve essere presentata al Comune territorialmente competente e copia della stessa trasmessa all'Ufficio competente della Regione Basilicata allegando, nel caso di impianti di potenza nominale inferiori o uguali a 200 kWp in aggiunta a quanto previsto dal richiamato T.U., la seguente documentazione (L.R. n.31/2008):

- a) titolo di proprietà o disponibilità dell'area;
- b) copia della STMG (soluzione tecnica minima generale) rilasciata dalla società della rete utente ovvero dalla società titolare delle reti di trasmissione, che prevede la connessione dell'impianto;
- c) progetto definitivo dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili;
- d) progetto di gestione e manutenzione dell'impianto;
- e) progetto di dismissione dell'impianto che preveda, alla cessazione dell'attività produttiva, le modalità di rimozione della infrastruttura e di tutte le opere principali connesse, lo smaltimento del materiale dismesso ed il ripristino dello stato dei luoghi; il piano dovrà contenere le modalità e la stima dei costi delle operazioni di dismissione, di smaltimento e di ripristino dello stato dei luoghi;
- f) documentazione da cui risulti la disponibilità della superficie interessata dalla realizzazione dell'intero progetto;
- g) Studio d'Incidenza Ambientale, ai sensi del D.P.R. 357/1997, per tutti gli impianti che ricadono in una fascia pari a 500 metri, esterna ai siti SIC-ZPS;
- h) i dati e le planimetrie descrittivi del sito con localizzazione georeferenziata dell'impianto in coordinate piane GAUSS BOAGA – Roma 40 fuso est;
- i) eventuali assensi dovuti a specifiche norme di legge che interessano il sito oggetto di intervento:

Nel caso di impianti non integrati di potenza installata superiore a 200 KW, dovrà essere presentata in aggiunta, la seguente documentazione:

3. Impianti a biomasse.

- a) quadro economico finanziario asseverato da un istituto bancario o da un intermediario finanziario iscritto nell'elenco speciale di cui agli articoli 106 e 107 del testo unico delle leggi in materia bancaria o creditizia emanato con decreto legislativo 1 settembre 1993, n. 385 come da ultimo modificato dalla lettera m) del comma 1 dell'articolo 1 del decreto legge 27 dicembre 2006, n. 297, come modificata dalla legge di conversione, che ne attesti la congruità;
- b) dichiarazione resa da un istituto bancario che attesti che il soggetto proponente l'impianto disponga di idonee risorse finanziarie o patrimoniali ovvero che attesti la disponibilità ad attivare linee di credito proporzionate all'investimento per la realizzazione dell'impianto;

Tali impianti, ad eccezione dei sistemi integrati parzialmente o totalmente ai sensi del D.M. 19/02/07 e/o destinati all'autoconsumo, non possono essere realizzati:

- i. nei siti della Rete Natura 2000 (siti di importanza comunitaria – SIC, pSIC – e zone di protezione speciale – ZPS e pZPS) ai sensi delle direttive comunitarie 92/43/CEE del Consiglio del 21 maggio 1992, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche e 79/409/CEE del Consiglio, del 2 aprile 1979, concernente la conservazione degli uccelli selvatici;
- ii. nei parchi nazionali e regionali, esistenti o istituendi, ove non espressamente consentiti dai rispettivi regolamenti;
- iii. su terreni agricoli la cui estensione non superi 3 volte la superficie del generatore fotovoltaico (superficie captante dei pannelli); per soddisfare detta condizione è consentito l'asservimento anche di superficie non contigua, purchè ricadente nello stesso Comune ed appartenente al medesimo proprietario;
- iv. su terreni agricoli derivanti da azioni di frazionamento successive alla data dell'1/12/2008 ovvero su particelle di terreni agricoli confinanti;
- v. su terreni irrigui la cui estensione non superi 10 volte la superficie del generatore fotovoltaico.(superficie captante dei pannelli); per soddisfare detta condizione è consentito l'asservimento solo di particelle contigue che pertanto non potranno essere asservite ad altri impianti

Durante la fase di realizzazione dell'impianto, la titolarità dell' autorizzazione ottenuta con la procedura semplificata, può essere ceduta a terzi, purchè in possesso degli stessi

requisiti del cedente. A tal fine, il subentrante, per impianti fino a 200 kW mediante comunicazione al Comune ed alla Regione Basilicata, mentre per impianti con potenza superiore a 200 kW, mediante comunicazione al Comune e trasmissione alla Regione Basilicata di tutta la documentazione di cui alle lettere a) e b) già trasmessa dagli originari titolari.

Inoltre gli impianti non integrati e destinati all'autoconsumo possono essere realizzati, nelle aree di cui ai precedenti punti i ed ii, su terreni con superficie superiore a 10 volte quella del generatore fotovoltaico (superficie radiante dei pannelli); per soddisfare detta condizione è consentito l'asservimento solo di particelle contigue che pertanto non potranno essere asservite ad altri impianti.

I proprietari degli impianti fotovoltaici di microgenerazione sono tenuti a comunicare al Comune in cui l'impianto è ubicato, ed all'Ufficio regionale competente, la data di entrata in funzione ed in esercizio dell'impianto medesimo, nonché la data di cessazione definitiva dell'attività produttiva dell'impianto.

Alla fine della vita utile dell'impianto fotovoltaico di microgenerazione, il proprietario è tenuto a dismettere, a propria cura e spese, le opere e le componenti dell'impianto stesso.

2.2.3. Procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti fotovoltaici di grande generazione.

Si definiscono impianti di grande generazione gli impianti di potenza nominale superiore a 1.000 KWp.

Gli impianti di grande generazione devono possedere requisiti minimi di carattere ambientale, territoriale, tecnico e di sicurezza, propedeutici all'avvio dell'iter autorizzativo.

A tal fine sul territorio regionale sono stati individuati aree e siti non idonei alla installazione di tali impianti.

2.2.3.1. Aree e siti non idonei.

Sono aree che per effetto dell'eccezionale valore ambientale, paesaggistico, archeologico e storico o per effetto della pericolosità idrogeologica si ritiene necessario preservare.

Ricadono in questa categoria:

1. Le Riserve Naturali regionali e statali;
2. Le aree SIC e pSIC
3. Le aree ZPS e pZPS;
4. Le Oasi WWF;
5. I siti archeologici e storico-monumentali con fascia di rispetto di 300 m;
6. Le aree comprese nei Piani Paesistici di Area vasta soggette a vincolo di conservazione A1 e A2;
7. Tutte le aree boscate;
8. Aree boscate ed a pascolo percorse da incendio da meno di 10 anni dalla data di presentazione dell'istanza di autorizzazione;
9. Le fasce costiere per una profondità di 1.000m;
10. Le aree fluviali, umide, lacuali e dighe artificiali con fascia di rispetto di 150 m dalle sponde (ex D.lgs n.42/2004) ed in ogni caso compatibile con le previsioni dei Piani di Stralcio per l'Assetto Idrogeologico;
11. I centri urbani. A tal fine è necessario considerare la zona all'interno del limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99.
12. Aree dei Parchi Regionali esistenti, ove non espressamente consentiti dai rispettivi regolamenti;
13. Aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a verifica di ammissibilità;
14. Aree sopra i 1200 metri di altitudine dal livello del mare;
15. Aree di crinale individuati dai Piani Paesistici di Area Vasta come elementi lineari di valore elevato;
16. Su terreni agricoli irrigui con colture intensive quali uliveti, agrumeti o altri alberi da frutto e quelle investite da colture di pregio (quali ad esempio le DOC, DOP, IGT, IGP, ecc.);
17. aree dei Piani Paesistici soggette a trasformabilità condizionata o ordinaria.

2.2.3.2. Aree e siti idonei.

Ricadono in questa categoria tutte le aree e i siti che non rientrano nella categoria precedente.

In queste aree un progetto di impianto fotovoltaico deve soddisfare i seguenti requisiti tecnici, propedeutici all'avvio dell'iter autorizzativo.

2.2.3.3. Requisiti tecnici minimi.

Il progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico di grande generazione deve soddisfare i seguenti requisiti:

1. Potenza massima dell'impianto non superiore a 10MW (la potenza massima dell'impianto potrà essere raddoppiata qualora i progetti comprendano interventi a supporto dello sviluppo locale, commisurati all'entità del progetto, ed in grado di concorrere, nel loro complesso, agli obiettivi del PIEAR. La Giunta regionale, al riguardo, provvederà a definire le tipologie, le condizioni, la congruità e le modalità di valutazione e attuazione degli interventi di sviluppo locale;
2. Garanzia almeno ventennale relativa al decadimento prestazionale dei moduli fotovoltaici non superiore al 10% nell'arco dei 10 anni e non superiore al 20 % nei venti anni di vita;
3. Utilizzo di moduli fotovoltaici realizzati in data non anteriore a due anni rispetto alla data di installazione;
4. Irradiazione giornaliera media annua valutata in KWh/mq*giorno di sole sul piano dei moduli non inferiore a 4.

2.2.3.4. La progettazione.

Il progetto deve evidenziare gli elementi che possono determinare un impatto apprezzabile sull'ambiente, elencando ed analizzando le singole opere ed operazioni, distinguendo le varie fasi (fase di cantiere, fase di esercizio e di manutenzione, fase di dismissione). Inoltre dovrà contenere la descrizione dell'ambiente, l'analisi degli impatti, l'analisi delle alternative, le misure di mitigazione correlate alla componente naturalistica (fauna, flora ed ecosistema). Particolare attenzione dovrà essere dedicata a:

Impatto visivo e paesaggistico. Tra i vari impatti che la realizzazione di un impianto fotovoltaico determina, l'impatto visivo e paesaggistico è quello ritenuto, almeno da letteratura, il più rilevante e ciò per effetto di una serie di ragioni strettamente connesse alla localizzazione degli impianti e alle loro caratteristiche costruttive. Infatti gli impianti fotovoltaici, per sfruttare l'energia solare per produrre elettricità, devono essere posti in zone esposte al sole e quindi per lo più su aree libere, pianeggianti, prive di ombreggiamento ed esposte prevalentemente a sud. L'inserimento di una centrale fotovoltaica all'interno di un territorio non è però da vedersi come una intrusione visiva se inserita in un contesto ambientale marginale e poco visibile dagli insediamenti antropici. In tal senso si deve prestare molta attenzione alla progettazione della ubicazione dell'impianto e del posizionamento dei suoi singoli elementi realizzando uno studio di impatto sul territorio dal quale emerga come viene a modificarsi lo stesso a causa dell'inserimento dell'impianto fotovoltaico.

Impatto elettromagnetico. La presenza di un impianto fotovoltaico determina anche un impatto elettromagnetico sul territorio circostante. L'impatto elettromagnetico causato dagli impianti fotovoltaici è molto ridotto nei casi in cui il trasporto dell'energia prodotta avviene tramite l'utilizzo di linee di trasmissione esistenti. Diverso è il caso in cui le linee elettriche siano appositamente progettate e costruite. In ogni caso, a completamento dello Studio di Impatto Ambientale, dovrà essere allegata una tavola riassuntiva del tracciato e delle caratteristiche fisiche dell'elettrodotto ed una relazione tecnica specialistica di calcolo del campo elettrico e del campo di induzione magnetica (corredata dai rispettivi diagrammi) che metta in luce il rispetto dei limiti della Legge n. 36/2001 e dei relativi Decreti attuativi. Tale verifica di compatibilità elettromagnetica deve essere eseguita anche per le stazioni di disconnessione e le sottostazioni elettriche.

Nella redazione del progetto, inoltre, sarà opportuno :

- a) garantire il passaggio della piccola fauna al disotto della recinzione dell'impianto;
- b) assicurare una distanza minima longitudinale tra le file di pannelli tale da consentire il transito di mezzi e persone per la gestione e manutenzione dell'impianto;
- c) ubicare l'impianto il più vicino possibile al punto di connessione alla rete di conferimento dell'energia in modo tale da ridurre la lunghezza degli elettrodotti di collegamento.

- d) contenere gli sbancamenti ed i riporti di terreno il più possibile ed necessario inoltre, prevedere per le opere di contenimento e ripristino l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica;
- e) privilegiare le strade esistenti per l'individuazione delle aree di cantiere e dei percorsi da utilizzare per il trasporto dei materiali;
- f) nel caso sia indispensabile realizzare nuovi tratti stradali per garantire l'accesso al sito, dovranno preferirsi soluzioni che consentano il ripristino dei luoghi una volta realizzato l'impianto; in particolare: piste in terra o a bassa densità di impermeabilizzazione aderenti all'andamento del terreno.

2.2.3.5. Fase di costruzione.

In questa fase, dovranno essere adottati gli accorgimenti tecnici necessari a:

- a) assicurare che la presenza del cantiere non precluda l'esercizio delle attività agricole dei fondi confinanti e la continuità della viabilità esistente;
- b) ridurre la dispersione di polveri sia nel sito che nelle aree circostanti;
- c) assicurare il corretto smaltimento delle acque meteoriche cadute sull'area di cantiere;
- d) Assicurare il ripristino morfologico, la stabilizzazione e l'inerbimento di tutte le aree soggette a movimenti di terra ed il ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

2.2.3.6. Fase di esercizio.

- a) Obbligo di revamping (revisione importante delle caratteristiche costruttive e funzionali dell'impianto) o di dismissione in caso di mancato funzionamento dell'impianto per due anni consecutivi;
- b) Obbligo di revamping dell'impianto qualora lo stesso produca per tre anni consecutivi, al netto del periodo di collaudo, una quantità di energia minore o uguale all'80% di quella prevista in fase progettuale, se tale riduzione non è imputabile a fattori certificati e non imputabili al gestore dell'impianto.

2.2.3.7. Fase di dismissione.

La dismissione dell'impianto, , nel rispetto del progetto approvato e della normativa vigente, dovrà prevedere in ogni caso:

- a) la rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero;
- b) la completa rimozione delle linee elettriche e degli apparati elettrici e meccanici della sottostazione conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore;
- c) il ripristino dello stato preesistente dei luoghi, nel caso di impianti superiore ad 1 MW, mediante la rimozione, ove tecnicamente possibile, delle opere interrato, il rimodellamento del terreno allo stato originario e la ricostituzione della coltura vegetale;
- d) la comunicazione agli Uffici regionali competenti la conclusione delle operazioni di dismissione dell'impianto.

2.2.3.8. Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione.

Nella domanda di autorizzazione unica ai sensi del D.Lgs. 387/2003 deve essere inclusa:

- a) copia della STMG (soluzione tecnica minima generale) esplicitamente accettata in via definitiva dal proponente;
- b) progetto definitivo dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili;
- c) relazione tecnica descrittiva dell'intervento riportante anche:
 - i dati generali del proponente;
 - la descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata;
 - la descrizione di tutte le fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell'impianto;
 - un'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale;

3. Impianti a biomasse.

- d) progetto di dismissione dell'impianto contenente le modalità e la stima dei costi delle operazioni di dismissione, di smaltimento e di ripristino dello stato dei luoghi;
- e) impegno alla presentazione, prima del rilascio dell'autorizzazione, di una polizza di fideiussione bancaria e/o assicurativa irrevocabile ed escutibile a prima richiesta, di importo pari al costo dell'attività di dismissione dell'impianto, smaltimento dei rifiuti in discarica e ripristino dello stato originario dei luoghi, di durata pari alla vita utile dell'impianto medesimo, svincolabile solo a seguito di autorizzazione della Regione, sottoscritta con firma autenticata e completa di attestazione dei poteri di firma dei contraenti; tale cauzione è rivalutata sulla base del tasso di inflazione programmata ogni 5 anni;
- f) documentazione da cui risulti la disponibilità dell'area interessata dalla realizzazione dell'intero progetto, ovvero, nel caso in cui sia necessaria la procedura di esproprio, la richiesta di dichiarazione di pubblica utilità dei lavori e delle opere e di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio corredata dalla documentazione riportante l'estensione, i confini ed i dati catastali delle aree interessate; tale documentazione è aggiornata a cura del proponente nel caso il progetto subisca modifiche durante la fase istruttoria;
- g) dichiarazione, resa ai sensi degli artt. 46 (come modificato dall'art. 49 del T.U. di cui al DPR 14.11.2002 n°313) e 47 del T.U. delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di documentazione amministrativa, emanato con DPR 28.12.2000 n° 445, di disporre delle risorse finanziarie necessarie alla compiuta realizzazione dell'opera;
- h) piano particellare di esproprio con l'indicazione delle ditte catastali, delle superfici interessate dall'impianto e loro classificazione;
- i) elenco delle norme e dei soggetti competenti al rilascio degli assensi occorrenti per la realizzazione dell'opera e l'ottenimento dell'autorizzazione, nonché la documentazione comprovante l'esistenza di eventuali vincoli cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto e delle opere connesse;
- j) certificazione urbanistica rilasciata dal/dai comuni interessati con indicazione dei vincoli cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture necessaria; ove prescritta, documentazione prevista dalla LR 47/98 e d.lgs. 4/2008 per la verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale ovvero per la valutazione di impatto ambientale e la valutazione di incidenza;

- k) Certificato camerale o documentazione attestante i requisiti soggettivi così come previsti dalla legislazione vigente per le imprese industriali e commerciali, espressamente finalizzati, come scopo sociale, alla realizzazione ed alla gestione di impianti di produzione di energia elettrica;
- l) i dati e le planimetrie descrittivi del sito con localizzazione georeferenziata dell'impianto in coordinate piane GAUSS BOAGA – Roma 40 fuso est;
- m) Studio d'Incidenza Ambientale, ai sensi del D.P.R. 357/1997, per tutti gli impianti che ricadono in una fascia pari a 500 metri, esterna al perimetro delle aree SIC-ZPS, pSIC e pZPS;
- n) ricevuta di pagamento degli oneri istruttori, ove previsti;
- o) progetto di sviluppo locale nel caso di impianti collegati alla rete in alta tensione. Tale progetto dovrà essere presentato anche nel caso l'impianto venga realizzato nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale;
- p) Certificazione comprovante il decadimento prestazionale dei moduli fotovoltaici non superiore al 10% nell'arco dei 10 anni e non superiore al 20 % nei venti anni di vita;
- q) Certificazione comprovante la costruzione dei moduli fotovoltaici di data non anteriore a due anni rispetto alla data di installazione.

L'istanza è inoltre corredata della specifica documentazione eventualmente richiesta dalle normative di settore di volta in volta rilevanti per l'ottenimento di autorizzazioni, concessioni, nulla osta o atti di assenso comunque denominati che confluiscono nel procedimento unico.

Qualora l'impianto e le opere connesse interessino il territorio di altre Regioni o di più Province da essa delegate, la richiesta di autorizzazione dovrà essere inoltrata all'ente nel cui territorio è installato l'impianto. L'ente in tal modo individuato provvede allo svolgimento del procedimento, cui partecipano gli altri enti interessati.

