

La programmazione del FAS 2000-2006

Con riferimento alle risorse del Fondo assegnate alle Amministrazioni centrali, per il periodo di programmazione 2000-2006, la ricognizione realizzata al 31 maggio del 2008, ai sensi dell'art. 6 quater del d.l. n. 112/2008, come convertito con l. n. 133/2008, aveva rilevato impegni (o programmazioni in Accordi di Programma Quadro) per 37.488 milioni di euro sui complessivi 42.699 milioni di euro assegnati prevalentemente a incentivi alle imprese attraverso il Ministero dello Sviluppo Economico, il Ministero dell'Economia e delle Finanze ed il Ministero per l'Istruzione, l'Università e la Ricerca

Le residue disponibilità sono state impiegate per 1.500 milioni di euro per finanziare gli ammortizzatori in deroga e per 626 milioni per misure di sostegno dei settori industriali in crisi (d.l. n. 5/2009); il residuo importo, pari a 1.918 milioni di euro, è stato utilizzato per dare copertura ai tagli alle risorse del Fondo per lo sviluppo e coesione operati con i diversi provvedimenti succedutisi fra il 2008 e il 2011 (612 milioni di euro con delibera CIPE n. 112/2008, 1.200 milioni a seguito del d.l. n. 78/2010 e 106 milioni a seguito delle manovre finanziarie di luglio e agosto 2011). Infine l'aggiornamento della verifica sugli impegni in essere, i cui esiti sono rintracciabili nella delibera n. 6 del 20 gennaio 2011, ha consentito di individuare circa 361 milioni di euro, non più oggetto degli impegni programmati, utilizzati, con tale delibera, per disporre assegnazioni ulteriori a favore delle Amministrazioni centrali medesime.

Per quanto riguarda, invece, le risorse del Fondo assegnate alle Regioni e alle Province Autonome, circa 18.595 milioni di euro (di cui 14.900 milioni nel Mezzogiorno) delle complessive assegnazioni pari a 23 miliardi di euro nell'ambito del ciclo di programmazione 2000-2006 stati programmati tramite lo strumento negoziale dell'Accordo di Programma Quadro (APQ).

Tali risorse hanno consentito di finanziare oltre 23.000 interventi (di cui 13.400 nel Mezzogiorno), per un valore complessivo di investimenti attivati pari a circa 87 miliardi di euro (48,8 nel Mezzogiorno), grazie all'attrazione sullo strumento di ulteriori risorse finanziarie soprattutto ordinarie statali, regionali e di Enti locali, nonché comunitarie e, in alcuni casi, anche private.

In termini settoriali tali risorse sono state allocate prevalentemente su interventi afferenti al settore delle infrastrutture di trasporto (38%), delle risorse idriche (17%) dello sviluppo locale (14%), della riqualificazione urbana (8%) e della difesa del suolo (6%).

Lo stato di avanzamento delle opere finanziate, in termini di costo realizzato a valere su risorse del Fondo, registrato a fine 2011, è pari al 54% su base nazionale, con molte diversità tra le due macro-aree del Paese. Nel Centro-Nord, infatti, tale percentuale risulta essere pari al 79%, con punte pari o superiori al 90% per Lombardia, Liguria e per le Province Autonome di Trento e Bolzano, mentre presenta percentuali minime, vicine o anche inferiori al 60%, per Marche, Umbria e Lazio. Nel Mezzogiorno, invece, lo stato di avanzamento medio è pari al 47%, con punte superiori al 70% per Molise e Abruzzo.

Nel 2011 sono state inoltre completate le attività di ricognizione circa l'utilizzo delle risorse regionali, avviate nel luglio del 2010 con la Delibera CIPE n.

79/10, con riferimento alle risorse non ancora finalizzate su specifici interventi, ovvero allocate su opere pubbliche con bassa realizzazione della spesa.

Nel settembre del 2011, un'apposita delibera CIPE (n. 80/11) ha defanziato gli interventi incagliati che presentavano criticità insormontabili, di natura tecnica o amministrativa, liberando di conseguenza le risorse finanziarie ivi allocate, per un importo pari a complessivi 780 milioni di euro, per riprogrammarle sui medesimi territori secondo modalità e criteri in parte già definiti e in parte da definire. Tali risorse, insieme a quelle derivanti dalle economie prodottesi in seguito a ribassi d'asta o alla realizzazione dei lavori, costituiscono la maggior parte di quelle ad oggi ancora disponibili al reimpiego (pari a oltre 1,5 miliardi di euro, di cui 1,4 nel Mezzogiorno) da riprogrammare nel corso del 2012.

4. LA SITUAZIONE ENERGETICA¹

4.1. IL MERCATO INTERNAZIONALE

Nel 2011 la domanda mondiale di petrolio ha raggiunto il livello di 89 milioni di barili/giorno (Mb/g) con un aumento di 0,7 Mb/g, in netto rallentamento rispetto alla crescita record del 2010 (+2,7 Mb/g) e inferiore rispetto alle stime di inizio anno. Causa di questo andamento è il deteriorarsi della situazione economica internazionale, in particolare in Europa, e i prezzi elevati. Nel 2011 l'area OCSE ha registrato una riduzione di 0,5 Mb/g dovuta al calo dei consumi nel Nord America (-0,3 Mb/g) e in Europa (-0,3 Mb/g), mentre i consumi dell'area OCSE Pacifico sono rimasti stabili, per il maggior impiego di petrolio nella termoelettrica in Giappone a fronte del terremoto-tsunami. Nel 2011 la domanda non OCSE ha continuato a crescere in maniera robusta, più che compensando la debolezza dei paesi industrializzati. La Cina ha aumentato i consumi di 0,4 Mb/g, oltre il 30% della crescita dell'area non OCSE, raggiungendo i 9,5 Mb/g. Anche Medio Oriente e America Latina, aree dove si sta sviluppando un ampio mercato interno, hanno contribuito per oltre il 30% all'incremento della domanda non OCSE che è stato pari a +1,3Mb/g.