2.2.3.9. Documentazione da presentare prima del rilascio dell'autorizzazione.

- a) polizza di fideiussione bancaria e/o assicurativa irrevocabile ed escutibile a prima richiesta, di importo pari al costo dell'attività di dismissione dell'impianto, smaltimento dei rifiuti in discarica e ripristino dello stato originario dei luoghi, di

durata pari alla vita utile dell'impianto medesimo, svincolabile solo a seguito di autorizzazione della Regione, sottoscritta con firma autenticata e completa di attestazione dei poteri di firma dei contraenti; tale cauzione è rivalutata sulla base del tasso di inflazione programmata ogni 5 anni.

- b) quadro economico finanziario asseverato da un istituto bancario o da un intermediario finanziario iscritto nell'elenco speciale di cui all'articolo 107 del testo unico delle leggi in materia bancaria o creditizia emanato con decreto legislativo 1 settembre 1993, n. 385 come da ultimo modificato dalla lettera m) del comma 1 dell'articolo 1 del decreto legge 27 dicembre 2006, n. 297, come modificata dalla legge di conversione, che ne attesti la congruità;
- c) dichiarazione resa da un istituto bancario che attesti che il soggetto proponente l'impianto disponga di risorse finanziarie ovvero di linee di credito proporzionate all'investimento per la realizzazione dell'impianto;
- d) progetto definitivo aggiornato con le modifiche richieste nel corso del procedimento unico.

2.2.3.10. Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03.

Il procedimento unico si svolge tramite conferenza di servizi, nell'ambito della quale confluiscono tutti gli apporti amministrativi necessari per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili. Resta ferma l'applicabilità dell'articolo 14 bis della legge 241 del 1990 in materia di conferenza di servizi preliminare.

Nel rispetto del principio di non aggravamento del procedimento di cui all'articolo 1, comma 2 della legge 241 del 1990, l'ulteriore documentazione o i chiarimenti ritenuti necessari per la valutazione dell'intervento sono richiesti, anche su impulso delle altre amministrazioni interessate, dall'Amministrazione procedente in un'unica soluzione ed entro 90 giorni dall'avvio del procedimento. Se il proponente non fornisce la documentazione integrativa entro i successivi 30 giorni, salvo proroga per un massimo di ulteriori 30 giorni concessa a fronte di comprovate esigenze tecniche, si procede all'esame del provvedimento sulla base degli elementi disponibili. Resta ferma l'applicabilità dell'articolo 10 bis della legge 241 del 1990.

Le amministrazioni competenti determinano in sede di riunione di conferenza di servizi eventuali misure di compensazione, di carattere ambientale e territoriale a favore dei Comuni.

3. IMPIANTI A BIOMASSE.

3.1. Definizioni.

Con il termine biomassa s'intende "La parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura, (comprendente sostanze vegetali ed animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani" (D.lgs. n.387/2003, art. 2 comma 1 punto a).

Le principali tipologie di biomasse utilizzabili a fini energetici sono:

- Prodotti derivanti da colture energetiche dedicate, erbacee o arboree (es. colture per biocarburanti, Short Rotation Forestry);
- Residui dell'attività agricola e forestale (es. paglia, legna da ardere, reflui zootecnici per biogas, altri prodotti ligno-cellulosici);
- Residui dell'attività industriale, agroindustriale, civile (es. scarti di industrie di trasformazione del legno, sansa di oliva, frazione organica dei rifiuti solidi urbani).
Per gli impianti di potenza installata non superiore a 500 KW potranno essere utilizzati anche oli vegetali non rettificati.

In particolare, il D. M. 401/99, art. 1 comma 3, definisce come biomasse:

- La legna da ardere;
- Altri prodotti e residui lignocellulosici puri;
- Sottoprodotti di coltivazioni agricole, ittiche e di trasformazione agro - industriale;
- Colture agricole e forestali dedicate;
- Liquami e reflui zootenici ed acquicoli.

E' esclusa in ogni caso la trasformazione di qualsiasi impianto di produzione di energia alimentato da biomasse in impianto alimentato da RSU o CdR.

Le possibili applicazioni delle biomasse come fonte di approvvigionamento energetico sono innumerevoli, ma tutte sfruttano la conversione dell'energia immagazzinata all'interno

dei legami chimici che compongono la sostanza organica. I processi di conversione della biomassa sono classificati all'interno di due tipologie principali: processi termochimici (combustione, pirolisi e gassificazione) e processi biochimici (digestione, fermentazione) (ASTER – Agenzia per lo Sviluppo Tecnologico dell'Emilia Romagna, 2001). La scelta del processo di conversione più idoneo dipende sia dal contenuto di umidità della biomassa che dal rapporto carbonio/azoto (Area Science Park, 2006).

Generalmente le biomasse sono classificate in liquide o solide ed umide o secche: le biomasse con un contenuto elevato di umidità sono destinate prevalentemente alla digestione anaerobica, pirolisi o alla produzione di biocarburanti (attraverso processi biochimici o di estrazione meccanica). Al contrario, invece, per le biomasse secche sono da preferirsi processi di conversione termochimici – combustione, massificazione e gassificazione (International Energy Agency, 2007).

L'energia derivante dalla degradazione della sostanza organica può essere utilizzata direttamente sotto forma di calore per il riscaldamento di utenze civili o industriali, ovvero convertita in energia elettrica. Inoltre, è possibile implementare sistemi di produzione combinata di energia elettrica e calore (cogenerazione), integrando eventualmente anche sistemi di refrigerazione (trigenerazione). Nel caso dei biocarburanti, l'energia termica può essere convertita in energia meccanica per autotrazione.

3.2. Principi generali.

Il potenziale del territorio lucano, relativamente allo sfruttamento delle biomasse, può costituire un valido supporto al conseguimento degli obiettivi di incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili; è in ogni caso necessario definire linee guida per la localizzazione, la realizzazione e l'esercizio di impianti alimentati da biomasse, ispirate ai seguenti principi generali:

1. **Bilancio energetico della filiera.** Lo sfruttamento energetico delle biomasse deve tendere alla massimizzazione del bilancio energetico medio dell'intera filiera. In altre parole l'energia in uscita dal processo di conversione delle biomasse deve essere superiore all'energia investita, secondo una gestione di filiera che punti ad una razionalizzazione ed una riduzione dell'apporto dei fattori produttivi, anche nell'ottica del principio di condizionalità sancito dalla Politica Agricola Comune (PAC).

2. **Efficienza.** L'implementazione di sistemi di produzione di energia deve garantire la massima efficienza nella conversione energetica delle biomasse. In questo senso gli impianti di cogenerazione dimensionati sulla base del fabbisogno di calore assumono un peso prioritario nell'ambito della promozione dell'energia da biomasse, rispetto ad impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica o di impianti di cogenerazione dimensionati in funzione del fabbisogno di energia elettrica.
3. **Competizione con impieghi alternativi.** Deve essere valutata l'esistenza di possibili impieghi alternativi della biomassa che s'intende utilizzare a fini energetici, che potrebbero inficiare sulla sostenibilità dell'impianto. La scelta del tipo di biomassa, nonché del processo di trasformazione, deve essere effettuata in modo da evitare l'instaurarsi di possibili fenomeni di competizione con altre destinazioni d'uso del suolo. E' il caso, ad esempio, delle colture erbacee dedicate alla produzione di biocarburanti, che potrebbero dare origine a fenomeni di competizione per l'uso del suolo con le tradizionali colture alimentari.
4. **Equità e sviluppo.** Lo sfruttamento delle biomasse a fini energetici, grazie all'elevata dispersione delle stesse sul territorio, deve tendere ad uno sviluppo multi settoriale delle aree marginali ed interne, limitando il più possibile lo spopolamento e creando i presupposti per un adeguato presidio dell'intero territorio ed il rilancio dell'economia rurale.

3.3. Requisiti tecnici minimi.

Il progetto per la realizzazione di un impianto a biomasse deve soddisfare i seguenti requisiti tecnici minimi, necessari per poter avviare l'iter autorizzativo:

1. **Gestione sostenibile del bacino di approvvigionamento.** Lo sfruttamento delle biomasse a fini energetici deve garantire la continuità, nel lungo periodo, della disponibilità di materia prima. Pertanto, è necessario che il progetto sia corredato da un piano di gestione del bacino di approvvigionamento che dimostri la compatibilità dell'intervento con la rinnovabilità delle risorse utilizzate dall'impianto per la durata della sua vita utile (es. piani di taglio, piani di potatura, piani di raccolta ed eventuali rotazioni colturali, ecc.). Nel caso di sfruttamento delle

3. Impianti a biomasse.

biomasse di origine forestale, il bacino di approvvigionamento deve essere preferibilmente dotato di un piano di assestamento e gestito secondo criteri di sostenibilità certificati dal rispetto di standard internazionali (es. FSC, PEFC).

2. **Filiera corta.** Il funzionamento degli impianti di conversione energetica deve essere garantito da biomasse ottenute nell'ambito di attività agricole, forestali o industriali condotte entro un raggio di 70 km dall'impianto (secondo la definizione di filiera corta espressa dall'art.1 comma 382 della Legge n.296/2006, così come modificato dall'art.26 comma 4bis della Legge 222/2007). E' consentito l'impiego di oli vegetali per alimentare impianti destinati all'autoproduzione o alla sostituzione di impianti alimentati precedentemente da fonti fossili, nonché impianti destinati prevalentemente alla produzione di biocombustibili, e impianti per i quali sia stata già ottenuta da parte del GSE la qualifica IAFR, sia stata prodotta la domanda di autorizzazione unica regionale ai sensi del D.Lgs. 387/2003 ed il relativo procedimento non sia stato ancora concluso.

3.4. Procedure per la realizzazione e l'esercizio degli impianti a biomasse.

3.4.1. Impianti di generazione e cogenerazione di piccola taglia.

Ai fini del presente Piano, si definiscono impianti di generazione (elettrica o termica) e cogenerazione di piccola taglia a biomassa, gli impianti aventi potenza elettrica installata non superiore a 999 kW_e. e potenza termica installata non superiore a 3000kW_t.

Per questa categoria di impianti si applica la disciplina di inizio attività (DIA) di cui agli articoli 22 e 23 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, e sue successive modificazioni. La DIA deve essere presentata al Comune territorialmente competente nonché alla Regione Basilicata allegando, in aggiunta a quanto previsto dal richiamato T.U., la seguente documentazione:

3. Impianti a biomasse.

- a) Titolo di proprietà o disponibilità dell'area;
- b) Copia della STMG (soluzione tecnica minima generale) rilasciata dalla società della rete utente, che prevede la connessione dell'impianto;
- c) Progetto definitivo dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili;
- d) Progetto di gestione e manutenzione dell'impianto;
- e) Progetto relativo alla gestione del bacino di approvvigionamento;
- f) Progetto di dismissione dell'impianto che preveda, alla cessazione dell'attività produttiva, le modalità di rimozione della infrastruttura e di tutte le opere principali connesse, lo smaltimento del materiale dismesso ed il ripristino dello stato dei luoghi; il piano dovrà contenere le modalità e la stima dei costi delle operazioni di dismissione, di smaltimento e di ripristino dello stato dei luoghi;
- g) documentazione da cui risulti la disponibilità della superficie interessata dalla realizzazione dell'intero progetto;
- h) Studio d'Incidenza Ambientale, ai sensi del D.P.R. 357/1997, per tutti gli impianti che ricadono in una fascia pari a 1000 metri, esterna ai siti SIC-ZPS;
- i) I dati e le planimetrie descrittivi del sito con localizzazione georeferenziata dell'impianto in coordinate piane GAUSS BOAGA – Roma 40 fuso est;
- j) Eventuali assensi dovuti a specifiche norme di legge che interessano il sito oggetto di intervento.

Nel caso di impianti di potenza elettrica nominale superiore a 200 KW_e e 1.200 kW_t:

- k) Quadro economico finanziario asseverato da un istituto bancario o da un intermediario finanziario iscritto nell'elenco speciale di cui agli articoli 106 e 107 del testo unico delle leggi in materia bancaria o creditizia emanato con decreto legislativo 1 settembre 1993, n. 385 come da ultimo modificato dalla lettera m) del comma 1 dell'articolo 1 del decreto legge 27 dicembre 2006, n. 297, come modificata dalla legge di conversione, che ne attesti la congruità;
- l) Dichiarazione resa da un istituto bancario che attesti che il soggetto proponente l'impianto disponga di idonee risorse finanziarie o patrimoniali ovvero che attesti la disponibilità ad attivare linee di credito proporzionate all'investimento per la realizzazione dell'impianto;

Nel caso di impianti da realizzare nelle aziende agricole da parte degli imprenditori titolari, il cui approvvigionamento di biomasse avviene prevalentemente nell'azienda agricola

titolare dell'impianto, la documentazione di cui alle precedenti lettere e, k, l, non è necessaria.

I proprietari degli impianti rientranti all'interno di questa categoria sono tenuti a comunicare al Comune di ubicazione dell'impianto ed alla Regione Basilicata la data di entrata in esercizio dell'impianto medesimo, nonché la data di cessazione definitiva delle attività dell'impianto. Alla fine della vita utile dell'impianto, il proprietario è tenuto a dismettere, a propria cura e spese, le opere e le componenti dell'impianto stesso provvedendo al ripristino dello stato dei luoghi.

Durante la fase di realizzazione dell'impianto, la titolarità dell' autorizzazione ottenuta con la procedura semplificata, può essere ceduta a terzi, purchè in possesso degli stessi requisiti del cedente. A tal fine, il subentrante deve presentare al comune interessato adeguata documentazione che comprovi il possesso degli stessi requisiti del cedente. Il comune interessato, entro i successivi 30 giorni, ha la facoltà di verificare il possesso o meno di detti requisiti.

Gli impianti alimentati anche parzialmente da rifiuti sono comunque soggetti ad autorizzazione unica.

3.4.2. Impianti di generazione e cogenerazione di grossa taglia.

Ai fini del presente Piano, vengono definiti impianti di generazione (elettrica o termica) e cogenerazione di grossa taglia, quelli di potenza elettrica installata superiore a 999kW_e e potenza termica installata superiore 3000kW_t

La costruzione e l'esercizio di tali impianti, sono soggetti ad autorizzazione unica, secondo le disposizioni dell'art.12 del D.lgs. 387/2003.

Le disposizioni di cui all'art. 12, commi 1,2,3,4,6, del D.lgs 387/2003 si applicano alla costruzione ed esercizio di centrali ibride, inclusi gli impianti di co-combustione e gli impianti alimentati anche parzialmente da rifiuti, di potenza termica inferiore a 300 MW, qualora il produttore fornisca documentazione atta a dimostrare che la producibilità imputabile all'art. 2, comma 1 lettera g) del medesimo D.lgs 387/2003, per il quinquennio

successivo alla data prevista di entrata in esercizio dell'impianto sia superiore al 50% della producibilità complessiva di energia elettrica della centrale.

3.4.2.1. La progettazione.

Il progetto definitivo dell'impianto e delle opere connesse, oltre alla documentazione di base prevista dalla vigente normativa, deve inoltre contenere:

1. Studio del bacino di approvvigionamento della biomassa e della localizzazione dell'impianto e dei siti di stoccaggio.. Più in particolare, lo studio dovrà contenere:
 - a. Stima della biomassa potenziale (escludendo aree con particolari vincoli paesaggistici ed ambientali);
 - b. Stima della biomassa accessibile (quella economicamente sfruttabile);
 - c. Dimensionamento dell'impianto e dei siti di stoccaggio (in funzione del fabbisogno di calore);
 - d. Localizzazione impianto o siti di stoccaggio (in modo da ottimizzare il trasporto e, nel caso vi sia produzione di elettricità, per mantenersi il più possibile vicino alla rete di trasmissione o distribuzione elettrica);
 - e. Definizione del bacino di approvvigionamento (delimitazione dei confini);
 - f. Piano di gestione del bacino di approvvigionamento (piano dei tagli, piano di prelievo della biomassa, ecc.). La gestione deve avvenire nel rispetto delle buone pratiche agricole o di gestione delle risorse forestali, oltre che nel rispetto del più generale principio di multifunzionalità;
 - g. Analisi sulla fattibilità economica dell'impianto.
2. Piano di gestione e manutenzione dell'impianto e delle relative opere connesse, ivi incluse le modalità di trattamento e di conferimento dei materiali di risulta del processo produttivo, i soggetti addetti alla manutenzione, il crono-programma delle attività di manutenzione ordinarie e straordinarie;
3. Piano di dismissione dell'impianto, corredato dai costi di smaltimento e ripristino dello stato dei luoghi.

Nella redazione del progetto, inoltre, sarà opportuno :

- a) ubicare l'impianto il più vicino possibile al punto di connessione alla rete di conferimento dell'energia in modo tale da ridurre la lunghezza degli elettrodotti di collegamento.

3. Impianti a biomasse.

- b) contenere gli sbancamenti ed i riporti di terreno il più possibile ed necessario inoltre, prevedere per le opere di contenimento e ripristino l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica;
- c) privilegiare le strade esistenti per l'individuazione delle aree di cantiere e dei percorsi da utilizzare per il trasporto dei materiali;
- d) nel caso sia indispensabile realizzare nuovi tratti stradali per garantire l'accesso al sito, dovranno preferirsi soluzioni che consentano il ripristino dei luoghi una volta realizzato l'impianto; in particolare: piste in terra o a bassa densità di impermeabilizzazione aderenti all'andamento del terreno;

Si evidenzia che la sostenibilità tecnica, ambientale, energetica ed economica dell'intero impianto deve essere dimostrata da studi ed analisi eseguite da tecnici abilitati e con le necessarie specifiche competenze.

Al fine di garantire una significativa riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera, rispetto all'impiego di sistemi di produzione convenzionali, è necessario predisporre un bilancio delle emissioni dell'intero bacino di approvvigionamento, ed indicare misure previste e finalizzate alla riduzione e/o alla captazione ed allo stoccaggio dell'anidride carbonica immessa in atmosfera.

3.4.2.2. Fase di costruzione.

In questa fase, dovranno essere adottati gli accorgimenti tecnici necessari a:

- a) assicurare che la presenza del cantiere non precluda l'esercizio delle attività agricole dei fondi confinanti e la continuità della viabilità esistente;
- b) ridurre la dispersione di polveri sia nel sito che nelle aree circostanti;
- c) assicurare il corretto smaltimento delle acque meteoriche cadute sull'area di cantiere;
- d) Assicurare il ripristino morfologico, la stabilizzazione e l'inerbimento di tutte le aree soggette a movimenti di terra ed il ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

3.4.2.3. Fase di dismissione.

La dismissione dell'impianto, nel rispetto del progetto approvato e della normativa vigente, dovrà prevedere in ogni caso:

- a) la rimozione dell'impianto in tutte le sue componenti conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero;
- b) la completa rimozione delle linee elettriche e degli apparati elettrici e meccanici della sottostazione conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore;
- c) il ripristino dello stato preesistente dei luoghi mediante la rimozione, ove tecnicamente possibile, delle opere interrato, il rimodellamento del terreno allo stato originario e la ricostituzione della coltre vegetale; la comunicazione agli Uffici regionali competenti la conclusione delle operazioni di dismissione dell'impianto.

3.4.2.4. Fase di esercizio.

1. Obbligo di revamping (revisione importante delle caratteristiche costruttive e funzionali dell'impianto, ad esempio sostituzione della turbina, riprogrammazione del sistema di gestione della macchina, ecc.) o di dismissione nel caso di mancato funzionamento dell'impianto per due anni consecutivi.
2. Obbligo di revamping dell'impianto qualora lo stesso produca per tre anni consecutivi, al netto del periodo di collaudo, una quantità di energia annua minore o uguale all'60% di quella prevista in fase progettuale.

3.4.2.5. Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione.

Nella domanda di autorizzazione unica ai sensi del D.Lgs. 387/2003 deve essere inclusa:

- a) copia della STMG (soluzione tecnica minima generale) esplicitamente accettata in via definitiva dal proponente;
- b) progetto definitivo dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili;
- c) relazione tecnica descrittiva dell'intervento riportante anche:
 - i dati generali del proponente;
 - la descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata;

3. Impianti a biomasse.

- la descrizione di tutte le fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell'impianto;
 - un'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale;
- d) progetto di dismissione dell'impianto contenente le modalità e la stima dei costi delle operazioni di dismissione, di smaltimento e di ripristino dello stato dei luoghi;
- e) impegno alla presentazione, prima del rilascio dell'autorizzazione, di una polizza di fidejussione bancaria e/o assicurativa irrevocabile ed escutibile a prima richiesta, di importo pari al costo dell'attività di dismissione dell'impianto, smaltimento dei rifiuti in discarica e ripristino dello stato originario dei luoghi, di durata pari alla vita utile dell'impianto medesimo, svincolabile solo a seguito di autorizzazione della Regione, sottoscritta con firma autenticata e completa di attestazione dei poteri di firma dei contraenti; tale cauzione è rivalutata sulla base del tasso di inflazione programmata ogni 5 anni;
- f) documentazione da cui risulti la disponibilità dell'area interessata dalla realizzazione dell'intero progetto, ovvero, nel caso in cui sia necessaria la procedura di esproprio, la richiesta di dichiarazione di pubblica utilità dei lavori e delle opere e di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio corredata dalla documentazione riportante l'estensione, i confini ed i dati catastali delle aree interessate; tale documentazione è aggiornata a cura del proponente nel caso il progetto subisca modifiche durante la fase istruttoria;
- g) dichiarazione, resa ai sensi degli artt. 46 (come modificato dall'art. 49 del T.U. di cui al DPR 14.11.2002 n°313) e 47 del T.U. delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di documentazione amministrativa, emanato con DPR 28.12.2000 n° 445, di disporre delle risorse finanziarie necessarie alla compiuta realizzazione dell'opera;
- h) piano particellare di esproprio con l'indicazione delle ditte catastali, delle superfici interessate dall'impianto e loro classificazione;
- i) elenco delle norme e dei soggetti competenti al rilascio degli assensi occorrenti per la realizzazione dell'opera e l'ottenimento dell'autorizzazione, nonché la documentazione comprovante l'esistenza di eventuali vincoli cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto e delle opere connesse;
- j) certificazione urbanistica rilasciata dal/dai comuni interessati con indicazione dei vincoli cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto, delle opere connesse e

delle infrastrutture necessaria; ove prescritta, documentazione prevista dalla LR 47/98 e d.lgs. 4/2008 per la verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale ovvero per la valutazione di impatto ambientale e la valutazione di incidenza;

- k) Certificato camerale o documentazione attestante i requisiti soggettivi così come previsti dalla legislazione vigente per le imprese industriali e commerciali, espressamente finalizzati, come scopo sociale, alla realizzazione ed alla gestione di impianti di produzione di energia elettrica;
- l) i dati e le planimetrie descrittivi del sito con localizzazione georeferenziata dell'impianto in coordinate piane GAUSS BOAGA – Roma 40 fuso est;
- m) Studio d'Incidenza Ambientale, ai sensi del D.P.R. 357/1997, per tutti gli impianti che ricadono in una fascia pari a 1.000 metri, esterna al perimetro delle aree SIC-ZPS, pSIC e pZPS;
- n) ricevuta di pagamento degli oneri istruttori, ove previsti;
- o) progetto di sviluppo locale nel caso di impianti collegati alla rete in alta tensione. Tale progetto dovrà essere presentato anche nel caso l'impianto venga realizzato nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale.

L'istanza è inoltre corredata della specifica documentazione eventualmente richiesta dalle normative di settore di volta in volta rilevanti per l'ottenimento di autorizzazioni, concessioni, nulla osta o atti di assenso comunque denominati che confluiscono nel procedimento unico.

Qualora l'impianto e le opere connesse interessino il territorio di altre Regioni o di più Province da essa delegate, la richiesta di autorizzazione dovrà essere inoltrata all'ente nel cui territorio è installato l'impianto. L'ente in tal modo individuato provvede allo svolgimento del procedimento, cui partecipano gli altri enti interessati.

3.4.2.6. Documentazione da presentare prima del rilascio dell'autorizzazione.

- a) Polizza di fideiussione bancaria e/o assicurativa irrevocabile ed escutibile a prima richiesta, di importo pari al costo dell'attività di dismissione dell'impianto, smaltimento dei rifiuti in discarica e ripristino dello stato originario dei luoghi, di

durata pari alla vita utile dell'impianto medesimo, svincolabile solo a seguito di autorizzazione della Regione, sottoscritta con firma autenticata e completa di attestazione dei poteri di firma dei contraenti; tale cauzione è rivalutata sulla base del tasso di inflazione programmata ogni 5 anni.

- b) quadro economico finanziario asseverato da un istituto bancario o da un intermediario finanziario iscritto nell'elenco speciale di cui all'articolo 107 del testo unico delle leggi in materia bancaria o creditizia emanato con decreto legislativo 1 settembre 1993, n. 385 come da ultimo modificato dalla lettera m) del comma 1 dell'articolo 1 del decreto legge 27 dicembre 2006, n. 297, come modificata dalla legge di conversione, che ne attesti la congruità;
- c) dichiarazione resa da un istituto bancario che attesti che il soggetto proponente l'impianto disponga di risorse finanziarie ovvero di linee di credito proporzionate all'investimento per la realizzazione dell'impianto;
- d) progetto definitivo aggiornato con le modifiche richieste nel corso del procedimento unico.

3.4.2.7. Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03.

Il procedimento unico si svolge tramite conferenza di servizi, nell'ambito della quale confluiscono tutti gli apporti amministrativi necessari per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili. Resta ferma l'applicabilità dell'articolo 14 bis della legge 241 del 1990 in materia di conferenza di servizi preliminare.

Nel rispetto del principio di non aggravamento del procedimento di cui all'articolo 1, comma 2 della legge 241 del 1990, l'ulteriore documentazione o i chiarimenti ritenuti necessari per la valutazione dell'intervento sono richiesti, anche su impulso delle altre amministrazioni interessate, dall'Amministrazione procedente in un'unica soluzione ed entro 90 giorni dall'avvio del procedimento. Se il proponente non fornisce la documentazione integrativa entro i successivi 30 giorni, salvo proroga per un massimo di ulteriori 30 giorni concessa a fronte di comprovate esigenze tecniche, si procede all'esame del provvedimento sulla base degli elementi disponibili. Resta ferma l'applicabilità dell'articolo 10 bis della legge 241 del 1990.

Appendice A.

Principi generali per la progettazione, la costruzione, l'esercizio e la dismissione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

3. Impianti a biomasse.

Le amministrazioni competenti determinano in sede di riunione di conferenza di servizi eventuali misure di compensazione, di carattere ambientale e territoriale a favore dei Comuni.

4. IMPIANTI IDROELETTRICI.

4.1. Definizioni.

Con l'espressione "centrale idroelettrica" si intende una serie di opere di ingegneria idraulica posizionate in una certa successione, accoppiate ad una serie di macchinari idonei allo scopo di ottenere la produzione di energia elettrica da masse di acqua in movimento.

Si indica con i termini "centrale idroelettrica a bacino" un impianto che prelevi acqua da un bacino per convogliarla in una condotta forzata fino ad una o più turbine utilizzate per produrre energia elettrica.

Con l'espressione "centrale idroelettrica ad acqua fluente" si intende un impianto che prelevi acqua da un corso idrico per convogliarla in una condotta forzata fino ad una o più turbine utilizzate per produrre energia elettrica.

Si indica con i termini "deflusso minimo vitale" o con la sigla "DMV" la portata minima istantanea, definita per ogni tronco omogeneo di un corso d'acqua, che garantisca la salvaguardia delle caratteristiche fisiche del corpo idrico e chimico-fisiche delle acque, nonché il mantenimento delle biocenosi tipiche delle condizioni naturali locali. Relativamente alle centrali idroelettriche, sono denominate "grandi derivazioni" le derivazioni di acque pubbliche che eccedano i seguenti limiti:

- per produzione di forza motrice: potenza nominale media annua 3.000 kW;
- per sollevamento a scopo di riqualificazione di energia: portata di prelievo 100 l/min.

In tutti gli altri casi si è in presenza di "piccole derivazioni".

4.2. Principi generali.

La realizzazione, l'esercizio e la dismissione delle centrali idroelettriche ad acqua fluente deve garantire:

- il rispetto del DMV, ai fini della tutela delle caratteristiche fisiche e chimiche del corso d'acqua utilizzato e della salvaguardia delle biocenosi tipiche delle condizioni naturali locali;
- la massima restituzione di acqua in rapporto agli obiettivi di qualità del corso d'acqua.

Le condotte forzate delle centrali idroelettriche devono:

- avere la minore estensione possibile, per ridurre al minimo l'impatto ambientale e l'uso del territorio;
- seguire possibilmente tracciati esistenti (strade, tratturi, sentieri, ecc.), per evitare ulteriori sventramenti e per facilitare le operazioni di gestione e manutenzione dell'impianto;
- evitare nei limiti del possibile l'attraversamento di corsi d'acqua, ai fini della tutela degli stessi;
- essere preferibilmente interrate, ai fini della salvaguardia del paesaggio.

La distanza della centrale idroelettrica dal punto di consegna dell'energia elettrica deve essere la minore possibile, per ridurre al minimo l'impatto ambientale e l'uso del territorio.

4.3. Requisiti tecnici minimi.

Le centrali idroelettriche a bacino devono garantire un numero di ore equivalenti di funzionamento non inferiore ad 8.000. Le centrali idroelettriche ad acqua fluente devono assicurare, invece, un numero di ore equivalenti di funzionamento non inferiore a 2.500.

4.4. Procedure per la realizzazione e l'esercizio delle centrali idroelettriche.

4.4.1. Centrali idroelettriche di piccola taglia.

Ai fini del presente Piano, si definiscono "centrali idroelettriche di piccola taglia" le centrali idroelettriche aventi una potenza elettrica installata non superiore a 250 kW.

Per questa categoria di impianti si applica la disciplina della denuncia di inizio attività (DIA) di cui agli artt. 22 e 23 del D.P.R. 380/01 e s.m. La DIA deve essere presentata al Comune territorialmente competente nonché alla Regione, allegando, in aggiunta a quanto previsto dal richiamato D.P.R., la seguente documentazione:

- a) copia della STMG (soluzione tecnica minima generale) rilasciata dalla società titolare della rete utente, ovvero dalla società titolare della rete di trasmissione, che prevede la connessione dell'impianto alla rete medesima;
- b) progetto definitivo dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili;
- c) piano di gestione e manutenzione dell'impianto e delle opere connesse, ivi incluse le modalità di trattamento e conferimento dei materiali di risulta del processo produttivo, i soggetti addetti alla manutenzione e il cronoprogramma delle attività di manutenzione ordinaria e straordinaria;
- d) studio del bacino imbrifero che dimostri la disponibilità idrica e la fattibilità dell'intervento;
- e) piano di dismissione dell'impianto e delle opere connesse, corredato dall'analisi dei costi di smaltimento dei componenti e ripristino dello stato originario dei luoghi;
- f) copia della concessione di derivazione di acque pubbliche ai sensi del R.D. 1775/33 e s.m.
- g) eventuali assensi dovuti a specifiche norme di legge che interessano il sito oggetto di intervento.

Qualora sia necessario acquisire concessioni di derivazioni ad uso idroelettrico, autorizzazioni ambientali, paesaggistiche, di tutela del patrimonio storico-artistico, della salute o della pubblica incolumità, le stesse sono acquisite e allegate alla DIA, salvo che il Comune provveda direttamente per gli atti di sua competenza.

Il proprietario dell'impianto è tenuto a comunicare al Comune interessato e alla Regione la data di entrata in esercizio e quella di cessazione definitiva delle attività dell'impianto medesimo. Al termine della vita utile dell'impianto, il proprietario è tenuto a dismettere, totalmente a proprio carico, le opere costituenti l'impianto stesso, provvedendo al ripristino dello stato originario dei luoghi e ad eseguire le misure di reinserimento e recupero ambientale previste nel piano di dismissione autorizzato.

Durante la fase di realizzazione dell'impianto, la titolarità dell' autorizzazione ottenuta con la procedura semplificata, può essere ceduta a terzi, purchè in possesso degli stessi requisiti del cedente. A tal fine, il subentrante deve presentare al comune interessato adeguata documentazione che comprovi il possesso degli stessi requisiti del cedente. Il comune interessato, entro i successivi 30 giorni, ha la facoltà di verificare il possesso o meno di detti requisiti.

4.4.2. Centrali idroelettriche di grossa taglia.

Ai fini del presente Piano, vengono definite "centrali idroelettriche di grossa taglia" le centrali idroelettriche di potenza elettrica installata superiore a 250 kW.

La realizzazione e l'esercizio di tali impianti sono soggetti all'autorizzazione unica di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387/03.

4.4.2.1. La progettazione.

Il progetto definitivo dell'impianto e delle opere connesse deve contenere anche:

- a) studio del bacino imbrifero che dimostri la disponibilità idrica e la fattibilità dell'intervento;
- b) analisi della fattibilità economica dell'intervento;
- c) piano di gestione e manutenzione dell'impianto e delle opere connesse, ivi incluse le modalità di trattamento e conferimento dei materiali di risulta del processo produttivo, i soggetti addetti alla manutenzione e il cronoprogramma delle attività di manutenzione ordinaria e straordinaria;
- d) piano di dismissione dell'impianto e delle opere connesse, corredato dall'analisi dei costi di smaltimento dei componenti e ripristino dello stato originario dei luoghi.

Nella redazione del progetto, inoltre, sarà opportuno :

- a) ubicare l'impianto il più vicino possibile al punto di connessione alla rete di conferimento dell'energia in modo tale da ridurre la lunghezza degli elettrodotti di collegamento.

4. Impianti idroelettrici.

- b) contenere gli sbancamenti ed i riporti di terreno il più possibile ed necessario inoltre, prevedere per le opere di contenimento e ripristino l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica;
- c) privilegiare le strade esistenti per l'individuazione delle aree di cantiere e dei percorsi da utilizzare per il trasporto dei materiali;
- d) nel caso sia indispensabile realizzare nuovi tratti stradali per garantire l'accesso al sito, dovranno preferirsi soluzioni che consentano il ripristino dei luoghi una volta realizzato l'impianto; in particolare: piste in terra o a bassa densità di impermeabilizzazione aderenti all'andamento del terreno;

Va evidenziato che la sostenibilità tecnica, ambientale, energetica ed economica dell'impianto deve essere dimostrata da studi ed analisi eseguite da tecnici abilitati e dotati delle necessarie competenze.

Dal punto di vista ambientale, il progetto deve contenere:

- a) una relazione che indichi la normativa ambientale cui è soggetta l'opera, anche in relazione ai piani e ai programmi vigenti, corredata dall'elenco delle amministrazioni titolate al rilascio degli assensi necessari per la realizzazione del progetto;
- b) la valutazione del Deflusso Minimo Vitale;
- c) una relazione sulle soluzioni alternative prese in considerazione;

4.4.2.2. La progettazione.

In questa fase, dovranno essere adottati gli accorgimenti tecnici necessari a:

- a) assicurare che la presenza del cantiere non precluda l'esercizio delle attività agricole dei fondi confinanti e la continuità della viabilità esistente;
- b) ridurre la dispersione di polveri sia nel sito che nelle aree circostanti;
- c) assicurare il corretto smaltimento delle acque meteoriche cadute sull'area di cantiere;
- d) Assicurare il ripristino morfologico, la stabilizzazione e l'inerbimento di tutte le aree soggette a movimenti di terra ed il ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

4.4.2.3. Fase di dismissione.

La dismissione dell'impianto, nel rispetto del progetto approvato e della normativa vigente, dovrà prevedere in ogni caso:

- a) la rimozione dell'impianto in tutte le sue componenti conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero;
- b) la completa rimozione delle linee elettriche e degli apparati elettrici e meccanici della sottostazione conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore;
- c) il ripristino dello stato preesistente dei luoghi mediante la rimozione, ove tecnicamente possibile, delle opere interrato, il rimodellamento del terreno allo stato originario e la ricostituzione della coltre vegetale; la comunicazione agli Uffici regionali competenti la conclusione delle operazioni di dismissione dell'impianto.

4.4.2.4. Fase di esercizio.

1. Obbligo di revamping (revisione importante delle caratteristiche costruttive e funzionali dell'impianto, ad esempio sostituzione della turbina, riprogrammazione del sistema di gestione della macchina, ecc.) o di dismissione nel caso di mancato funzionamento dell'impianto per due anni consecutivi.
2. Obbligo di revamping dell'impianto qualora lo stesso produca per tre anni consecutivi, al netto del periodo di collaudo, una quantità di energia annua minore o uguale all'60% di quella prevista in fase progettuale

4.4.2.5. Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione.