Nel 2011 l'offerta mondiale di petrolio si è attestata a 88,5 Mb/g, circa 1 Mb/g al di sopra della media 2010, ma comunque inferiore alla domanda annuale. Si è registrato pertanto un prelievo di scorte di 0,5 Mb/g. Eventi politici nei paesi OPEC e debolezza dei paesi non OPEC sono stati fattori determinanti nel contenere l'offerta. Nonostante la crisi libica, la crescita è concentrata nei paesi OPEC (+0,5 Mb/g di greggio e +0,5 Mb/g di NGL). A coprire l'ammancio di greggio libico in primis c'è stata l'Arabia Saudita e a metà anno il rilascio straordinario di scorte strategiche deciso dall'IEA. La *performance* dell'area non OPEC è stata deludente, con un'offerta stabile rispetto all'anno precedente. Brasile, USA, Canada, CSI e Cina, protagonisti nel 2010, hanno avuto difficoltà produttive. Nel Mare del Nord problemi tecnici prolungati hanno quasi raddoppiato il declino annuo del Regno Unito. Fuori dal coro rimangono Colombia e l'*onshore* statunitense (prevalentemente Texas e North Dakota). L'anno si è chiuso con l'inasprimento delle sanzioni statunitensi verso l'Iran, preludio all'embargo europeo ratificato a gennaio 2012 (effettivo dal 1° luglio).

Il prezzo medio del Brent nel 2011 è stato pari a 111,3 \$/b, in crescita rispetto ai 79,5 \$/b del 2010 e *record* assoluto in termini nominali. La primavera araba e gli scontri scoppiati in diversi paesi produttori (Libia, Siria, Yemen) hanno sostenuto le quotazioni. A differenza del Brent, più sensibile ai fattori geopolitici, il WTI, greggio *benchmark* americano, è cresciuto meno, registrando il più ampio sconto mai toccato rispetto al Brent (-16 \$/b media annua, con punte fino a -30 \$/b) a causa dell'eccesso di offerta e dei vincoli logistici a carico dell'area di riferimento del greggio.

¹ Le tabelle di dettaglio dei dati citati in questo capitolo sono disponibili anche sul sito internet del Ministero dello sviluppo economico, Dipartimento per l'energia, Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche: <http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/>.

Nel 2011 le stime preliminari della domanda di gas naturale indicano consumi complessivi dell'area OCSE pari a 1554 miliardi di metri cubi (Gm³), in riduzione dell'1,3% rispetto al 2010. Nel corso dell'anno specifici fenomeni hanno determinato andamenti divergenti della domanda di gas nei diversi mercati. Nell'area OCSE Europa la riduzione dei consumi è stata prossima al 10% rispetto all'anno precedente. Tale contrazione è riconducibile a una molteplicità di fattori tra cui: condizioni climatiche particolarmente miti, stagnazione economica, competitività del carbone, sviluppo delle fonti rinnovabili e miglioramento dell'efficienza energetica. I dati disponibili per il Nord America mostrano invece un aumento della domanda di gas naturale pari al 5,4% (nel 2010 la variazione rispetto al 2009 è stata del +1,8%). Negli Stati Uniti la crescita dei consumi (+2,5%) è stata supportata dalla produzione domestica (+7,8% rispetto all'anno precedente) giunta ai livelli massimi storici, grazie al contributo del gas non convenzionale (prevalentemente shale gas), che ha generato, in controtendenza rispetto agli altri mercati, prezzi del gas in flessione. Nei paesi dell'area OCSE Asia Pacifico la crescita della domanda di gas (+9,4%) è trainata dall'andamento dell'attività economica e, nel caso del Giappone (+12,3%), dalla massiccia sostituzione di generazione elettrica da nucleare, in seguito al disastro di Fukushima.

4.2. LA DOMANDA DI ENERGIA IN ITALIA

4.2.1. Il quadro normativo nazionale

Gli interventi legislativi attuati nel corso del 2011 sono stati numerosi ed hanno interessato le fonti rinnovabili come il nucleare, la coltivazione e lo stoccaggio degli idrocarburi, i settori del gas naturale e dell'energia elettrica ma anche il settore petrolifero e l'efficienza energetica così come i mercati ambientali legati al settore energetico.

Le fonti energetiche rinnovabili

Il 3 marzo 2011 è stato adottato il decreto legislativo n. 28 che recepisce la direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE che ha come obiettivo la definizione degli strumenti, dei meccanismi, degli incentivi e il quadro istituzionale e finanziario necessari per il raggiungimento degli obiettivi di produzione di energia da fonti rinnovabili così come definiti dal pacchetto clima energia adottato nel dicembre del 2009 in sede di Unione Europea. Il decreto si caratterizza per il suo approccio onnicomprensivo intervenendo contemporaneamente su tutte le fonti rinnovabili, restano da predisporre e adottare i decreti attuativi con i quali le innovazioni contenute nel Decreto verranno definite in modo puntuale. In particolare, è prevista:

- la semplificazione delle procedure autorizzative;
- la definizione dei criteri per la revisione del sistema di incentivi, senza oneri a carico della finanza pubblica ma con conseguenze per i prezzi dell'energia e quindi per i consumatori;
- un sistema di controlli e sanzioni in materia di incentivi e di sanzioni per la violazione delle norme sulle autorizzazioni degli impianti;

- il rafforzamento dell'efficienza energetica e delle infrastrutture di rete necessarie al miglior utilizzo dell'energia rinnovabile prodotta;
- la promozione di progetti comuni con gli Stati membri e i Paesi terzi e sistemi di collaborazione tra le Regioni per il conseguimento degli obiettivi loro assegnati tramite il cd. *burden sharing*;
- la previsione della sostituzione del sistema dei certificati verdi con un meccanismo di asta per gli impianti di maggiori dimensioni (5 MW).

Per quanto concerne, inoltre, la produzione di elettricità da fonte fotovoltaica, è stato emanato il decreto ministeriale 5 maggio 2011 (il cosiddetto Quarto Conto Energia) rivolto ad investitori ed utenti finali, che ha ad oggetto la definizione dei livelli e delle modalità di incentivazione per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011.

L'obiettivo di tale intervento è stato procedere ad una rimodulazione del sistema incentivante del fotovoltaico per renderlo più sostenibile dal punto di vista economico, attraverso la definizione, tra l'altro, di limiti di spesa semestrali in relazione alla potenza installata e alla progressiva riduzione delle tariffe, stabilendo un limite massimo di 23.000 MW al 2016 e un limite di spesa annuo compreso tra i 6 e i 7 miliardi di euro. Tale progressiva diminuzione delle tariffe sta orientando il mercato verso una riduzione dei costi che consentirà alla tecnologia fotovoltaica di essere competitiva anche in assenza di incentivi (cd. *grid parity*).

Il nucleare

Per quanto riguarda il settore nucleare, nel 2011, a seguito degli esiti del referendum abrogativo, con il decreto legislativo 23 marzo 2011, n. 41, sono state emanate disposizioni correttive e integrative del decreto legislativo 23 febbraio 2010, n. 31 che operava (prima delle modifiche a loro volta introdotte dagli esiti del referendum) il riassetto della disciplina per la localizzazione, la realizzazione e l'esercizio, sul territorio nazionale, di impianti di produzione di energia elettrica attraverso la tecnologia nucleare; mentre la finalizzazione dello schema di delibera CIPE sulle tipologie di impianti nucleari ex art. 26, c. 1 della Legge n. 99/09, emanata nel gennaio 2011, è stata sterilizzata dai successivi eventi in materia di moratoria nucleare (decreto legge 31 marzo 2011, n. 34, convertito, con modificazioni, nella legge 26 maggio 2011, n. 75) e dal referendum. Con il decreto legislativo 19 ottobre 2011, n. 185, è stata infine data attuazione alla direttiva 2009/71/EURATOM che istituisce un quadro comunitario per la sicurezza degli impianti nucleari.

Coltivazione e stoccaggio di idrocarburi

Il decreto ministeriale 4 marzo 2011, "Disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare e nella piattaforma continentale", ha aggiornato le disposizioni regolamentari nel settore della ricerca e coltivazione di idrocarburi per tener conto dei divieti introdotti dal decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128 in materia ambientale. Il decreto ministeriale 21 gennaio 2011, "Modalità di conferimento della concessione di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo e relativo disciplinare tipo" aggiorna la disciplina in materia di stoccaggio di gas,

armonizzando le disposizioni del settore in seguito alle modifiche introdotte, da ultimo, con la legge n. 99/09 (“legge Sviluppo”).

Il gas naturale

Relativamente al mercato del gas naturale è stato completato nel 2011 il quadro dei provvedimenti necessari per rendere operativo l’affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale per ambito territoriale tramite gare.

Sono stati emanati il Decreto ministeriale del 19 gennaio 2011 sulla determinazione degli ambiti territoriali minimi, il Decreto ministeriale del 21 aprile 2011 sulla tutela dell’occupazione e il Decreto del 18 ottobre 2011 sull’individuazione dei Comuni per ambito, e infine il regolamento emanato con Decreto Ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, che contiene bando e disciplinare di gara tipo e fissa criteri di aggiudicazione trasparenti, volti a migliorare l’efficienza del servizio e a promuovere gli investimenti.

Il 2011 è stato anche l’anno in cui ha trovato conclusione il processo di recepimento delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE (c.d. “Terzo Pacchetto”) concernenti norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e del gas naturale confluito nell’emanazione del Decreto Legislativo n. 93/2011.

In particolare, le norme di attuazione delle disposizioni comunitarie in materia di energia hanno introdotto atti di indirizzo e provvedimenti da parte del Ministro dello sviluppo economico emanati sentita l’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, il riequilibrio tra domanda e offerta sul mercato nazionale, del livello della domanda attesa in futuro, della capacità addizionale, nonché della qualità e il livello di manutenzione delle reti, delle misure per far fronte ai picchi della domanda e alle carenze delle forniture di uno o più fornitori.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, esso contiene, fra le altre, norme relative:

- alla completa apertura, nei confronti dei consumatori, del mercato di gas naturale e a misure per assicurare la continuità della fornitura ad alcune categorie di consumatori vulnerabili;
- alla sicurezza del settore tramite misure volte a garantire la continuità dell’approvvigionamento di gas naturale, anche in condizioni particolarmente sfavorevoli;
- alla semplificazione delle norme relative alla vendita del gas naturale (abolendo la preesistente autorizzazione) e di quelle relative all’importazione (per contratti di importazione di durata inferiore all’anno);
- alla maggiore liquidità del mercato tramite l’introduzione del bilanciamento di merito economico per gli utenti della rete e all’avvio di una borsa del gas naturale più evoluta che consentirà anche la negoziazione di contratti a termine;
- alla separazione della proprietà dei sistemi di trasporto del gas naturale dalla loro gestione per le imprese verticalmente integrate;
- all’efficientamento del servizio di distribuzione del gas naturale.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale l’AEEG con due Delibere (ARG/gas 45/11 e ARG/gas 85/11) ha introdotto il mercato di bilanciamento di merito economico del gas naturale con cui gli utenti abilitati offrono giornalmente, in acquisto e in vendita, le

risorse di stoccaggio di cui dispongono. Il Decreto legislativo del 1 giugno 2011, n. 93, art. 32, ha anche stabilito che nel corso del 2012 sarà istituito il mercato a termine del gas naturale presso il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME). La creazione di questo mercato offrirà agli operatori strumenti per la copertura dei rischi e delle incertezze nel medio-lungo periodo.

Il settore elettrico

Nel settore elettrico nel 2011 è stato adottato il Regolamento UE 1227/2011 sulla trasparenza e l'integrità dei mercati energetici (REMIT) che ha definito i concetti di *market abuse*, *market manipulation* e *insider trading* nei mercati energetici. In vigore dal 28 dicembre 2011, il Regolamento istituisce nuovi oneri in capo ai soggetti operanti nei mercati all'ingrosso dell'energia e l'obbligo di istituire meccanismi di vigilanza interna sulle transazioni, incluse quelle gestite dalle borse dell'energia. Inoltre, nel corso del 2011 è proseguita la riforma del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) e della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema, secondo i principi generali disposti dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2. L'AEEG con la delibera ARG/elt 98/11 ha stabilito i criteri e le condizioni di funzionamento del meccanismo per remunerare la capacità produttiva con l'obiettivo di aumentare il coordinamento tra i piani di investimento degli operatori e il gestore della rete elettrica.