Nella domanda di autorizzazione unica ai sensi del D.Lgs. 387/2003 deve essere inclusa:

- a) copia della STMG (soluzione tecnica minima generale) esplicitamente accettata in via definitiva dal proponente;

4. Impianti idroelettrici.

- b) progetto definitivo dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili;
- c) relazione tecnica descrittiva dell'intervento riportante anche:
 - i dati generali del proponente;
 - la descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata;
 - la descrizione di tutte le fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell'impianto;
 - un'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale;
- d) progetto di dismissione dell'impianto contenente le modalità e la stima dei costi delle operazioni di dismissione, di smaltimento e di ripristino dello stato dei luoghi;
- e) impegno alla presentazione, prima del rilascio dell'autorizzazione, di una polizza di fidejussione bancaria e/o assicurativa irrevocabile ed escutibile a prima richiesta, di importo pari al costo dell'attività di dismissione dell'impianto, smaltimento dei rifiuti in discarica e ripristino dello stato originario dei luoghi, di durata pari alla vita utile dell'impianto medesimo, svincolabile solo a seguito di autorizzazione della Regione, sottoscritta con firma autenticata e completa di attestazione dei poteri di firma dei contraenti; tale cauzione è rivalutata sulla base del tasso di inflazione programmata ogni 5 anni;
- f) documentazione da cui risulti la disponibilità dell'area interessata dalla realizzazione dell'intero progetto, ovvero, nel caso in cui sia necessaria la procedura di esproprio, la richiesta di dichiarazione di pubblica utilità dei lavori e delle opere e di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio corredata dalla documentazione riportante l'estensione, i confini ed i dati catastali delle aree interessate; tale documentazione è aggiornata a cura del proponente nel caso il progetto subisca modifiche durante la fase istruttoria;
- g) dichiarazione, resa ai sensi degli artt. 46 (come modificato dall'art. 49 del T.U. di cui al DPR 14.11.2002 n°313) e 47 del T.U. delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di documentazione amministrativa, emanato con DPR 28.12.2000 n° 445, di disporre delle risorse finanziarie necessarie alla compiuta realizzazione dell'opera;
- h) piano particellare di esproprio con l'indicazione delle ditte catastali, delle superfici interessate dall'impianto e loro classificazione;

4. Impianti idroelettrici.

- i) elenco delle norme e dei soggetti competenti al rilascio degli assensi occorrenti per la realizzazione dell'opera e l'ottenimento dell'autorizzazione, nonché la documentazione comprovante l'esistenza di eventuali vincoli cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto e delle opere connesse;
- j) certificazione urbanistica rilasciata dal/dai comuni interessati con indicazione dei vincoli cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture necessaria; ove prescritta, documentazione prevista dalla LR 47/98 e d.lgs. 4/2008 per la verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale ovvero per la valutazione di impatto ambientale e la valutazione di incidenza;
- k) Certificato camerale o documentazione attestante i requisiti soggettivi così come previsti dalla legislazione vigente per le imprese industriali e commerciali, espressamente finalizzati, come scopo sociale, alla realizzazione ed alla gestione di impianti di produzione di energia elettrica;
- l) i dati e le planimetrie descrittivi del sito con localizzazione georeferenziata dell'impianto in coordinate piane GAUSS BOAGA – Roma 40 fuso est;
- m) Studio d'Incidenza Ambientale, ai sensi del D.P.R. 357/1997, per tutti gli impianti che ricadono in una fascia pari a 1.000 metri, esterna al perimetro delle aree SIC-ZPS, pSIC e pZPS;
- n) ricevuta di pagamento degli oneri istruttori, ove previsti;
- o) progetto di sviluppo locale nel caso di impianti collegati alla rete in alta tensione. Tale progetto dovrà essere presentato anche nel caso l'impianto venga realizzato nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale;
- p) Parere favorevole dell'Autorità di Bacino;
- q) Assenso preliminare dell'Ufficio regionale competente al rilascio della concessione alla derivazione della risorsa idrica necessaria al funzionamento dell'impianto.

L'istanza è inoltre corredata della specifica documentazione eventualmente richiesta dalle normative di settore di volta in volta rilevanti per l'ottenimento di autorizzazioni, concessioni, nulla osta o atti di assenso comunque denominati che confluiscono nel procedimento unico.

Qualora l'impianto e le opere connesse interessino il territorio di altre Regioni o di più Province da essa delegate, la richiesta di autorizzazione dovrà essere inoltrata all'ente nel cui territorio è installato l'impianto. L'ente in tal modo individuato provvede allo svolgimento del procedimento, cui partecipano gli altri enti interessati.

4.4.2.6. Documentazione da presentare prima del rilascio dell'autorizzazione.

- a) Polizza di fideiussione bancaria e/o assicurativa irrevocabile ed escutibile a prima richiesta, di importo pari al costo dell'attività di dismissione dell'impianto, smaltimento dei rifiuti in discarica e ripristino dello stato originario dei luoghi, di durata pari alla vita utile dell'impianto medesimo, svincolabile solo a seguito di autorizzazione della Regione, sottoscritta con firma autenticata e completa di attestazione dei poteri di firma dei contraenti; tale cauzione è rivalutata sulla base del tasso di inflazione programmata ogni 5 anni.
- b) quadro economico finanziario asseverato da un istituto bancario o da un intermediario finanziario iscritto nell'elenco speciale di cui all'articolo 107 del testo unico delle leggi in materia bancaria o creditizia emanato con decreto legislativo 1 settembre 1993, n. 385 come da ultimo modificato dalla lettera m) del comma 1 dell'articolo 1 del decreto legge 27 dicembre 2006, n. 297, come modificata dalla legge di conversione, che ne attesti la congruità;
- c) dichiarazione resa da un istituto bancario che attesti che il soggetto proponente l'impianto disponga di risorse finanziarie ovvero di linee di credito proporzionate all'investimento per la realizzazione dell'impianto;
- d) progetto definitivo aggiornato con le modifiche richieste nel corso del procedimento unico.

4.4.2.7. Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03.

Il procedimento unico si svolge tramite conferenza di servizi, nell'ambito della quale confluiscono tutti gli apporti amministrativi necessari per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili. Resta ferma

l'applicabilità dell'articolo 14 bis della legge 241 del 1990 in materia di conferenza di servizi preliminare.

Nel rispetto del principio di non aggravamento del procedimento di cui all'articolo 1, comma 2 della legge 241 del 1990, l'ulteriore documentazione o i chiarimenti ritenuti necessari per la valutazione dell'intervento sono richiesti, anche su impulso delle altre amministrazioni interessate, dall'Amministrazione procedente in un'unica soluzione ed entro 90 giorni dall'avvio del procedimento. Se il proponente non fornisce la documentazione integrativa entro i successivi 30 giorni, salvo proroga per un massimo di ulteriori 30 giorni concessa a fronte di comprovate esigenze tecniche, si procede all'esame del provvedimento sulla base degli elementi disponibili. Resta ferma l'applicabilità dell'articolo 10 bis della legge 241 del 1990.

Le amministrazioni competenti determinano in sede di riunione di conferenza di servizi eventuali misure di compensazione, di carattere ambientale e territoriale a favore dei Comuni.

5. REGIME NORMATIVO PER GLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI.

Fonte Energetica / Tipologia Impianto	Potenza (kW)	Regime Normativo
<p>EOLICO</p> <p>Singoli aerogeneratori con altezza complessiva non superiore a 1,5 metri e diametro non superiore ad un metro</p> <p>Impianti di piccola generazione con potenza fino ad 1 MW</p> <p>Impianti di grande generazione con potenza superiore ad 1 MW</p>	<p>-</p> <p>$P \leq 1000$</p> <p>$P > 1000$</p>	<p>COMUNICAZIONE</p> <p>DIA</p> <p>Procedura ai sensi dell'art.12 D.lgs 387/2003</p>
<p>SOLARE TERMODINAMICO</p> <p>Impianti con potenza non inferiore a 30 MW e non superiore a 60 MW</p>	<p>$30000 \leq P \leq 60000$</p>	<p>Procedura ai sensi dell'art.12 D.lgs 387/2003</p>
<p>SOLARE FOTOVOLTAICO</p> <p>Impianti integrati (ai sensi del DM 19.2.2007) se aderenti o integrati nei tetti degli edifici residenziali, con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda ed i cui componenti non alterino la sagoma degli edifici stessi</p> <p>Impianti integrati (ai sensi del DM 19.2.2007)</p> <p>Impianti non integrati (ai sensi del DM 19.2.2007) con potenza nominale massima non superiore a 1000 kW</p> <p>Impianti per autoproduzione ai sensi dell'art.2 del D.lgs 79/99</p> <p>Rifacimento di impianti fotovoltaici esistenti che non comportino variazioni nelle dimensioni fisiche degli apparecchi, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi.</p> <p>Impianti di grande generazione con potenza nominale superiore a 1000 kW</p>	<p>-</p> <p>-</p> <p>$P \leq 1000$</p> <p>-</p> <p>-</p> <p>$P > 1000$</p>	<p>COMUNICAZIONE</p> <p>DIA</p> <p>DIA</p> <p>DIA</p> <p>DIA</p> <p>Procedura ai sensi dell'art.12 D.lgs 387/2003</p>
<p>BIOMASSE</p> <p>Impianti di piccola taglia con potenza elettrica installata non superiore a 500 kW e potenza termica installata non superiore a 3000 kW</p> <p>Impianti di grossa taglia con potenza elettrica installata superiore a 500 kW e potenza termica installata superiore a 3000 kW</p>	<p>$0 \leq P_e \leq 500$ $0 \leq P_t \leq 3000$</p> <p>$P_e > 500$ $P_t > 3000$</p>	<p>DIA</p> <p>Procedura ai sensi dell'art.12 D.lgs 387/2003</p>
<p>IDROELETTRICO</p> <p>Centrali idroelettriche di piccola taglia con potenza</p>	<p>$0 \leq P \leq 250$</p>	<p>DIA</p>

Appendice A.

Principi generali per la progettazione, la costruzione, l'esercizio e la dismissione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

5. Regime normativo per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Fonte Energetica / Tipologia Impianto	Potenza (kW)	Regime Normativo
elettrica installata non superiore a 250 kW Centrali idroelettriche di grossa taglia con potenza elettrica installata superiore a 250 kW	P > 250	Procedura ai sensi dell'art.12 D.lgs 387/2003

**Piano di Indirizzo
Energetico Ambientale
Regionale**

APPENDICE B.

LA SEL.

La Società Energetica Lucana S.p.A. (in breve SEL) è nata nel mese di maggio 2008 con il conferimento di un capitale sociale di Euro 180.000,00 (in seguito elevato ad Euro 1.180.000,00) da parte del socio unico, la Regione Basilicata.

Con la costituzione e l'avvio operativo di SEL la Regione Basilicata ha inteso inaugurare una fase nuova, di evoluzione e di espansione, delle sue politiche di valorizzazione delle risorse naturali del suo territorio, con la volontà di disegnare uno spazio di iniziativa pubblica capace di fornire sollecitazioni ed *input* alle attività economiche e di incidere sullo stesso modello di sviluppo e sugli stili di consumo della società regionale, intervenendo in particolare nei c.d. "fallimenti del mercato" (inefficienza energetica, logiche di mera speculazione, asimmetrie informative, assenza o debolezza dell'innovazione, ecc.).

La *mission* istitutiva di SEL è la valorizzazione e la gestione delle risorse e gli *assets* strategici messi a disposizione dall'azionista sia per remunerare adeguatamente quest'ultimo sia per implementare azioni finalizzate alla creazione di esternalità positive per le comunità locali: cittadini, famiglie, imprese e istituzioni pubbliche.

Gestore della domanda pubblica di energia, grossista energetico, agente/promoter/partner di innovazione all'interno della strategia regionale di uno sviluppo energetico sostenibile, attore di programmi pluriennali di risparmio, di efficienza energetica e di produzione da rinnovabile: sono i lineamenti essenziali dell'identikit di SEL, che si riflettono nei progetti-obiettivo delineati nel presente Piano.

Il conseguimento degli obiettivi prefissati richiede un investimento complessivo di circa 300 Meuro. Tale investimento sarà realizzato sia utilizzando le risorse proprie di SEL (per il 40% circa), sia attraendo capitali e risorse private.

SEL prevede di chiudere esercizi in utile già a partire dal 2009. La progressiva realizzazione degli investimenti e la loro entrata a regime consentiranno a SEL di chiudere gli esercizi con utili sempre crescenti.

Nella geografia economica del nostro Paese il quadro energetico lucano si segnala per due peculiarità fondamentali e contraddittorie: da un lato, l'enorme ricchezza di risorse energetiche sia fossili che rinnovabili, in parte sfruttate, in parte ancora da sfruttare; dall'altra, il disequilibrio strutturale di una regione esportatrice netta di energia primaria (petrolio e gas naturale) ed importatrice netta di energia secondaria.

I benefici delle estrazioni petrolifere per la Basilicata sono costituiti prevalentemente dall'incasso delle *royalties* e dalle compensazioni ambientali derivanti dagli accordi integrativi sottoscritti con l'Eni per la Concessione Val d'Agri e Total, Shell ed Exxon per la concessione Gorgoglione. L'ammontare delle risorse incassate dalla Regione Basilicata nel periodo 1997 – 2008, secondo quanto previsto dal D. Lgs n. 625/1996, per le concessioni di coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi rilasciate e ricadenti nel territorio della Regione Basilicata è pari complessivamente a 401,76 Meuro, di cui 391,74 Meuro ottenute per le attività di estrazione effettuate in Val d'Agri, mentre la restante parte, 10,03 Meuro, sono risorse dovute per le altre concessioni di coltivazioni.

E tuttavia, soprattutto nel settore elettrico, la produzione regionale resta assolutamente quanto mai marginale. Con i suoi 1.594 GWh di produzione lorda e 586 MW di potenza efficiente lorda installati al 2007, la Basilicata produce circa lo 0,5% della produzione lorda italiana (313.888 GWh nel 2007) e possiede lo 0,6% della potenza elettrica installata in Italia, ricorrendo pertanto massicciamente alle importazioni (1.624,9 GWh), che nel 2007 sono risultate circa pari al 55% dei consumi finali (2.915,3 GWh).

Il bilancio elettrico regionale è, da questo punto di vista, eloquente. Il 69,1% della produzione elettrica totale deriva da termoelettrico, mentre la produzione da fonti rinnovabili, che ammonta a circa 493,1 GWh (il

30,95% del totale) è ripartita per il 46,79% in produzione da fonte idroelettrica, per il 53,11% da eolico con una parte residuale pari al 0,10% da fotovoltaico. Le perdite di energia ammontano al 7,32% dell'energia richiesta. Il totale della produzione (netta) destinata al consumo è pari a 1.537,8 GWh.

Dentro il quadro dei consumi si evidenzia, altresì, come il settore industriale lucano sopravanzi le medie nazionali in fatto di intensità del consumo di energia (quella elettrica incide il 60% contro il 50% del valore nazionale) e che il costo dell'energia elettrica in Basilicata sia restato per gran parte del 2008 (prezzo medio zonale) superiore rispetto a quello dell'area Nord del Paese.

E' il nuovo paradigma delle politiche energetiche, che rovescia i termini del tradizionale *trade-off* tra domanda e offerta di energia: alla domanda crescente di energia non si risponde con un corrispondente aumento dell'offerta da fonti fossili, bensì con un nuovo equilibrio tra domanda e offerta, con un'espansione della produzione da fonti rinnovabili e con un largo ricorso alla razionalizzazione dei consumi.

Naturalmente spetterà alla programmazione regionale di inquadrare lo stato delle produzioni energetiche, di dimensionarne il mix ottimale e di delinearne le linee di sviluppo, aggiornando lo stesso quadro regolatorio sottoposto a moratoria con la L.R. n. 9/2007 e declinando a scala regionale una strategia di valorizzazione sostenibile congruente con gli obiettivi europei (sintetizzati nella nota formula "20.20.20": 20% di aumento di energia da fonti rinnovabili e risparmio energetico, 20% di riduzione delle emissioni di Co2, 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili, da realizzare entro il 2020), e cioè finalizzata a trasformare necessità ineludibili in autentiche opportunità.

La *mission* specifica di SEL è la valorizzazione e la gestione delle risorse e degli *assets* strategici messi a disposizione dall'azionista sia per remunerare adeguatamente quest'ultimo sia per implementare azioni

finalizzate alla creazione di esternalità positive per le comunità locali: cittadini, famiglie, imprese istituzioni pubbliche.

Coerentemente con questa *mission* SEL intende valorizzare le risorse naturali della Basilicata da un punto di vista energetico per perseguire in sei anni l'autonomia energetica della Pubblica Amministrazione Lucana (circa 150 GWh/anno di produzione) e disporre di una produzione di energia elettrica aggiuntiva a basso costo da fonti non fossili da destinare alla riduzione dei costi dell'energia elettrica di cittadini, famiglie e imprese ecc. (100 GWh/anno).

Tale *plafond* di produzione verrà realizzato attraverso l'installazione, nel corso dei prossimi sei anni, di circa 200 MW da fonti non fossili e un significativo programma di razionalizzazione e riduzione dei consumi, con un investimento complessivo (per la sola realizzazione degli impianti produttivi da non fossili) di 291 Meuro, di cui 113 Meuro con risorse SEL e 178 Meuro con risorse di terzi, ricavabili attraverso il meccanismo della concessione.

Gli obiettivi prefissati verranno conseguiti mediante le seguenti specifiche linee di intervento:

1. realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili su aree attualmente non utilizzate o scarsamente utilizzate (terreni regionali, terreni di Enti Pubblici Economici della Regione, superfici di edifici di proprietà pubblica regionali);
2. aggregazione, razionalizzazione e acquisto aggregato di Energia per la P.A. lucana e per i soggetti privati Interessati;
3. interventi di efficientamento energetico dei grandi energivori pubblici ;
4. formazione, alta formazione e ricerca sul settore energetico (con particolare riferimento a produzioni innovative di energia (produttori di biogas, codigestori anaerobici, ecc.) e realizzazione di eventuali impianti e/o prototipi in *spin off*;
5. informazione, *education* e servizi di supporto ai cittadini;

6. valorizzazione del gas naturale della Regione tramite la vendita alle migliori condizioni al Punto di Scambio Virtuale (PSV);
7. contributi alle imprese che adottino o si impegnino ad adottare interventi per il risparmio energetico;
8. consulenza e supporto alla Regione Basilicata ed alla pubblica amministrazione lucana.

In verità, il posizionamento di una Società per Azioni a titolarità regionale in un mercato ampiamente liberalizzato e l'evoluzione di normative sempre più stringenti in materia di intervento pubblico nell'economia pongono alcune questioni preliminari e pregiudiziali di armonizzazione tra il perseguimento degli interessi generali di una comunità e la tutela della concorrenzialità del mercato energetico.

Il tema delle partecipazioni industriali della Regione, tramite SEL, è in larga misura legato allo sviluppo delle intese con i titolari delle concessioni petrolifere e alla definizione di accordi di programma con grandi gruppi energetici; a fronte dei vincoli normativi sopra richiamati, esso può essere declinato in termini di attività accessorie a fini di valorizzazione finanziaria, atte a produrre le migliori ricadute sociali delle politiche energetiche regionali.

Si comprende agevolmente la valenza di opportunità, come quelle sopra ipotizzate, tanto per la Regione quanto per la sua controllata SEL, ai fini delle strategie di crescita e di innovazione dell'economia regionale, della partecipazione attiva ai processi di trasformazione dei territori, della maturazione di conoscenze e competenze, della creazione di fattori attrattivi di ulteriori insediamenti.

Le fonti rinnovabili, che per i cittadini del nostro Paese comportano insieme opportunità e costi, in Basilicata configurano invece una grande opportunità, anche di carattere finanziario, attesi i "piccoli numeri" e i conseguenti ridotti consumi dei cittadini lucani, nonché per effetto delle peculiarità del territorio regionale.

La Basilicata è infatti attraversata nella parte Nord dal famoso “corridoio del vento”, che garantisce ampie zone di vento forte e stabile, ed ha invece nel Metapontino aree caratterizzate dalla maggiore intensità di esposizione solare dell'Italia continentale. Essa dispone, inoltre, di un territorio che -se adeguatamente organizzato- potrebbe alimentare una serie consistente di filiere agroenergetiche capaci di alimentare numerosi impianti di produzione da biomassa di taglia medio-piccola.