La creazione di un mercato unico europeo dell'energia, sia elettrico che del gas, entro il 2014 è l'ambizione del Terzo Pacchetto definito nel 2009. Un passaggio centrale verso l'integrazione dei mercati energetici europei è stato operato nel marzo 2011 con la piena operatività dell'ACER - agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dei mercati energetici. L'Agenzia europea, in conformità con quanto stabilito dal Terzo Pacchetto, ha dato avvio al processo di predisposizione dei codici di rete europei, sia del settore del gas che elettrico, mediante l'emanazione delle prime "linee guida".

Le "linee guida" stabilite dall'ACER sono due: una contiene norme per la connessione alla rete degli impianti, le seconde sono relative all'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera e gestione delle congestioni. Dal 2012 le regole saranno ulteriormente armonizzate con quelle di Francia, Belgio, Olanda e Germania, creando una macro-regione e un unico gestore delle aste. L'allocazione della capacità su base giornaliera richiederà, invece, notevoli sforzi di armonizzazione secondo le linee del meccanismo già attivo per l'interconnessione dell'Italia con la Slovenia con cui, a partire dal 1 gennaio 2011, è pienamente operativa l'integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno (*market coupling*).

I prodotti petroliferi

Per il mercato dei prodotti petroliferi nell'ambito del Decreto Legge n. 98 del 6 luglio 2011, recante "Disposizioni urgenti per la stabilizzazione finanziaria", convertito con la legge 15 luglio 2011, n. 111, vi è stata l'emanazione di una specifica disposizione riguardante la razionalizzazione della rete distributiva del carburante.

Infatti con l'art. 28 sono state inserite significative misure per la liberalizzazione del settore, quali l'incremento delle modalità *self-service*, anche in

relazione alla maggiore economicità di tale tipo di rifornimento per il consumatore, la rimozione dei vincoli sulle attività *non oil*, l'introduzione di altre tipologie contrattuali per regolare i rapporti tra Compagnie petrolifere e gestori degli impianti di distribuzione carburanti.

L'efficienza energetica

In materia di efficienza energetica, durante il 2011 è stato aggiornato il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE 2011), stabilito dalla Direttiva 2006/32/CE, che rinnova l'obiettivo di risparmio di medio termine, ponendo lo stesso al 9,6% entro il 2016. Il Decreto Legge "Salva Italia" del 6 dicembre 2011, n. 201 convertito con modificazioni in Legge 22 dicembre n. 214 ha confermato per il 2012 le detrazioni fiscali, pari al 55%, per interventi per la riqualificazione energetica degli edifici e ha stabilito che dal 2013 tale percentuale sarà del 36%. Il Decreto ministeriale del 5 settembre 2011 disciplina il nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento (CAR) e agli operatori titolari di impianti CAR spettano nuovi titoli di efficienza energetica. Gli impianti CAR saranno valutati dal GSE, che dovrà riconoscere i risparmi energetici e richiedere al GME l'emissione dei titoli di efficienza energetica (TEE) a favore dei titolari degli impianti.

Il decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28 interviene anche in materia di efficienza energetica, in particolare prevede la realizzazione di un portale informatico per l'efficienza energetica, l'attivazione di un programma di formazione per installatori e manutentori d'impianti termici, l'avvio di un nuovo meccanismo d'incentivazione per interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni, la realizzazione di nuove schede tecniche standardizzate per interventi nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi.

L'ambiente

Con l'entrata in vigore del decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162 "Attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio" si è concluso il percorso di recepimento della direttiva europea sullo stoccaggio di CO₂. La norma disciplina tutti gli aspetti legati allo stoccaggio del biossido di carbonio, offrendo agli operatori l'opportunità di investire in un percorso tecnologico innovativo orientato alla tutela ambientale e sostenuto in ambito europeo.

Infine, per quanto riguarda i mercati ambientali con la Delibera ARG/elt 104/11 l'AEEG è intervenuta sugli strumenti di controllo per la promozione della trasparenza dei contratti di vendita di energia rinnovabile ai clienti finali. Si prevede l'istituzione e la gestione da parte del GME di un nuovo mercato ambientale basato sullo scambio delle garanzie di origine (COFER), nonché di una piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali riguardanti i medesimi certificati.

4.2.2. La domanda complessiva

Il fabbisogno energetico lordo del Paese nel 2011 è stato di 183,89 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), con un decremento del 2,1% rispetto al 2010 a fronte di una crescita del PIL in termini reali dello 0,43%. La diminuzione della domanda di energia primaria, dopo il piccolo aumento del 2010, evidenzia un

ritorno alla tendenza alla riduzione registratasi negli ultimi anni, con un valore in termini assoluti vicino ai 182,7 Mtep del lontano 1999.

La composizione percentuale delle fonti energetiche impiegate per la copertura della domanda nel 2011 è stata caratterizzata, rispetto al 2010, dalla diminuzione della quota del petrolio, passata dal 38,5% al 37,9%, così come quella del gas naturale, che è scesa dal 36,2% al 34,7%, e dalla crescita della quota del carbone, passata dall'8,0% all'8,7%. Si registra, poi, un piccolo incremento dell'importazione netta di energia elettrica, che ritorna al 5,5% dal 5,2%. Da evidenziare, infine, la significativa crescita della quota delle fonti rinnovabili, dal 12,2% fino al 13,3 per cento.

Tabella BE.1. - BILANCIO DELL'ENERGIA IN ITALIA (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio)								
	2010				2011 (a)			Var. % (2011/10)
	Totale	Combustibili Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili (b) (c)	Scambi di energia elettrica con l'estero	Totale	
Produzione	33,89	0,70	6,92	5,31	22,45	-	35,38	4,4
Importazioni nette	155,15	14,59	57,53	63,84	2,02	10,04	148,02	-4,6
Variazioni scorte	-1,26	0,64	-0,64	0,52	-0,02	-	0,50	-
Consumo interno lordo	187,79	15,93	63,81	69,67	24,45	10,04	183,89	-2,1

(a) Dati provvisori.
 (b) Energia idrica, geotermica, solare ed eolica, biomasse e rifiuti.
 (c) Non include la produzione da pompaggio.
 Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.

Il decremento del fabbisogno energetico del 2011 è stato determinato dall'azione congiunta verso la diminuzione dei consumi di diversi fenomeni: il clima più mite, il persistere di una debole congiuntura economica insieme alla attuazione di politiche di efficienza energetica.

Se si analizza l'andamento dell'energia primaria e del PIL, si nota che fino al 2009 il PIL e l'uso di energia mostrano andamenti analoghi, con una conseguente stabilità dell'intensità energetica primaria. A fronte dell'aumento dell'intensità energetica primaria del 2010 (+2,29%), nel 2011 l'aumento del PIL (+0,43%) e la flessione di domanda di energia (-2,1%), hanno determinato una diminuzione dell'intensità energetica pari al -2,5 per cento.

Tabella BE.2. - L'INTENSITÀ ENERGETICA					
	2007	2008	2009	2010	2011 (a)
PIL a euro 2005 (b) (milioni di euro)	1.492.671	1.475.412	1.394.347	1.419.508	1.425.627
Consumo interno lordo di energia (milioni di tep)	193,69	191,30	180,34	187,79	183,89
Intensità energetica (tep/milioni euro 2005)	129,76	129,66	129,34	132,29	128,99

(a) Dati provvisori.
 (b) Valori concatenati con anno di riferimento 2005.
 Fonte: ISTAT, Ministero dello Sviluppo Economico.

4.2.3. L'approvvigionamento

Nel 2011 la produzione nazionale di fonti energetiche è cresciuta complessivamente del 4,4% rispetto allo scorso anno, passando da 33,9 a 35,4 Mtep. Disaggregando per fonte i dati relativi alla produzione di combustibili fossili, si evidenzia un aumento della produzione di petrolio (+4,5%) e di gas naturale (+0,5%), mentre diminuisce la produzione di combustibili solidi (-9,8%). E' cresciuta notevolmente nel corso dell'anno l'energia prodotta da fonti rinnovabili (+6,1%), in particolare da solare.

Le importazioni nette di energia sono diminuite del 4,6%, assestandosi sul livello di 148,0 Mtep rispetto ai 155,2 dell'anno precedente. Tale variazione è riconducibile alla contrazione delle importazioni nette di gas naturale (-6,6%) e di petrolio e prodotti petroliferi (-5,8%), mentre quelle di fonti rinnovabili (+17,0%) e di energia elettrica (+3,3%) crescono, insieme alle importazioni nette di carbone (+1,6%).

La quota delle importazioni nette rispetto al fabbisogno energetico nazionale, che misura del grado di dipendenza del nostro Paese dalle fonti estere, si riduce, passando dall'82,6% del 2010 all'80,5% del 2011.

Nel 2011 la fattura energetica è stata pari a 61,8 miliardi di euro, in aumento rispetto al valore registrato nel 2010, pari a 52,2 miliardi di euro. Conseguentemente, l'incidenza della fattura energetica sul PIL nominale è passata dal 3,4% al 3,9%, facendo riscontrare una variazione del 16,3%. Tale incremento è stato prevalentemente determinato da una sostenuta dinamica delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi, che ha più che compensato la riduzione dei volumi.

Tabella BE.3. - INTERSCAMBIO DI FONTI ENERGETICHE (milioni di euro correnti)

	2009			2010			2011 (a)		
	Import.	Esport.	Import. nette	Import.	Esport.	Import. nette	Import.	Esport.	Import. nette
Fonti energetiche	52.324	10.327	41.997	67.841	15.619	52.222	79.499	17.680	61.819
<i>di cui:</i>									
Petrolio greggio	24.067	161	23.906	34.721	167	34.554	41.732	724	41.008
Prodotti petroliferi	5.872	9.358	-3.486	8.583	14.870	-6.287	10.133	16.925	-6.792

(a) Dati provvisori.

Fonte: ISTAT.

Di seguito si analizza l'andamento dell'approvvigionamento delle singole fonti energetiche.

4.2.4. Fonte petrolifera

Le stime riferite al 2011 riportano una riduzione del consumo interno lordo di petrolio e prodotti petroliferi del 3,5% rispetto all'anno precedente. Il consumo nel settore della generazione elettrica è diminuito del 9,5%, mentre la riduzione negli impieghi finali è stata del 3,0 per cento.

Al fabbisogno di 69,7 Mtep, la produzione nazionale ha contribuito per circa il 7,6%, mentre le importazioni nette (al netto delle scorte accumulate) hanno soddisfatto circa il 92,4% della domanda.

Le importazioni di greggio, di semilavorati e di prodotti petroliferi nel 2011 (pari a 90,5 milioni di tonnellate) sono diminuite complessivamente del 6,8% rispetto al 2010. Le importazioni di greggio (72,6 milioni di tonnellate) sono diminuite del 7,7% e le importazioni di semilavorati e prodotti petroliferi (17,9 milioni di tonnellate) del 3,2 per cento.

La riduzione ha interessato principalmente le importazioni provenienti dall'Africa (-33,0%) in conseguenza dell'interruzione delle forniture di greggio libico e dall'Asia (-6,0%). Variazioni positive si sono registrate nelle importazioni dagli altri paesi europei (5,2%), dal Medio Oriente (4,2%) e dall'America (1,4%).

Le esportazioni totali di greggio, di semilavorati e di prodotti petroliferi (27,5 Mt) sono diminuite dell'8,1% rispetto al 2010. In particolare, sono diminuite le esportazioni verso l'Africa (-41,8%), l'Asia (-25,9%) e l'America (-16,4%), mentre restano stabili le esportazioni verso gli altri Paesi Europei (il 68% delle esportazioni totali) e aumentano quelle verso il Medio Oriente (+10,2%).