In altri termini, è possibile operare un trasferimento netto di risorse a vantaggio del nostro territorio, “catturando” appunto una quota consistente delle risorse incentivanti che rivengono dai consumi di energia del resto del Paese. Il problema è cercare di favorire la nascita di un'impresa disposta a trasferire una parte delle risorse correlate alla produzione da rinnovabile al territorio regionale, investendo ad esempio nella produzione di componentistica da rinnovabile .

E' in questa direzione che va lo spirito della Finanziaria regionale 2009, la già ricordata L.R. 31/2008, ed è questo uno dei terreni di elezione dell'attività su cui SEL si appresta a concentrare il suo impegno.

La L.R. n. 13/2006, l'Accordo di Compensazione Ambientale con i Contitolari la concessione Gorgoglione, la DGR n. 913/2008, la L.R. n. 31/2008, attivano in vario modo alcuni fondamentali *assets* di cui potrà disporre SEL: superfici edificate della Regione o delle Aziende Regionali, su cui realizzare impianti per la produzione di energia da fonti fotovoltaica; terreni regionali o del demanio regionale in cui realizzare impianti per la produzione di energia da fonti non fossili; risorse finanziarie derivanti dalla vendita al PSV del Gas, dovuto alla Regione in conseguenza delle estrazioni di gas derivanti dalla fruizione della Concessione Val d'Agri e, dal 2012 in poi, la disponibilità di tutto il gas estratto dalla Concessione Gorgoglione.

Gli *assets* finanziari di cui potrà disporre la SEL spa nella fase di avvio sono quindi stimabili in 14,56 M€ per il 2009, da *royalties* sul gas + 520.000

euro da profitti aggiuntivi minimi derivanti dalla vendita del gas al PSV, e circa 4 M€/anno a partire dal 2010 (stima prudentiale che tiene conto del possibile abbassamento del valore del gas, che si determinerà nel 2009 e nel 2010 in conseguenza del consistente calo del prezzo petrolio registrato nella seconda metà del 2008). Si prevede inoltre che, per il cofinanziamento degli impianti da realizzare, SEL potrà anche disporre delle risorse di 4 M€ nel periodo 2009-2011 derivanti dall'Accordo di Compensazione Ambientale con Total, Exxon e Shell. SEL potrà infine utilizzare anche i proventi derivanti dall'attività di consulenza e supporto tecnico, informazione e *education*.

Per il forte squilibrio nel rapporto domanda/offerta di energia, in Basilicata si registra che gli impianti di generazione in costruzione e le misure adottate in base alle procedure di autorizzazione non sono sufficienti a conseguire gli obiettivi di riequilibrio del mix, della tutela dell'ambiente e della promozione di nuove tecnologie nascenti.

E' per l'appunto uno di quei "fallimenti del mercato" che richiedono e giustificano interventi e investimenti pubblici, da realizzare nel rispetto della direttiva CE/2003/54. Le strategie di contenimento e di razionalizzazione dei costi energetici pubblici da associare all'incremento della produzione da rinnovabile in aree a basso impatto comprendono essenzialmente:

- a. interventi di efficienza energetica per la riduzione dei consumi;
- b. utilizzazione del mercato libero dell'energia per forniture a prezzi vantaggiosi;
- c. produzione di energia da fonti rinnovabili " a scarsissimo impatto" attraverso l'individuazione di siti idonei per la costruzione di impianti da fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, idroelettrico ad acqua fluente, minieolico e eolico, solare termodinamico o integrazioni più o meno complesse dei singoli sistemi di produzione) di dimensione medio/piccola (almeno nella fase di start-up) per poter fruire dell'energia prodotta e dei ricavi conseguenti agli incentivi quali conto energia e certificati verdi.

L'obiettivo industriale di SEL è quello di ridurre i costi energetici dell'amministrazione regionale e pararegionale, delle famiglie lucane e per quanto possibile delle imprese.

SEL realizzerà impianti di produzione energetica da fonti non fossili e rinnovabili su aree attualmente non utilizzate o scarsamente utilizzate (terreni regionali, terreni di Enti Pubblici Economici della Regione, Superfici di edifici di proprietà pubblica regionali).

SEL realizzerà, nei prossimi sei anni, impianti di produzione energetica tramite l'installazione di circa 200 MW da fonti non fossili (di cui 20 -25 MW) da fotovoltaico eventualmente integrato con impianti di minieolico e 175 – 180 MW tramite impianti di produzione eolici o ibridi.

Sono molteplici le ragioni a sostegno dell'esigenza di puntare con grande decisione e tempestività su un ampio programma di solarizzazione in Basilicata, attraverso la realizzazione, su tutta una serie di edifici e su aree e suoli di proprietà pubblica marginali (ma anche, eventualmente, su aree particolarmente vocate da acquisire a condizioni di convenienza), di una rete di impianti fotovoltaici per produrre energia elettrica da immettere nella rete elettrica nazionale o in regime di scambio o in autoconsumo, secondo le disposizioni del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 19 febbraio 2007 e s.m.i. (il c.d. "decreto Bersani" - Conto Energia) e delle relative delibere attuative emanate dall'AEEG.

La Pubblica Amministrazione lucana ha assorbito nel 2006 46,8 GWh (consumi vari) +118,3 GWh (illuminazione pubblica)=165,1 GWh/anno e nel 2007 43,3+84,7=128 GWh/anno, con una conseguente spesa che ha superato per il 2007 i 13 Meuro. [3] Altrettanto consistenti i consumi di gas naturale.

Ipotizzando di aggregare tutti i consumi di energia elettrica della Pubblica Amministrazione regionale, sarebbe possibile ottenere risparmi, finanziari

significativi per la Pubblica Amministrazione. In altre parole, grazie all'implementazione di tecniche di aggregazione dei consumi e di selezione del fornitore, è possibile arrivare anche a risparmi del 15 % annuo.

SEL ha già iniziato a monitorare i consumi delle Aziende Sanitarie Locali della Regione ed estenderà man mano tale monitoraggio agli altri Enti a direzione regionale, prevedendo in una prima fase una ricontrattazione delle condizioni con i fornitori esistenti ed in una seconda fase l'avvio di una serie di gare finalizzate all'ottenimento delle migliori condizioni possibili conseguenti all'aggregazione dei consumi. A tale programma di aggregazione potranno aderire le altre Pubbliche Amministrazioni della Basilicata.

Alla gestione della domanda aggregata di energia da parte dei soggetti pubblici SEL è in grado di provvedere in quanto centrale di committenza e di razionalizzazione della domanda.

All'aggregazione dei consumi possono essere associati interventi tecnici comprendenti il monitoraggio dei consumi elettrici/termici e l'analisi energetica delle realtà aziendali (*audit* energetico).

Le strategie di contenimento e di razionalizzazione dei costi energetici pubblici investiranno tanto il campo dell'efficienza dell'illuminazione quanto l'efficienza termica e riguarderanno a) interventi di efficienza energetica per la riduzione dei consumi; b) utilizzazione del mercato libero dell'energia per forniture a prezzi vantaggiosi.

La modernizzazione e la messa a norma degli impianti di illuminazione pubblica rappresentano una delle esigenze più vivamente avvertite dalle amministrazioni locali, esigenze peraltro rese sempre più faticose dalla sensibilissima restrizione delle risorse umane, tecniche e finanziarie disponibili.

Oggi la tecnologia relativa al sistema di illuminazione a LED è in fase di sviluppo e i progetti innovativi, come quello realizzato dal Comune di Torraca (SA), ne sono una dimostrazione esemplare.

Il nuovo Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR) riserva idonea collocazione ad uno spazio appositamente dedicato allo sviluppo dell'innovazione, della ricerca e della sperimentazione produttiva legate alle fonti rinnovabili, anche integrate, mediante la sottoscrizione di specifici accordi o intese tra Regione, istituzioni di ricerca, enti locali e soggetti industriali particolarmente qualificati.

In tale ambito appare utile seguire la pista della costruzione di un "Accordo di Programma" tra Regione, Enti Locali, Istituzioni di ricerca e soggetti industriali interessati a progetti di innovazione, contenente impegni congiunti a:

1. sviluppare le filiere produttive tecnologiche nel settore dell'energia;
2. promuovere le tecnologie più avanzate per la produzione di energia derivante da fonti rinnovabili in particolare da fonte eolica, fotovoltaica e da filiere bioenergetiche, curando al massimo il rispetto dell'ambiente e limitando il più possibile gli impatti ambientali;
3. sperimentare iniziative e processi tendenti alla ottimizzazione ed all'efficienza degli impianti per la produzione di energia e delle tecnologie e dei processi di connessione alla rete elettrica.

La cornice più idonea a favorire la realizzazione di tale progetto può essere individuata nella configurazione di un Parco o Distretto dell'Energia, caratterizzato dalla presenza di impianti industriali innovativi per la sperimentazione e produzione di nuove soluzioni tecnologiche, di un Centro di competenze interdisciplinari (Laboratorio "Energia & Saperi"), capace di catalizzare energie tecniche ed intellettuali di pregio.

Ma, guardando alla domanda di figure specializzate carenti sul mercato europeo, notevoli opportunità possono essere costruite nella formazione

postuniversitaria, valorizzando in primo luogo l'Università degli Studi della Basilicata che può essere sollecitata e sostenuta a promuovere un'attività sistematica per la didattica e la ricerca in campo energetico anche in collaborazione con altre titolate istituzioni scientifiche (Eni University, Bocconi, Roma Tor Vergata, Politecnico di Milano, Enea, CNR).

Una stimolante ipotesi di lavoro, tratteggiata embrionalmente in sede Unibas, è quella della costituzione di una Scuola Superiore Ambiente&Energia, strutturata sul modello delle più evolute *High Schools* angloamericane, con esplicita vocazione per l'eccellenza, l'interdisciplinarietà e l'internazionalizzazione e con l'ambizione di divenire punto di riferimento per il Mezzogiorno d'Italia e l'area del bacino mediterraneo.

Attualmente, per effetto del D. Lgs. n. 625/1996, vengono riconosciute alla Regione *royalties* relative al valore del gas associato alle estrazioni petrolifere della Val d'Agri e del gas estratto tal quale a Pisticci e negli altri giacimenti regionali nella misura del 7%.

In conformità con quanto disposto dalla L.R. n. 28/2007 la Regione è impegnata a rinegoziare con Eni gli accordi relativi al gas richiedendo di poter effettuare la vendita del gas, a far tempo dal 1/10/2009, sul Punto di Scambio Virtuale (PSV), che non è ancora una vera e propria "borsa del gas", ma consente agli operatori del settore (*shippers*) di effettuare operazioni di dimensionamento e bilanciamento degli approvvigionamenti.

I benefici della vendita del gas possono essere rilevanti soprattutto nell'ipotesi che prosegua il sostanziale scostamento tra il valore della Q_e , in base al quale viene calcolata la remunerazione alla Regione (la Q_e media del 2007, quota unitaria a cui è stato pagato il metano del 2007 alla Regione Basilicata al 30/6/2008 era di 21 cent.€/mc, rispetto ad un prezzo di mercato al luglio 2008 di oltre 33 cent.€/mc al PSV) ed il valore effettivo ottenibile dalla dinamica degli scambi sul mercato, sostanzialmente almeno pari alla CCI (costo di commercializzazione del gas all'ingrosso).

Il cittadino consapevole e il consumatore informato ed intelligente devono diventare gli interlocutori privilegiati delle politiche energetiche regionali. Il loro *empowerment* costituisce pertanto l'obiettivo prioritario delle azioni promozionali degli strumenti operativi regionali.

SEL si propone di promuovere la diffusione delle fonti di energia rinnovabili attraverso la realizzazione di servizi e di campagne di informazione e sensibilizzazione, la realizzazione di stampati, *brochure* informative e pubblicazioni, l'organizzazione di convegni e seminari tematici, l'attivazione di uno sportello informativo per il cittadino ecc..

Inoltre SEL si propone di promuovere in Regione accordi con fornitori per la realizzazione di impianti fotovoltaici per privati a prezzi competitivi (obiettivo possibile: 10.000 tetti fotovoltaici).

Il progetto relativo alla solarizzazione delle strutture pubbliche vuol essere soltanto il punto di partenza e l'elemento di impulso per un investimento diffusivo del fotovoltaico a livello del patrimonio residenziale privato, che può interessare non meno di 10.000 abitazioni.

Va da sé che un'azione diffusiva di informazione e sensibilizzazione sui temi del risparmio energetico individua le nuove generazioni e l'ambiente educativo come il terreno privilegiato di promozione di nuovi stili di comportamento e di consumo da consolidare all'interno delle famiglie lucane.

Altra importante attività di 'segretariato sociale' potrà essere assolta dai servizi SEL con l'istituzione di uno "Sportello Kyoto" per il contrasto alle emissioni nocive, attivabile *on line* da parte di consumatori e di imprese.

A questo riguardo SEL propone di allestire un pacchetto di iniziative complementari, da realizzare in collaborazione con *partners* qualificati:

a. corsi di formazione per operatori scolastici;

- b. programmi di ricerca didattica ad uso delle scuole di diverso ordine e grado;
- c. eventi e concorsi a premi per i ragazzi e per i giovani.

Alcune di queste iniziative sono in corso di definizione con la Fondazione Enrico Mattei.

L'obiettivo di riduzione del prezzo dell'energia per l'industria potrebbe essere conseguito attraverso due soluzioni, la cui fattibilità va ulteriormente approfondita:

- a. cessione ai Consorzi Industriali di una quota parte del gas conferito alla Regione (e quindi a SEL), in forza dall'Accordo relativo alla Concessione Gorgoglione, al valore della QE medio dell'anno precedente in vista di un suo trasferimento in parte alle imprese che lo utilizzano direttamente e in parte ad un'azienda che ne curi la trasformazione in energia elettrica;
- b. realizzazione nelle aree industriali di impianti cogenerativi ad alto rendimento e ad alta efficienza e realizzazione/estensione di reti interne d'utenza per distribuire direttamente energia elettrica e calore alle singole utenze.

E' bene ricordare che tale ipotesi di mettere a disposizione il gas acquisito in conto compensazione ambientale a soggetti ubicati nel proprio territorio – da selezionare con appositi bandi e relative graduatorie - che attuino o si impegnino ad attuare programmi di risparmio energetico, ha già acquisito un interessante favorevole parere dall'Autorità Garante per la Concorrenza ed il Mercato.

Nella stessa direzione potrà essere utile allestire, da parte della Regione, un pacchetto di interventi a favore delle imprese lucane per incentivarne la propensione verso obiettivi crescenti di efficienza energetica degli impianti industriali; per il contenimento dei consumi e dei costi delle imprese energivore, attraverso la razionalizzazione e l'aggregazione della domanda di acquisto; per il monitoraggio delle offerte di energia disponibili sul libero mercato e la loro valutazione comparativa rispetto alle esigenze specifiche della singola impresa.

Il Piano Strategico Aziendale della Società delinea un percorso di sviluppo che richiede sicuramente un deciso ampliamento della struttura organizzativa, parallelamente e funzionalmente rispetto all'implementazione delle attività programmate.

La struttura organizzativa di SEL dovrà essere snella e flessibile, capace di unire esperti appartenenti a discipline differenti in un armonico gruppo di progetto in grado di presidiare le diverse aree di intervento.

Lo staff della direzione viene disegnato in modo da coprire quattro aree funzionali:

- l'*Area Technologies*, orientata ad analizzare e monitorare le tecnologie di processo del settore e le traiettorie evolutive;
- l'*Area Finance*, dedicata a valutare le dinamiche di mercato e le connesse variabili finanziarie degli investimenti;
- l'*Area Legal*, impegnata ad impostare e gestire le procedure di gara e le tematiche contrattuali;
- l'*Area Communication/Education*, attrezzata a gestire le moderne tecnologie di comunicazione (portali e siti interattivi), i processi di comunicazione con gli *stakeholders* - *in primis* con i clienti – ed i programmi di comunicazione/promozione.

Con deliberati successivi del C.d'A. si provvederà a definire *in progress* la struttura organica completa della Società.

Va evidenziato che l'ambizioso obiettivo assegnato a SEL richiede un investimento complessivo superiore alle sue disponibilità. Ragion per cui la Società opererà anche al fine di attrarre capitali privati in progetti produttivi cofinanziati.

Sul fronte delle entrate SEL potrà contare sui contributi e la assegnazioni regionali, sui capitali di privati attratti e sui proventi degli impianti una volta

che questi entrano in esercizio. La dislocazione temporale degli investimenti e l'alta redditività degli stessi consentirà di sostenere, inoltre, una serie di costi per iniziative a diretto vantaggio della collettività: cittadini, famiglie, imprese e pubbliche istituzioni.

Sotto il profilo reddituale SEL non prevede di chiudere esercizi in perdita: Infatti già dal 2009 la società presenta un utile, seppure esiguo, di Euro 17.500. La progressiva realizzazione degli investimenti e la loro entrata a regime consentiranno a SEL di chiudere gli esercizi con utili sempre crescenti.

Il livello degli utili previsti è assolutamente soddisfacente e presenta andamenti in linea con l'evoluzione dei ricavi.