4.2.5. Gas naturale

Nel 2011, il consumo primario di gas naturale è diminuito del 6,2% rispetto all'anno precedente, passando da 83,1 a 77,9 Gm³. Temperature particolarmente miti e stagnazione economica hanno determinato un rallentamento nei consumi finali (-5,9%). La domanda gas è diminuita in modo significativo anche nel settore termoelettrico (-7,0%), principalmente a causa della scarsa competitività nei confronti del carbone e dello sviluppo del fotovoltaico. A fronte di una domanda in diminuzione, la produzione nazionale è aumentata di appena lo 0,5% (mantenendosi sul livello di 8,4 Gm³), le importazioni sono diminuite del 6,6% (da 75,4 a 70,4 Gm³) e l'iniezione di gas nei giacimenti di stoccaggio ha determinato una crescita delle scorte di circa 0,8 Gm³.

Le importazioni via gasdotto, che nel 2011 hanno rappresentato l'87,5% del totale, sono diminuite del 7,3%. Analizzando le importazioni via tubo per paese di origine, emerge come gli avvenimenti della primavera araba abbiano ridotto le importazioni dai paesi del Nord Africa: le forniture provenienti dall'Algeria si sono assestate sui 21,3 Gm³ (-18,1% rispetto al 2010) e quelle dalla Libia si sono ridotte a 2,3 Gm³ (-75,1%). I flussi di importazione sono stati bilanciati dalle forniture provenienti dalla Russia, che hanno raggiunto i 19,6 Gm³ (+31,2%). Nel 2011, Algeria e Russia hanno contribuito rispettivamente per il 34,6% e il 31,9% al totale del gas importato via gasdotto. Le importazioni da Olanda e Norvegia hanno fatto registrare aumenti rispetto all'anno precedente del 15,3% e del 22,3%, mentre quelle dalla Croazia sono state pari a 0,3 Gm³ (-45% rispetto al 2010). Il flusso proveniente dall'Olanda è stato di 3,6 Gm³, quello dalla Norvegia di 3,5 Gm³. Questi ultimi tre paesi nel complesso hanno contribuito per il 12% del totale delle importazioni via gasdotto.

L'apporto del gas naturale liquefatto (GNL) nel 2011 è stato di 8,8 Gm³, in leggera diminuzione (-1,8%) rispetto al 2010. La quota sul totale del gas importato tuttavia è salita al 12,5%, consentendo agli operatori di trarre vantaggio dal

differenziale tra i prezzi *spot* e prezzi indicizzati al petrolio e prodotti petroliferi (contratti di lungo termine).

4.2.6. Combustibili solidi

Nel 2011 le importazioni totali di combustibili solidi sono aumentate del 6,2% rispetto all'anno precedente, passando da 22,1 a 23,5 Mt. In particolare, le importazioni del carbone da coke (che rappresenta il 24,6% delle importazioni totali di combustibili solidi) hanno raggiunto i 5,8 Mt, facendo registrare una crescita del 10,0% rispetto al 2010 e riavvicinandosi ai livelli pre-crisi. Le importazioni di carbone da vapore sono aumentate del 5,0%, raggiungendo il livello di 17,7 Mt, pari al 75,3% delle importazioni totali di combustibili solidi.

Relativamente alle aree di provenienza, l'aumento più significativo ha riguardato le importazioni dall'America (+41,5% rispetto al 2010), in particolare quelle di carbone da vapore sono cresciute del 59,9% e quelle di carbone da coke del 28,5%. Le importazioni di combustibili solidi dall'Europa e da altri paesi hanno registrato variazioni positive rispettivamente del 2,3% e del 58,9%, mentre si sono ridotte le importazioni dall'Asia (-8,9%), dall'Oceania (-30,6%) e dall'Africa (-0,1%).

4.2.7. Fonti rinnovabili

Il consumo complessivo di fonti rinnovabili nel 2011 ha raggiunto i 24,4 Mtep con un incremento del 7,0% rispetto al 2010.

L'uso di fonti rinnovabili in campo energetico in Italia svolge un ruolo sempre più importante: nel 2011, infatti, ha rappresentato il 13,3% del consumo interno lordo (183,9 Mtep), in aumento rispetto al 12,2% dell'anno precedente, ed è prevalentemente rivolto alla trasformazione di tali fonti in energia elettrica (79% del consumo interno lordo totale di fonti rinnovabili).

Tabella BE.4. - PRODUZIONE LORDA DEGLI IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI IN ITALIA (GWh)

Fonte	2008	2009	2010	2011 (a)
Idraulica	41.623	49.137	51.117	46.350
Eolica	4.861	6.543	9.126	10.140
Solare	193	676	1.906	10.730
Geotermica	5.520	5.342	5.376	5.650
Bioenergie	5.966	7.557	9.440	11.320
Totale FER	58.164	69.255	76.964	84.190

(a) Stime su dati Terna/GSE.

Fonte: GSE - Dati statistici sulle fonti rinnovabili 2010.

Tra le varie fonti rinnovabili utilizzate per la produzione di energia elettrica, la fonte idrica da apporti naturali è quella preponderante, con una quota del 55,1%, seguita dalle bioenergie (biomasse solide, bioliquidi, biogas e quota rinnovabile dei rifiuti) usate in centrali termoelettriche (13,4%), dalla fonte eolica (12,0%), dalla fonte solare (12,7%) e dalla geotermia (6,7%).

La produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili è aumentata da 77,0 TWh nel 2010 a 84,2 TWh nel 2011, con un incremento del 9,4%. Tale variazione è frutto

del contributo delle nuove rinnovabili (fotovoltaico, bioenergie ed eolico): dopo 2 anni *record*, infatti, la produzione idroelettrica da apporti naturali diminuisce tra il 2010 e il 2011 del 9,3% (da 51,1 a 46,3 TWh), condizionata da avverse condizioni di idraulicità e tenuto conto della sostanziale invarianza della capacità produttiva.

L'incremento delle altre fonti rinnovabili utilizzate per la produzione di energia elettrica è avvenuto, invece, come conseguenza dello sviluppo del relativo parco di generazione sulla spinta del sistema pubblico di incentivazione. La potenza fotovoltaica installata a fine 2011 ha superato i 12,7 GW, valore quasi quattro volte superiore a quello del 2010.

La produzione di energia da fonte solare è pari a 10,7 TWh (+463%), abbandonando così definitivamente il ruolo marginale che l'aveva caratterizzata nel passato. La produzione termoelettrica da bioenergie è aumentata da 9,4 TWh del 2010 a 11,3 TWh del 2011 (+19,9%) spinta soprattutto dalla crescita degli impianti alimentati con i biogas.

La produzione eolica è pari, nel 2011, a 10,1 TWh (+11,1%) grazie allo sviluppo del parco di generazione fino a 6,8 GW di cui circa il 15% entrati in esercizio nel corso del 2011. Aumenta anche la produzione geotermoelettrica che raggiunge 5,6 TWh (+5,1%) senza variazioni nella potenza installata.

Le fonti rinnovabili trovano un impiego ampio e crescente, in Italia, anche nel settore termico e nei trasporti.

Per quanto riguarda il settore termico si segnala il notevole contributo fornito dalle bioenergie, sia quando sono utilizzate in modo diretto per il riscaldamento di ambienti (attraverso camini, stufe, caldaie, ecc., tradizionali o innovativi), sia quando sono destinate a impianti di trasformazione per la produzione di calore, generalmente ceduto attraverso reti di teleriscaldamento; il fenomeno più rilevante, in particolare, è quello degli usi civili di biomassa legnosa, che nel 2011 hanno raggiunto un ammontare complessivo pari a circa 3,5 Mtep, con un aumento del 10% rispetto all'anno precedente. Meritano attenzione particolare, inoltre, i contributi forniti dalla fonte solare, dalla fonte geotermica e dalle pompe di calore, destinati probabilmente a crescere ancora nei prossimi anni.

Per quanto riguarda invece i trasporti, il contributo principale fornito dalle fonti rinnovabili è rappresentato dall'immissione in consumo, nel 2011, di circa 1,3 Mtep di biocarburanti, composti principalmente da biodiesel ma anche, in misura non trascurabile, da bioetanolo/ETBE.

4.2.8. Energia elettrica

La domanda di energia elettrica nel 2011 è stata pari a 332,3 TWh, in crescita dello 0,6% rispetto all'anno precedente, quando aveva registrato un aumento del 3,2% rispetto al 2009.

L'equivalente in energia primaria, necessario per far fronte alla domanda elettrica, è stato pari a 67,8 Mtep. La penetrazione elettrica – cioè il rapporto tra l'energia elettrica e i consumi energetici globali – è risultata pari al 36,9%, in crescita rispetto al 2010 (36,1%). La domanda di energia elettrica in fonti primarie è stata coperta per il 13,3% con energia elettrica importata, per il 24,5% con le fonti idraulica, geotermica ed altre rinnovabili, e per il restante 62,2% con la trasformazione di combustibili tradizionali in centrali termoelettriche. A

quest'ultimo impiego sono stati destinati combustibili solidi per 12,4 Mtep (+10,5% rispetto al 2010), derivati petroliferi per 3,6 Mtep (-9,5%) e gas naturale per 22,9 Mtep (-7,0%).

L'intensità elettrica del PIL nel 2011 (0,233 kWh/€ 2005) è sostanzialmente in linea con quella del 2010, a sua volta in aumento rispetto al valore dell'anno precedente.

La disponibilità di energia elettrica per il consumo (produzione lorda al netto degli apporti da pompaggio più saldo importazioni dall'estero) ha registrato nel 2011 un valore di 344,1 TWh in leggero aumento rispetto al 2010 (+0,3%). In particolare, le importazioni nette dall'estero sono aumentate di 1,5 TWh (+3,3%), mentre la produzione nazionale è diminuita di 0,3 TWh (-0,1%). La variazione della produzione nazionale è il risultato della diminuzione della produzione termica tradizionale (-3,4%) ed idroelettrica da apporti naturali (-9,3%) accanto all'aumento della produzione da altre fonti rinnovabili (+46,3%).

Tabella BE.5. - BILANCIO DI COPERTURA DELL'ENERGIA ELETTRICA (miliardi di kWh)

Fonte	2008	2009	2010	2011 (a)
Produzione lorda di energia elettrica (b)	313,5	288,3	298,8	298,5
<i>di cui:</i>				
idroelettrica (b)	41,6	49,1	51,1	46,3
geotermoelettrica	5,5	5,3	5,4	5,7
rifiuti urbani, biomasse, altre rinnovabili	12,6	14,8	20,5	32,2
termoelettrica tradizionale	253,8	219,1	221,8	214,3
Saldo import-export	40,0	45,0	44,2	45,6
Disponibilità lorda	353,5	333,3	343,0	344,1
Assorbimenti dei servizi ausiliari e perdite di pompaggio	14,0	13,0	12,5	11,8
Energia elettrica richiesta	339,5	320,3	330,5	332,3

(a) Dati provvisori.

(b) Al netto degli apporti da pompaggio.

Fonte: TERNA - GSE.

In particolare, l'incidenza delle fonti rinnovabili sul consumo interno lordo di energia elettrica (al netto dei pompaggi) ha raggiunto il 24,4% nel 2011. Tra i combustibili tradizionali è proseguita anche nel 2011 la tendenza alla riduzione dell'utilizzo di prodotti petroliferi, con una diminuzione del 9,5% rispetto al 2010, portando a solo il 5,4% l'incidenza sul consumo interno lordo totale. Inoltre, si è osservata anche una flessione del 7% nell'utilizzo di gas naturale, la cui quota rispetto alla disponibilità è passata dal 36,7% al 33,8%. Al contrario, è cresciuto sensibilmente l'utilizzo del carbone (+11,1%).

La potenza di generazione lorda installata in Italia al 31 dicembre 2011 è di 120,5 GW, con un incremento di 10,2 GW rispetto al 31 dicembre 2010 (+9,3%). Il 65,1% della potenza installata è di centrali termoelettriche tradizionali, pari a 78,4 GW (+0,1 GW rispetto all'anno precedente). Come già evidenziato, sono in rapida

crescita i parchi eolici e gli impianti fotovoltaici, sulla spinta dei vari meccanismi d'incentivazione legati al sistema dei Certificati Verdi ed al Conto Energia.