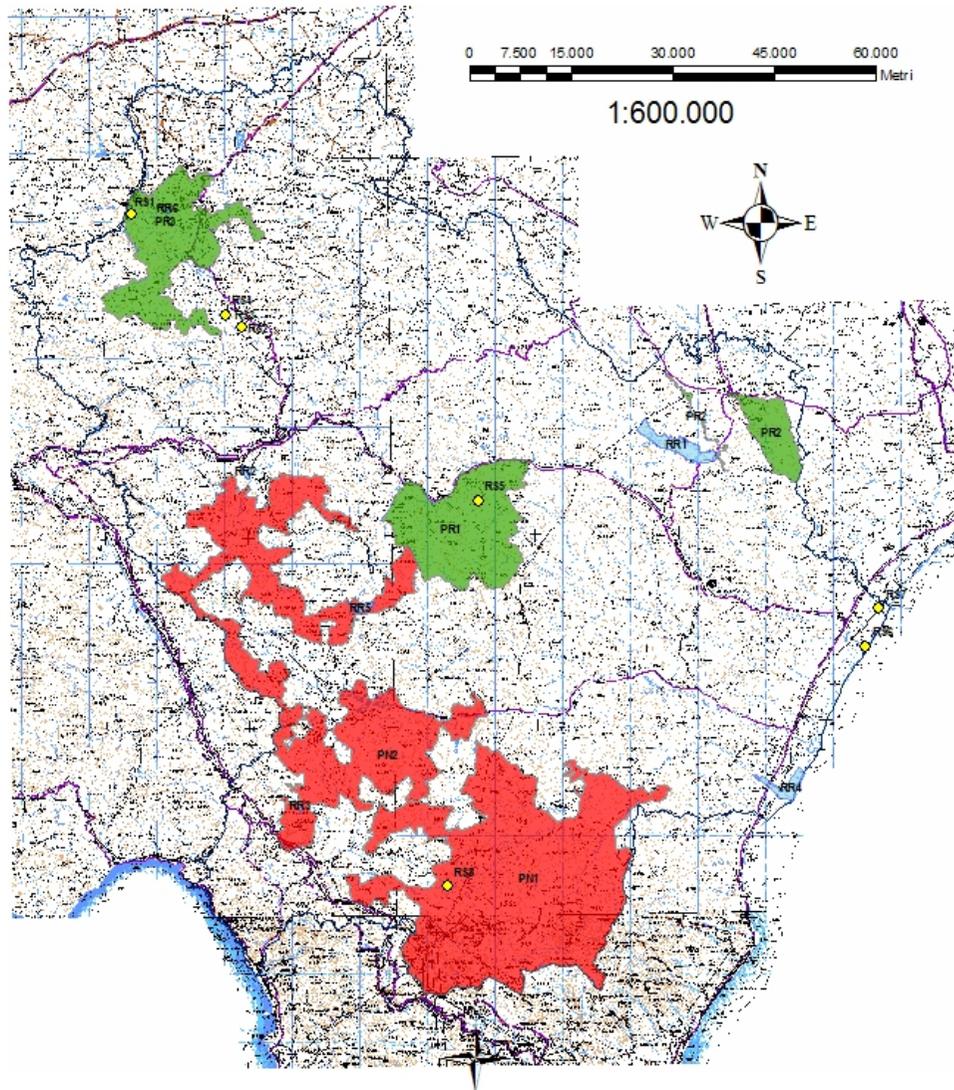
In realtà i cospicui proventi derivanti dagli investimenti in impianti di produzione da rinnovabile (con alti tassi interni di rendimento complessivi dal 8-9% al 18-20% a seconda della tipologia degli impianti) vengono scientemente impiegati da SEL in attività che producono costi ed i cui ritorni e benefici non impattano sulla struttura giuridico patrimoniale di SEL, bensì sull'intero sistema pubblico, sul sistema delle imprese e dei cittadini. L'entità di tali costi/investimenti sociali viene proprio commisurata rispetto alla capacità ed alla volontà di SEL di remunerare *in primis* il proprio azionista.

**PIANO DI INDIRIZZO
ENERGETICO AMBIENTALE
REGIONALE**

**APPENDICE C.
ATLANTE CARTOGRAFICO**

PREMESSA

Il presente atlante cartografico ha una funzione esclusivamente illustrativa e non esaustiva dei possibili vincoli e delle potenzialità del territorio ai fini della costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili.



REGIONE BASILICATA

Parchi e Riserve Regionali e Nazionali

PARCHI NAZIONALI

- PN1, Parco Nazionale del Pollino
- PN2, Parco Nazionale della Val d'Agri (Istituendo)

PARCHI REGIONALI

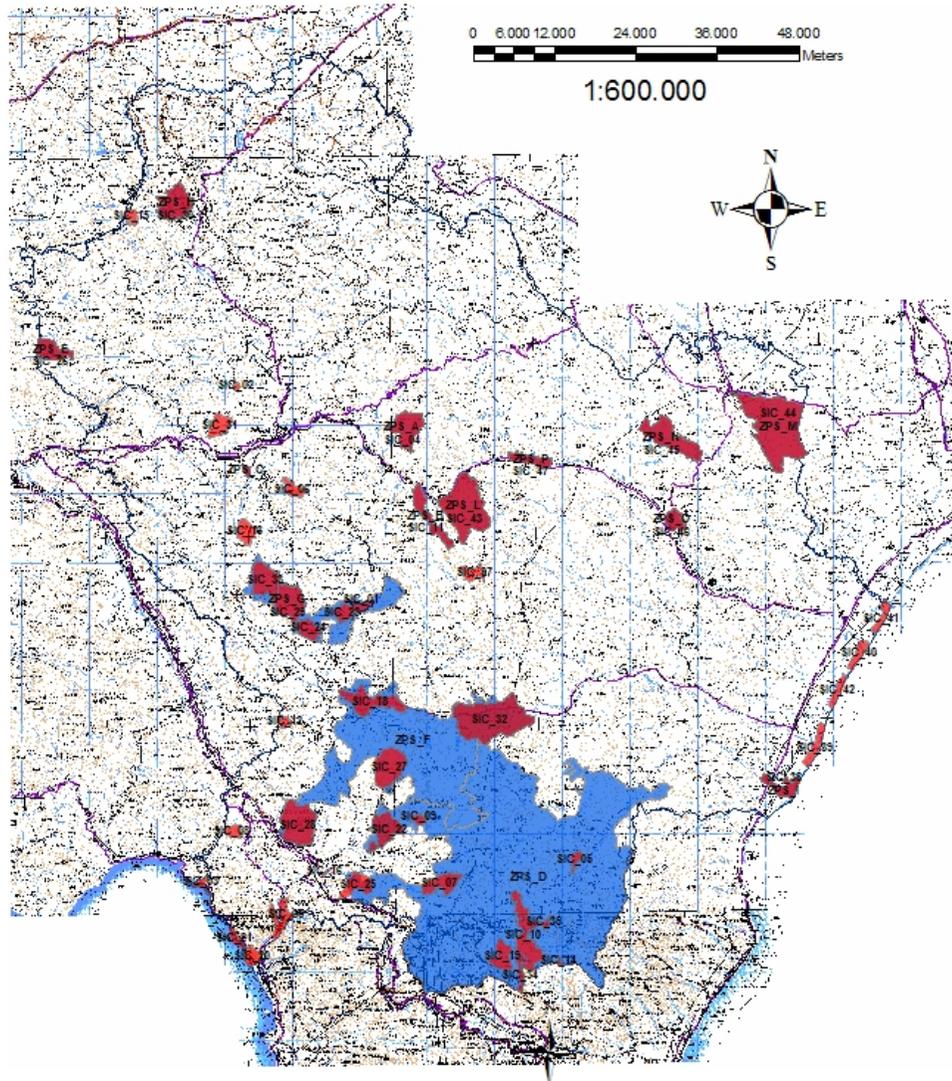
- PR1, Parco Regionale Gallipoli-Cognato Piccole Dolomiti Lucane
- PR2, Parco regionale delle chiese rupestri del materano
- PR3, Parco regionale del Vulture (Istituendo)

RISERVE STATALI

- RS1, Riserva naturale Grotticelle
- RS2, Riserva naturale Agromonte Spacciaboschi
- RS3, Riserva naturali I Pisconi
- RS4, Riserva naturale Coste Castello
- RS5, Riserva naturale Monte Crocchia
- RS6, Riserva naturale Metaponto
- RS7, Riserva naturale Marinella Stomara
- RS8, Riserva naturale Rubbio

RISERVE REGIONALI

- RR1, Riserva reg. San Giuliano
- RR2, Riserva Reg. Lago Pantano Pignola
- RR3, Riserva Regionale Lago Laudemio
- RR4, Riserva Reg. Bosco Pantano di Policoro
- RR5, Riserva regionale Abetina di Laurenzana
- RR6, Riserva Reg. Lago Piccolo Monticchio



REGIONE BASILICATA

Aree SIC e ZPS

■ Siti d'Interesse Comunitario (SIC)

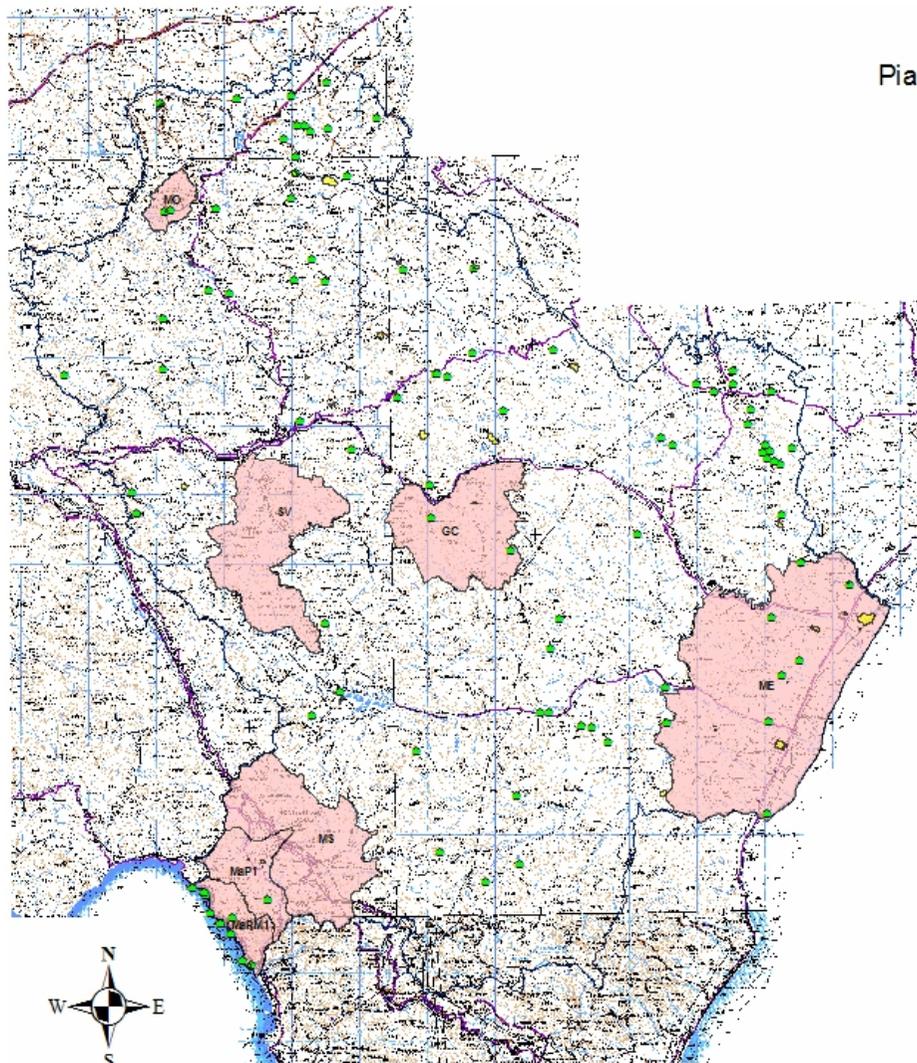
SIC_01, Abetina di Laurenzana	SIC_24, Monte della Madonna di Viggiano
SIC_02, Abetina di Ruoti	SIC_25, Monte La Spina, Monte Zaccana
SIC_03, Acquafredda di Marates	SIC_26, Monte Paratiello
SIC_04, Bosco Cupolicchio (Tricarico)	SIC_27, Monte Raparo
SIC_05, Bosco della Farneta	SIC_28, Monte Sirino
SIC_06, Bosco di Rifeffredo	SIC_29, Monte Volturino
SIC_07, Bosco Magnano	SIC_30, Monte Vulture
SIC_08, Bosco Mangarrone (Rivello)	SIC_31, Monti Foi
SIC_09, Bosco Vaccarizzo	SIC_32, Murgia S. Lorenzo
SIC_10, Lago Duglia, Cas. Tosc. Piana S.Franc.	SIC_33, Serra di Calvello
SIC_11, Dolomiti di Pietrapertosa	SIC_34, S.ra .Crispo Gr. Porta del Pol. e Pietra Cast
SIC_12, Faggeta di Moliterno	SIC_35, Timpa delle Murge
SIC_13, Faggeta di Monte Pierfaone	SIC_36, Valle del Noce
SIC_14, La Falconara	SIC_37, Bosco di Montepiano
SIC_15, Grotticelle di Monticchio	SIC_38, B. Pantano .Pollicoro e Costa Ionica F. Sinni
SIC_16, Lago La Rotonda	SIC_39, Costa Ionica Foe Agri
SIC_17, Lago Pantano di Pignola	SIC_40, Costa Ionica Foe Basento
SIC_18, Lago Pertusillo	SIC_41, Costa Ionica Foe Bradano
SIC_19, Madonna del Pollino Loc.Vacuaro	SIC_42, Costa Ionica Foe Cavone
SIC_20, Marina di Castruccio	SIC_43, Foresta Gallipoli - Cognato
SIC_21, Isola di S. Ianni e Costa Prospiciente	SIC_44, Gravine di Matera
SIC_22, Monte Alpi - Malboschetto di Latronico	SIC_45, Lago S.Giuliano e Timmari
SIC_23, Monte Caldarosa	SIC_46, Valle Basento - Ferrandina Scalo
	SIC_47, Valle Basento Grassano Scalo - Grottole

■ Zone a Protezione Speciale (ZPS)

ZPS_A, Bosco Cupolicchio - Tricarico	ZPS_H, Monte Vulture
ZPS_B, Dolomiti di Pietrapertosa	ZPS_J, Bosco Pantano Pollicoro e Foe Sinni
ZPS_C, Pantano di Pignola	ZPS_L, Foresta Gallipoli-Cognato
ZPS_D, Monte Pollino e Monte Alpi	ZPS_M, Gravine di Matera
ZPS_E, Monte Paratiello	ZPS_N, Lago San Giuliano e Timmari
ZPS_F, App. Luc. Val d'Agri, M.te Sirino M.te Raparo	ZPS_O, Val Basento - Ferrandina Scalo
ZPS_G, Appennino Lucano e Volturino	ZPS_P, Val Basento - Grassano e Grottole

REGIONE BASILICATA

Piani Paesistici, Aree Archeologiche, Beni Monumentali



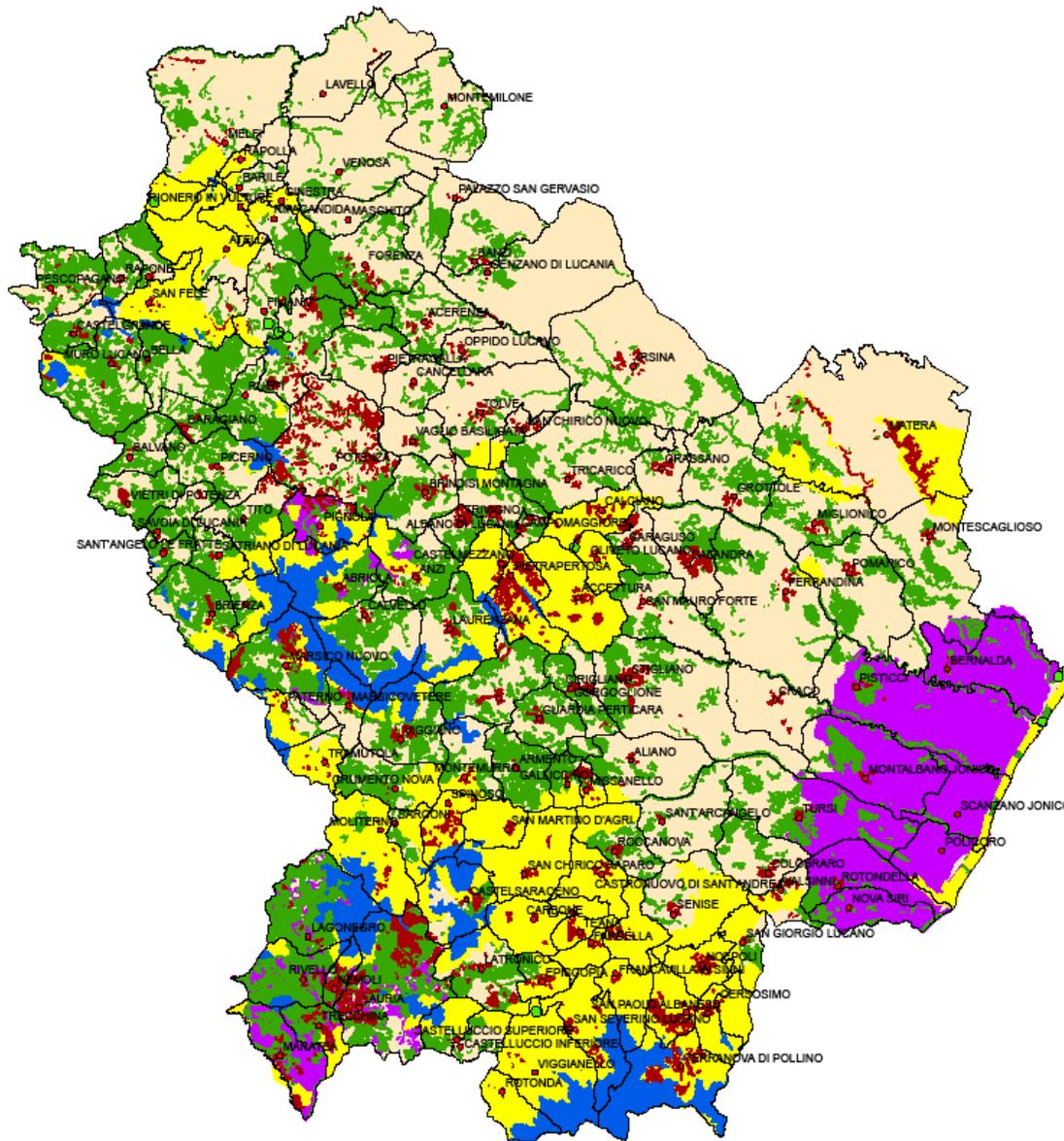
- Piani Paesistici**
 - GC, Gallipoli Cognato
 - ME, Metaponto
 - MO, Monticchio
 - MS, Massiccio del Sirino
 - MaP1, Maratea (P1)
 - MaPM1, Maratea (PM1)
 - SV, Sellata Vulturino

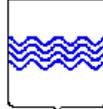
- Aree Archeologiche**

- Beni Monumentali**

0 9.500 19.000 38.000 57.000 76.000
Meters

1:600.000





REGIONE BASILICATA

Dipartimento Attività Produttive,
Politiche dell'Impresa, Innovazione Tecnologica

UFFICIO ENERGIA

**Carta dei Vincoli
NATURALISTICI ed AMBIENTALI**

Legenda

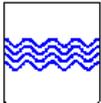
- ♦ Comuni
- Limiti Comunali
- Riserve Statali
- Aree al di sopra cdei 1.200 di quota slm
- Frane - c.r. R3/R4 (AdB Basilicata, Puglia, Sele)
- Aree Protette
- Vincolo Foreste
- Piani Paesistici - Aree soggette a vincolo di conservazione A1 ed A2 e verifica di ammissibilità

0 6.250 12.500 25.000 37.500 50.000



Metri





REGIONE BASILICATA
Dipartimento Attività Produttive,
Politiche dell'Impresa, Innovazione Tecnologica
UFFICIO ENERGIA