4.2.9. Gli usi finali

Nel 2011, la domanda di energia è diminuita del 3,0% rispetto all'anno precedente, attestandosi intorno ai 134,5 Mtep, tornando ai livelli del 2000.

Tale andamento decrescente, ha riguardato praticamente tutti i settori: sono diminuiti in particolare gli usi non energetici (-11,6%) dovuto in gran parte alla crisi del settore petrolchimico, i consumi per usi civili (-5,2%), quelli dell'agricoltura (-1,4%), del settore industriale (-1,0%) e del settore dei trasporti (-0,4%) nonché i bunkeraggi (-1,5%).

Tabella BE.6. - CONSUMI FINALI DI ENERGIA (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio)

	2010	2011 (a)					Totale	Var. % (2011/10)
	Totale	Combustibili Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili (b) (c)	Energia elettrica		
Industria	32,15	3,66	12,67	4,71	0,23	10,57	31,83	-1,0
Trasporti	42,42	-	0,72	39,33	1,30	0,91	42,25	-0,4
Usi civili	49,13	..	25,50	3,67	3,46	13,95	46,95	-5,2
Agricoltura	3,04	-	0,14	2,22	0,14	0,48	2,99	-1,4
Usi non energetici	8,39	0,09	0,48	6,85	-	-	7,42	-11,6
Bunkeraggi	3,47	-	-	3,42	-	-	3,42	-1,5
TOTALE	138,58	3,75	39,51	60,20	5,13	25,91	134,49	-3,0

(a) Dati provvisori.

(b) Energia idrica, geotermica, solare ed eolica, biomasse e rifiuti.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.

La suddivisione per fonte energetica dei consumi totali evidenzia un andamento differenziato: aumentano del 6,7% le fonti rinnovabili (un incremento molto più contenuto rispetto all'anno precedente quando si era registrato un +20,1%) e l'energia elettrica (+0,7%), mentre diminuisce il ricorso al gas naturale (-5,9%), ai combustibili solidi (-5,5%) e al petrolio (-3,0%).

Con riferimento ai consumi delle varie fonti energetiche nei diversi settori d'uso si registra, per le fonti rinnovabili, un incremento del 10,1% nel settore degli usi civili, del 4,1% nell'industria e del 4,9% nell'agricoltura. Proprio al settore civile è attribuito oltre il 67% del consumo finale di fonti rinnovabili: si tratta prevalentemente delle biomasse impiegate per il riscaldamento degli ambienti.

Per quanto riguarda il ricorso al gas naturale, si segnala una diminuzione negli usi non energetici (-15,8%), nel settore civile (-8,2%) e nell'industria (-1,2%), mentre un aumento si rileva nel settore dei trasporti (3,1%) e nell'agricoltura (+0,9%).

Per i consumi di prodotti petroliferi infine, sono state registrate riduzioni più elevate nel settore degli usi civili (-15,4%) e degli usi non energetici (-11,2%); seguono agricoltura (-2,2%), industria (-1,6%) e trasporti (-0,4%).

Da notare come, nell'autotrazione, continui la riduzione nel consumo di benzina (-5,5% da 9,9 a 9,3 Mt), compensata parzialmente da un maggior ricorso al

gasolio (+0,8% da 25,4 a 25,6 Mt). Infine, per quanto riguarda l'energia elettrica, si registra un incremento nell'industria (+1,0%) e nel settore civile (+0,5%) e una diminuzione nei trasporti (-0,8%) e in agricoltura (-0,3%).

4.2.10. I consumi delle famiglie

Gli impianti di riscaldamento e di raffrescamento, l'utilizzo di elettrodomestici e la crescente diffusione di impianti ed apparecchiature elettriche ed elettroniche da un lato influiscono in maniera diretta sul benessere personale sostituendo o semplificando l'intervento umano nei lavori domestici e rendendo più confortevole l'ambiente familiare, dall'altro determinano un incremento dei consumi di energia e del loro impatto sull'ambiente.

Il consumo annuale di energia in una famiglia dipende infatti dal numero, dall'età, dall'efficienza e dalle ore di utilizzo di elettrodomestici ed impianti di riscaldamento o condizionamento dell'aria e dalle abitudini d'uso di tali apparecchiature da parte dei componenti del nucleo familiare. Dipende inoltre dalle caratteristiche della famiglia e dei suoi componenti che decidono, in base alle loro preferenze e ai loro vincoli economici, quanta parte della loro spesa complessiva destinare all'acquisto di prodotti energetici.

4.3. IL RISCALDAMENTO DOMESTICO

L'energia consumata dalle famiglie per il riscaldamento degli ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria rappresenta, secondo le ultime stime disponibili, circa il 25% dei consumi energetici nazionali e determina oltre il 10% delle emissioni totali nazionali di gas serra.

Con riferimento all'anno 2010, si osserva che il 95,3% delle famiglie italiane residenti in abitazioni non improprie, cioè quelle diverse da baracche, container, grotta, o altro alloggio precario, dispone di un sistema di riscaldamento degli ambienti, mentre praticamente tutte le famiglie (oltre il 99%) dispongono di acqua calda sanitaria ed elettricità.

Tabella BE.7. - FAMIGLIE PER SERVIZI NELL'ABITAZIONE - ANNI 2001 - 2010
(in valore assoluto e percentuale)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<i>Valori percentuali</i>										
Riscaldamento	92,8	93,3	94,0	94,7	94,6	95,9	96,0	97,6	96,7	95,3
Acqua calda	99,5	99,3	99,5	99,6	99,5	99,6	99,5	99,6	99,5	99,3
Energia elettrica	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0
<i>Milioni di unità</i>										
Famiglie in abitazione non impropria (=100%)	22,2	22,2	22,3	22,8	23,3	23,5	23,9	24,3	24,6	24,9

Fonte: ISTAT - I consumi delle famiglie.

Se si considerano le tre principali tipologie di impianto di riscaldamento, vale a dire l'impianto centralizzato, l'impianto autonomo e quello singolo (fisso o portatile), si osserva come l'impianto autonomo sia il prevalente: il 68% delle