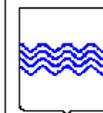
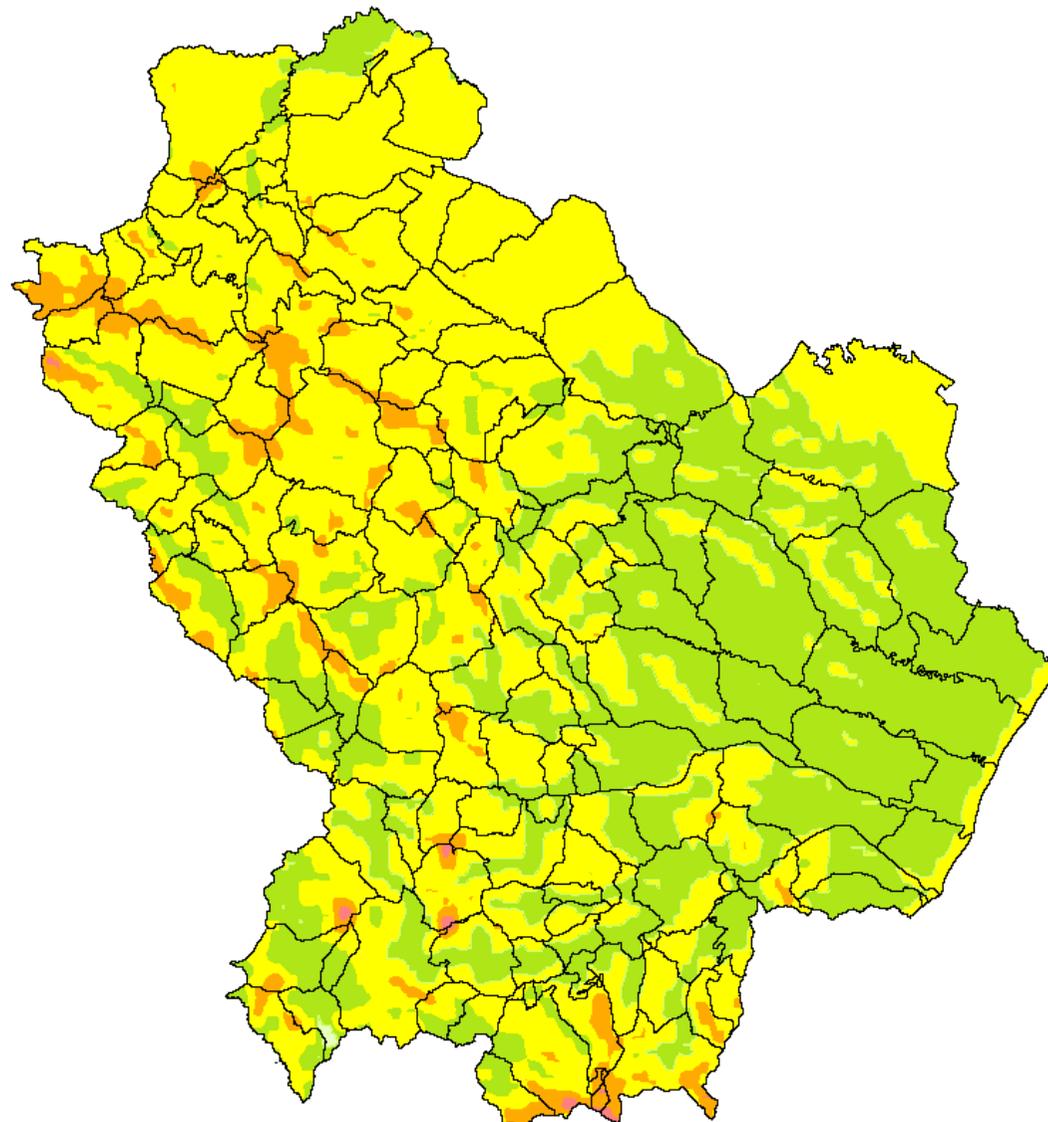
ALTRI VINCOLI

Legenda

- Comuni
- Limiti Comunali
- Specchi d'Acqua
- Idrografia Principale
- Viabilità Principale (Autostrade, Strade Statali)
- Viabilità Secondaria (Strade Provinciali)
- Aree Alluvionali - t.r. 500 anni (PAI AdB Basilicata)
- Aree Archeologiche
- Beni Monumentali

0 6.250 12.500 25.000 37.500 50.000
Metri





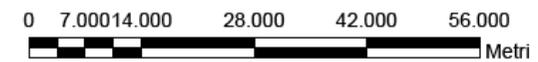
REGIONE BASILICATA

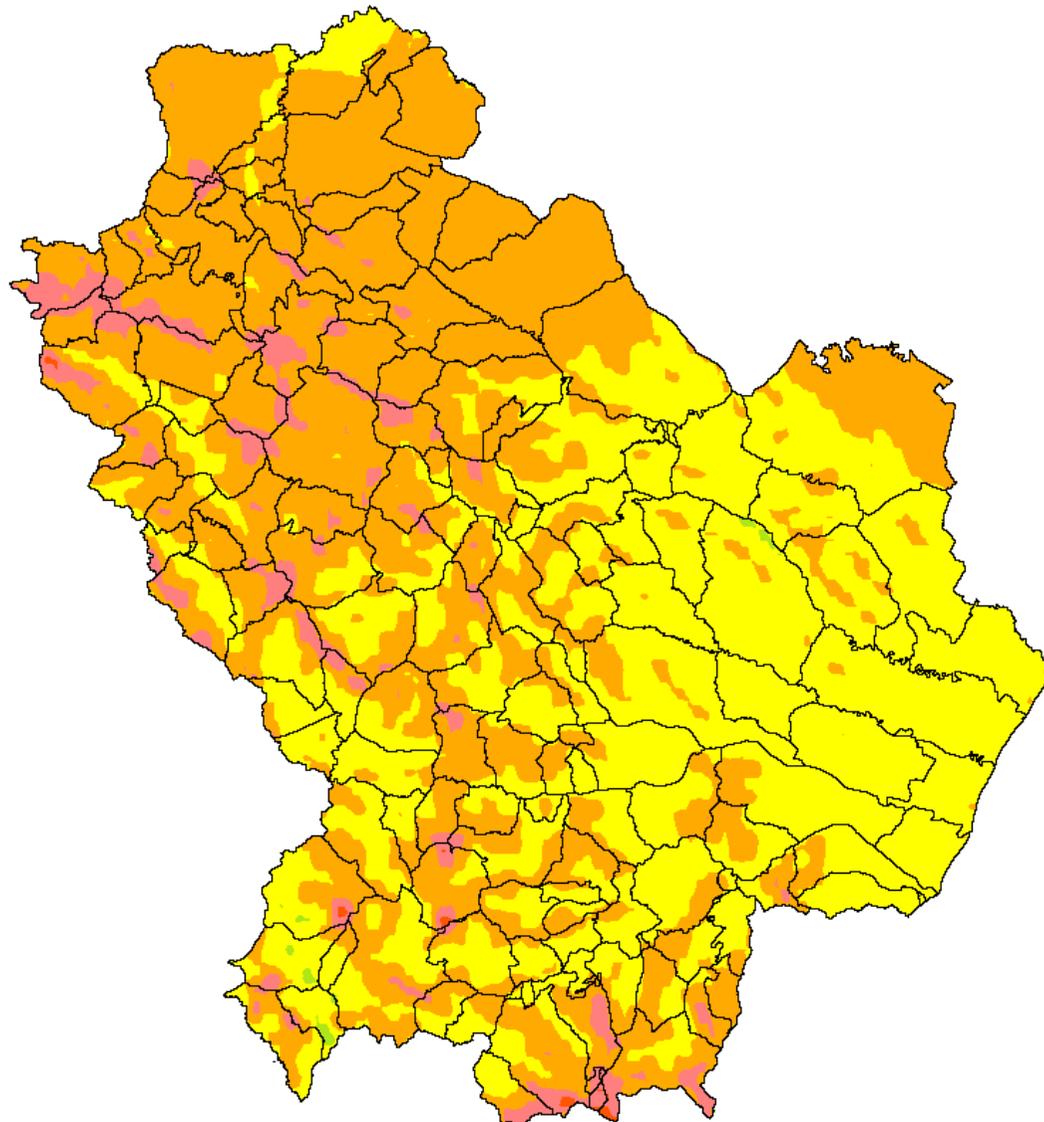
Dipartimento Attività Produttive,
Politiche dell'Impresa, Innovazione Tecnologica
UFFICIO ENERGIA

Velocità del Vento h=25m

Fonte: CESI Ricerca

Velocità vento (m/s)





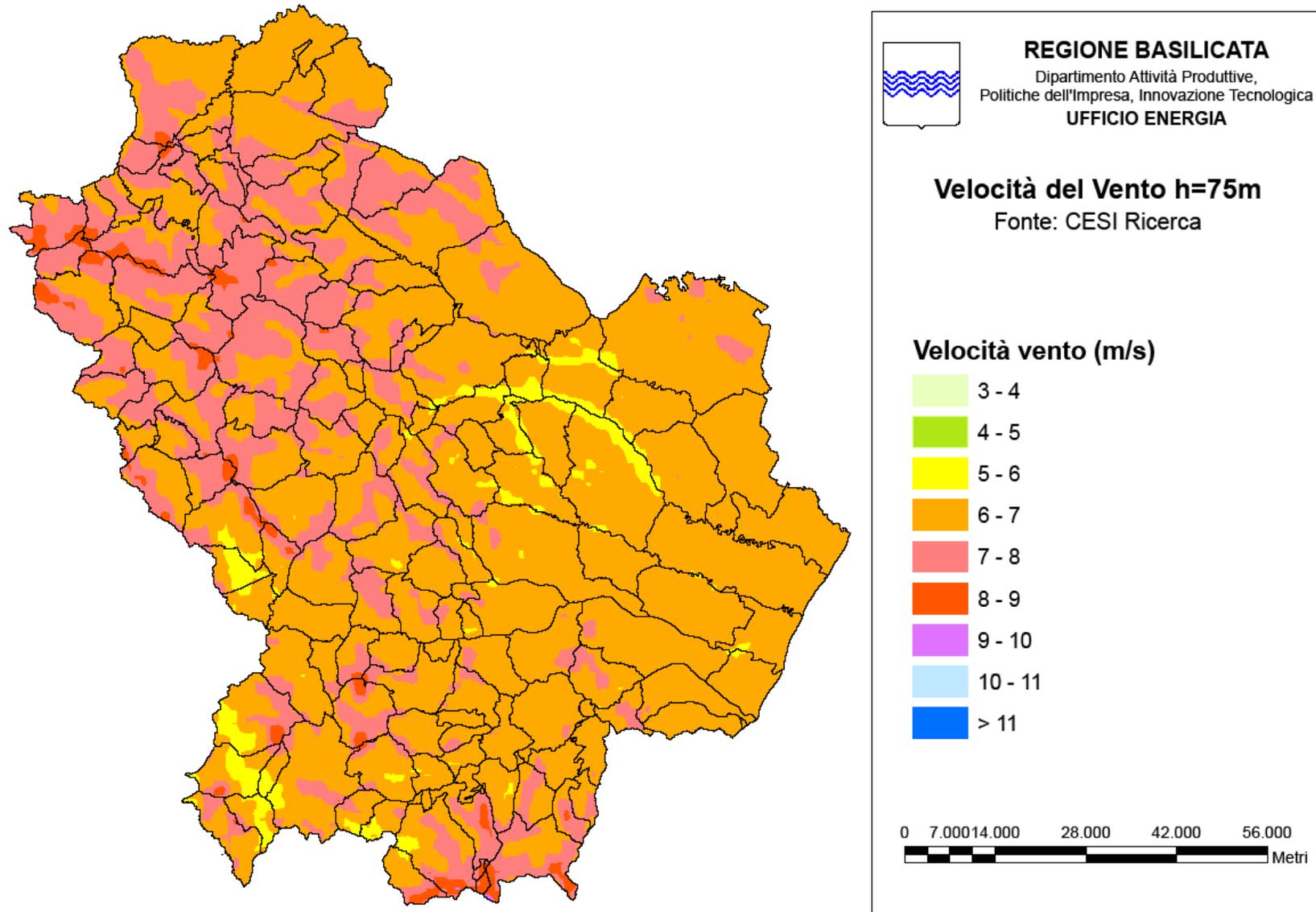
 **REGIONE BASILICATA**
Dipartimento Attività Produttive,
Politiche dell'Impresa, Innovazione Tecnologica
UFFICIO ENERGIA

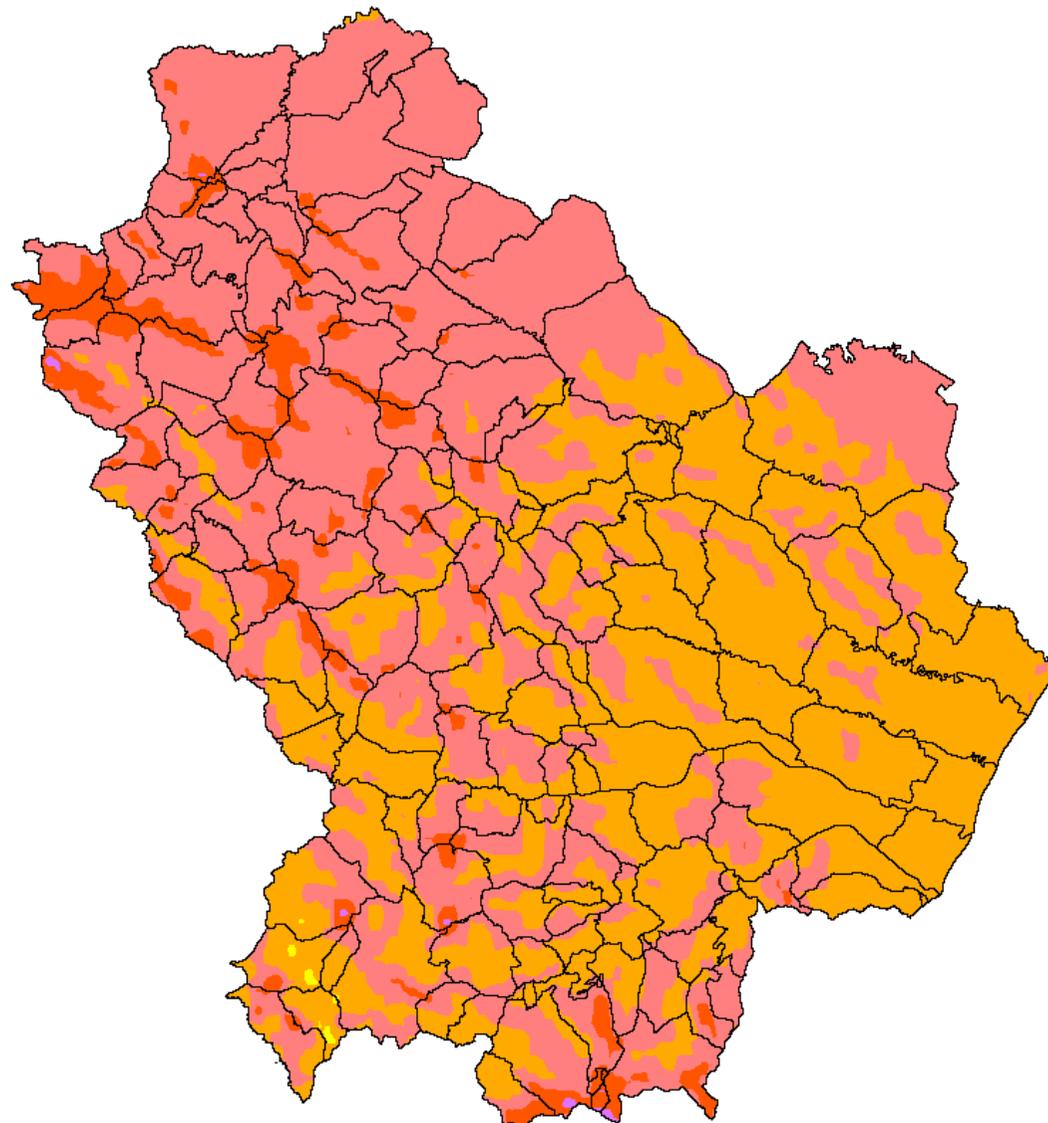
Velocità del Vento h=50m
Fonte: CESI Ricerca

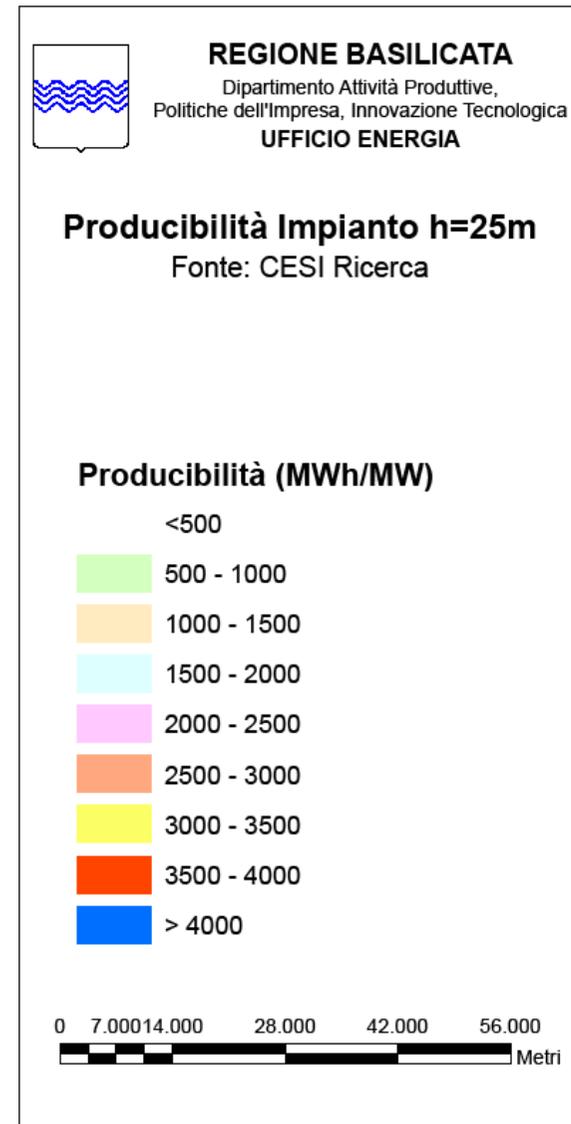
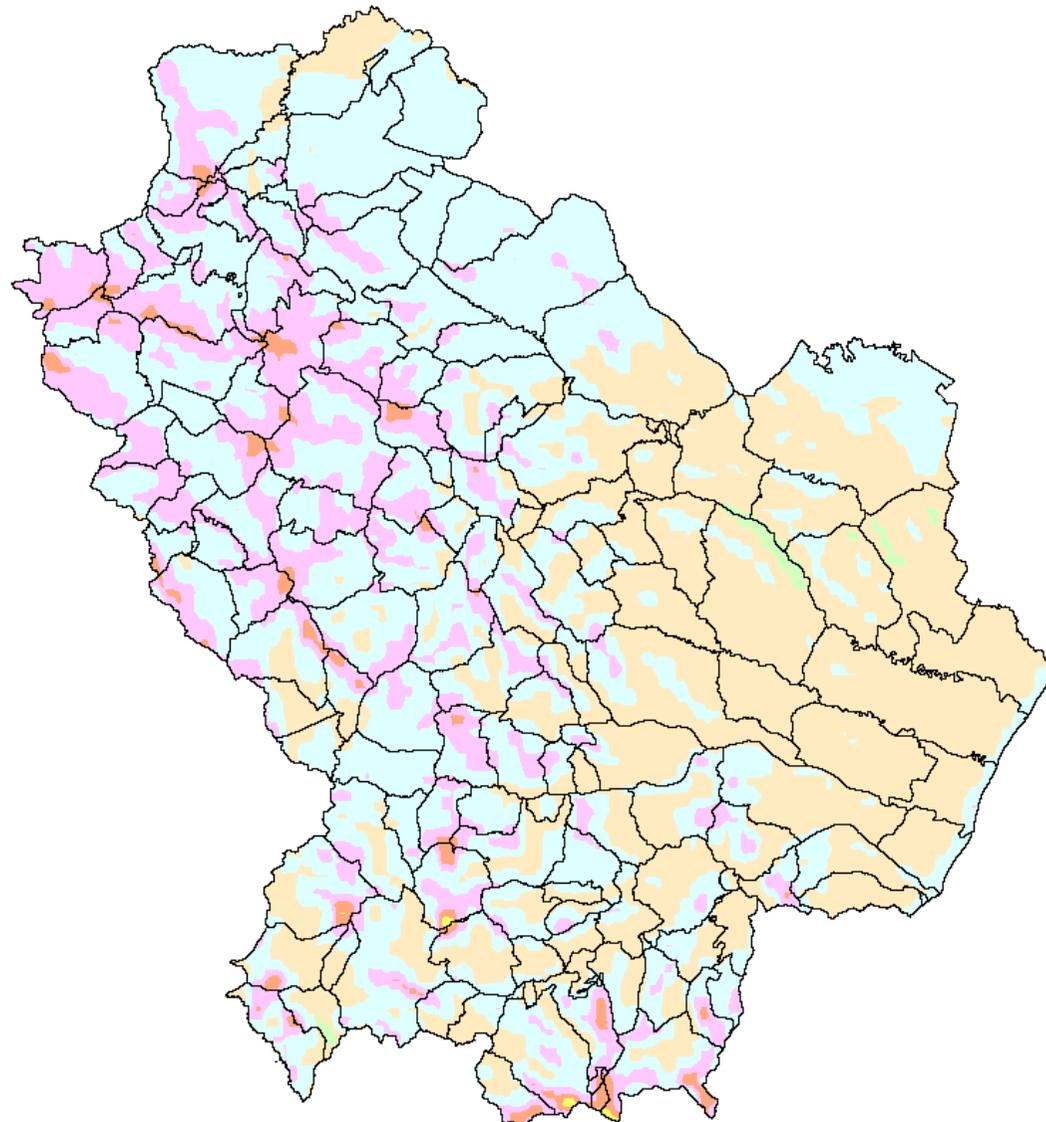
Velocità vento (m/s)

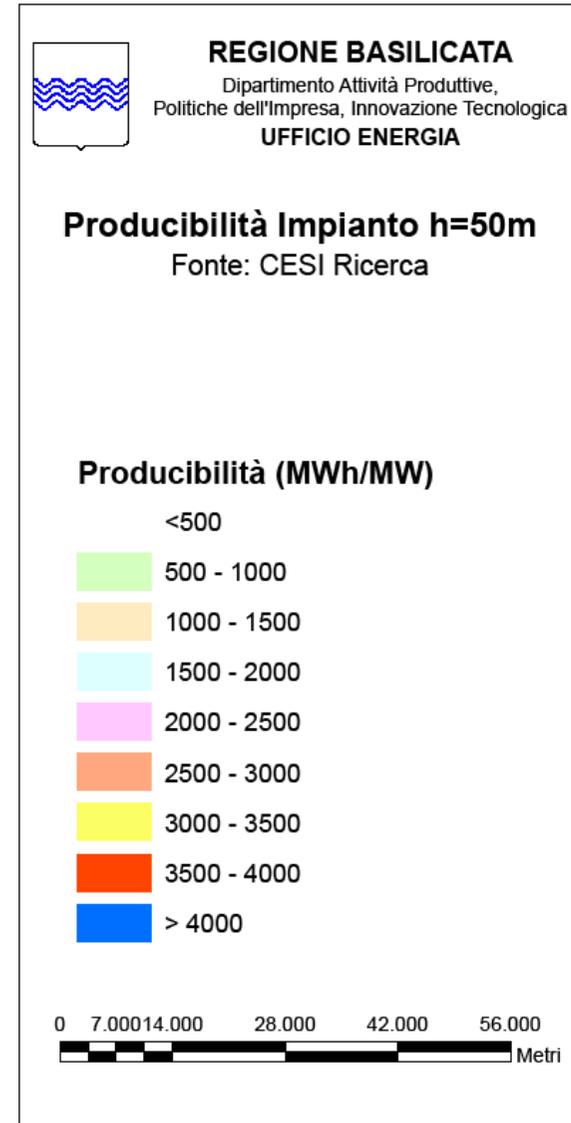
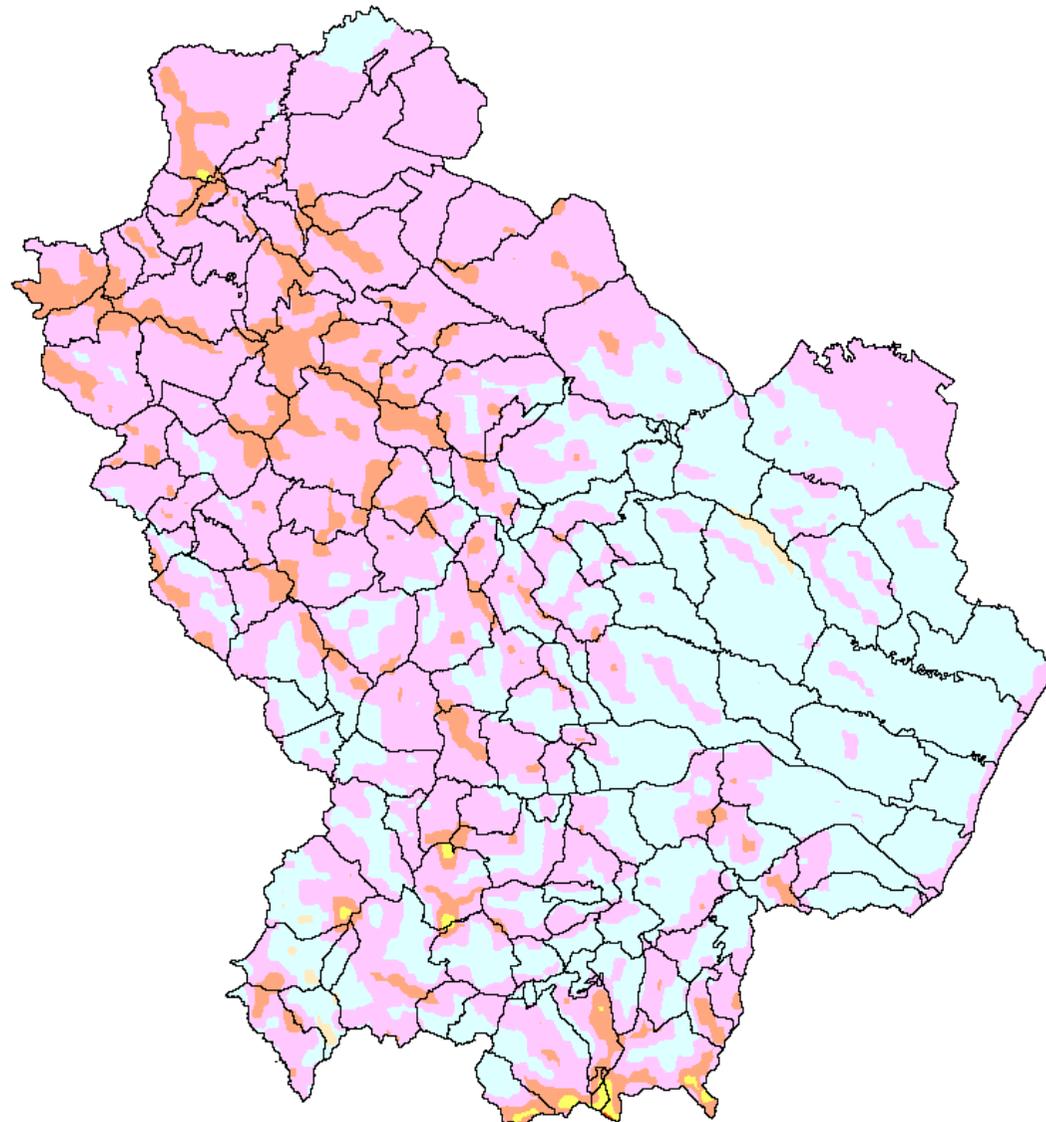
	3 - 4
	4 - 5
	5 - 6
	6 - 7
	7 - 8
	8 - 9
	9 - 10
	10 - 11
	> 11

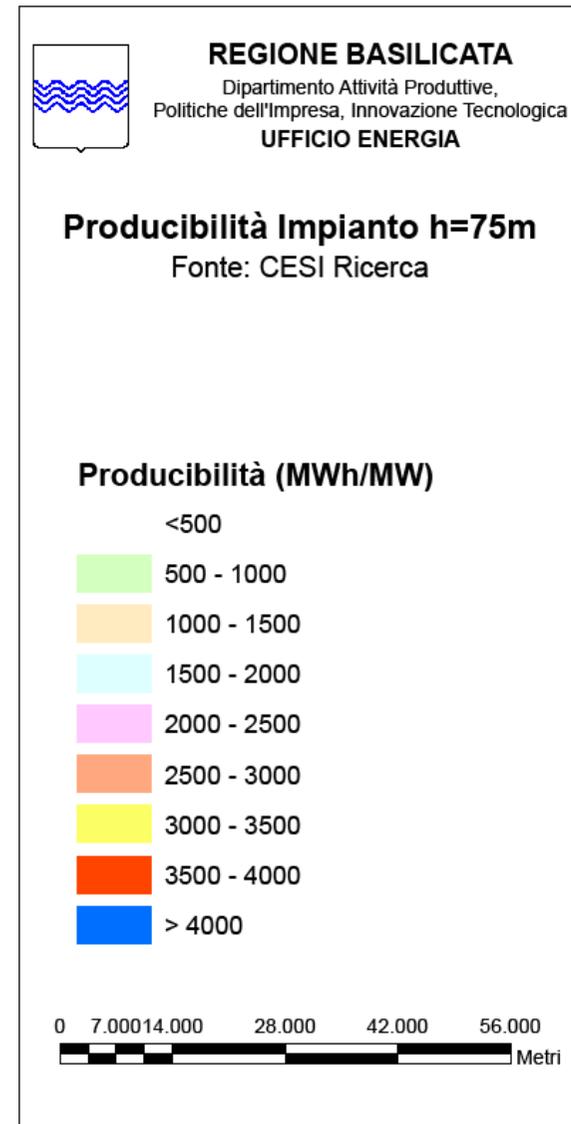
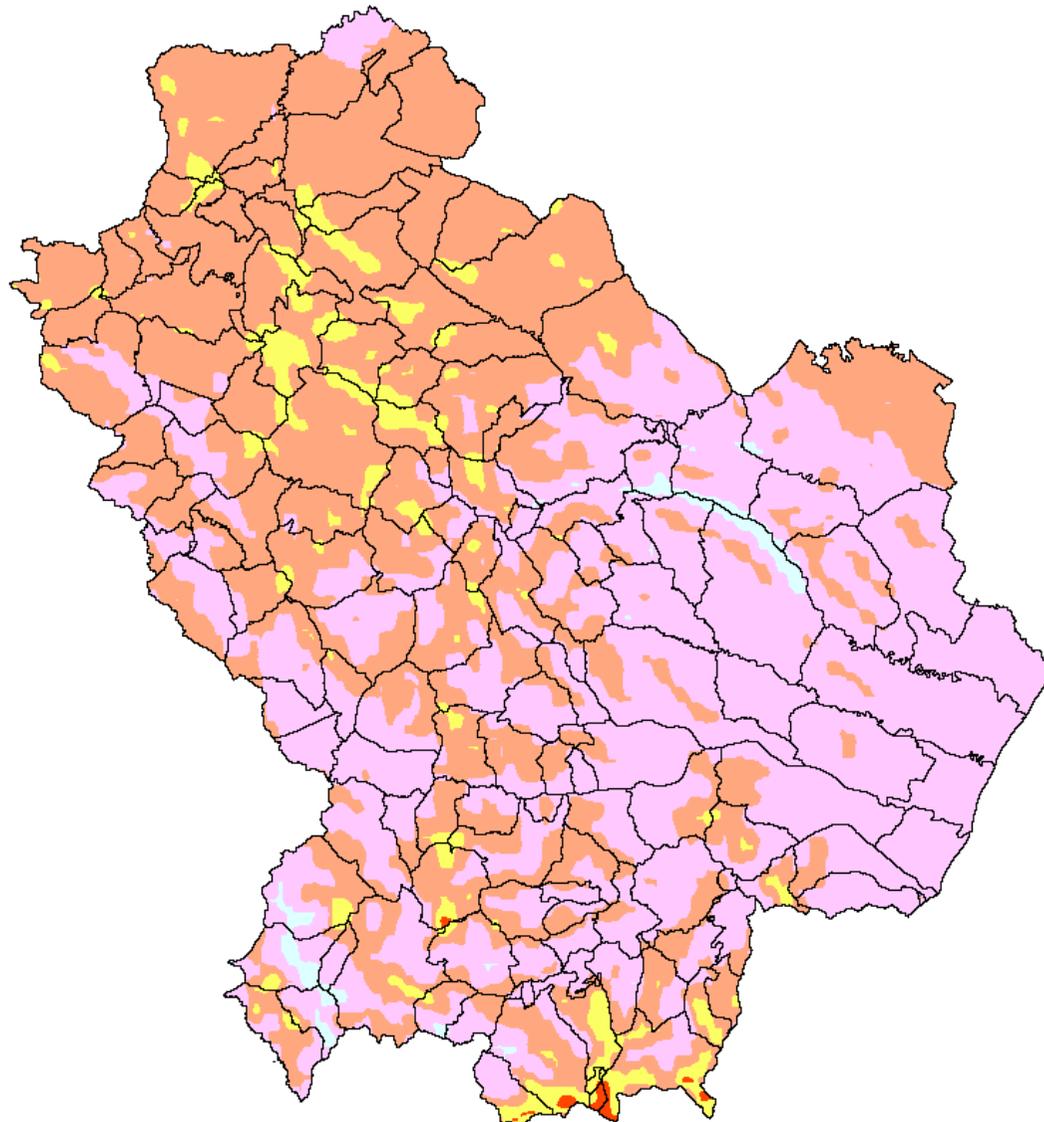
0 7.000 14.000 28.000 42.000 56.000
 Metri

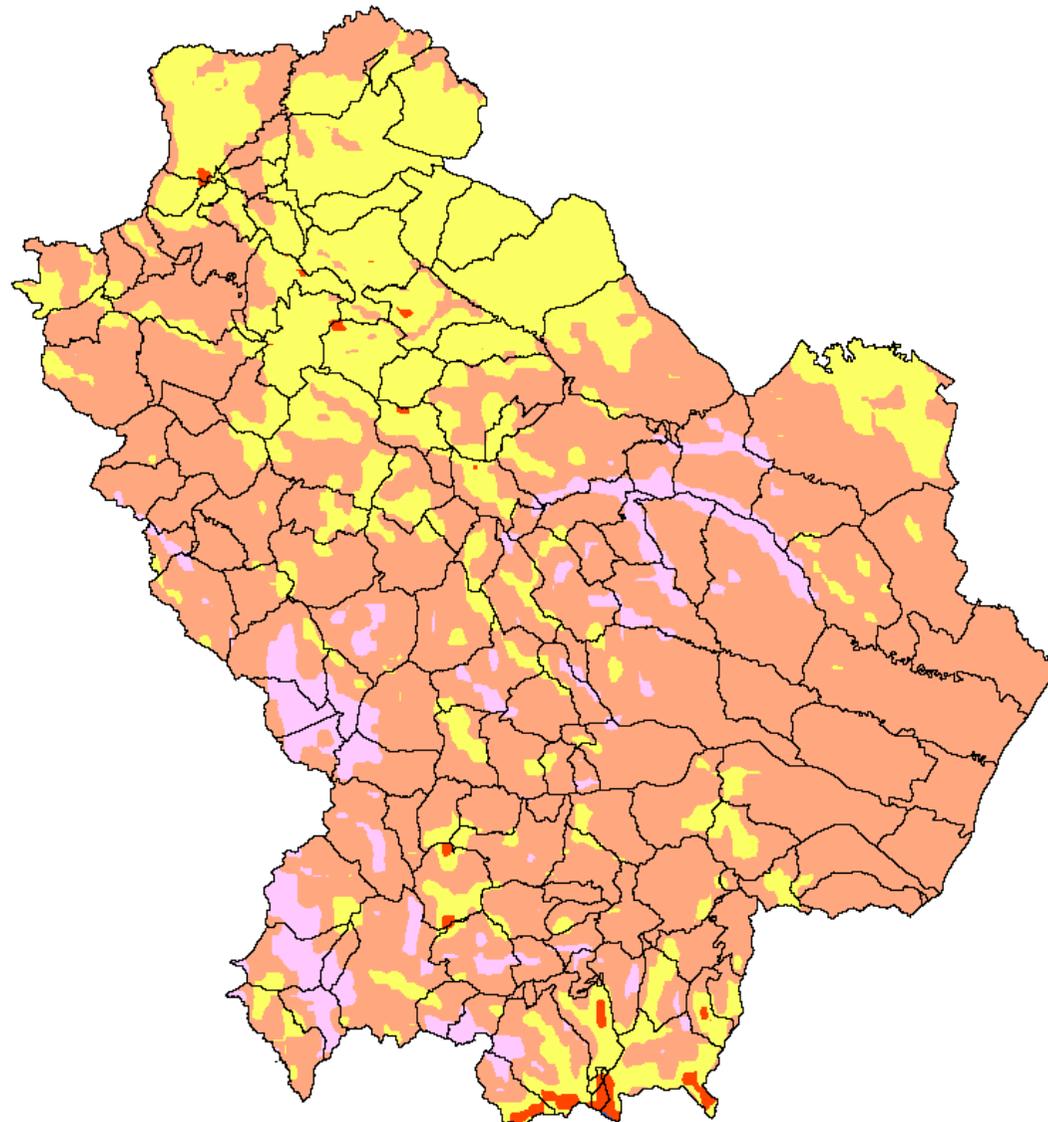












 **REGIONE BASILICATA**
Dipartimento Attività Produttive,
Politiche dell'Impresa, Innovazione Tecnologica
UFFICIO ENERGIA

Producibilità Impianto h=100m
Fonte: CESI Ricerca

Producibilità (MWh/MW)

- <500
- 500 - 1000
- 1000 - 1500
- 1500 - 2000
- 2000 - 2500
- 2500 - 3000
- 3000 - 3500
- 3500 - 4000
- > 4000

0 7.000 14.000 28.000 42.000 56.000
Metri