



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente



RAPPORTO
117/2018/I/COM

MONITORAGGIO DEI MERCATI DI VENDITA AL DETTAGLIO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

**Rapporto al Ministro dello Sviluppo Economico, ai sensi del
comma 66, Articolo 1 della Legge annuale per il mercato e la
concorrenza 2017**

1 MARZO 2018



ARERA

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente



Sommario

1. INTRODUZIONE.....	2
2. DESCRIZIONE DEI MERCATI DI VENDITA AL DETTAGLIO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS.....	3
3. OPERATIVITÀ DEL PORTALE INFORMATICO	15
4. COMPLETAMENTO DEL QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO ED EFFICACIA DEGLI STRUMENTI NECESSARI A GARANTIRE IL RISPETTO DELLE TEMPISTICHE DI SWITCHING	18
5. COMPLETAMENTO DEL QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO ED EFFICACIA DEGLI STRUMENTI NECESSARI A GARANTIRE IL RISPETTO DELLE TEMPISTICHE DI FATTURAZIONE E CONGUAGLIO	21
6. OPERATIVITÀ DEL SISTEMA INFORMATIVO INTEGRATO	26
7. COMPLETAMENTO DEL QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO E RISPETTO DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ IN MATERIA DI IMPLEMENTAZIONE DEL BRAND UNBUNDLING.....	35
8. TUTELA DELLE FAMIGLIE IN CONDIZIONI DI DISAGIO ECONOMICO E ACCRESIMENTO DEL SISTEMA DI VIGILANZA E DI INFORMAZIONE A TUTELA DEI CONSUMATORI	37

1. INTRODUZIONE

Il presente rapporto è redatto ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 1, comma 66, della legge 4 agosto 2017, n. 124, recante *Legge annuale per il mercato e la concorrenza* (di seguito: Legge 124/2017), secondo le quali l'Autorità è tenuta a trasmettere al Ministro dello sviluppo economico un **Rapporto relativo al monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas**, con particolare riguardo ai seguenti aspetti:

- a) **l'operatività del portale informatico** di cui al comma 1.61 della medesima Legge;
- b) il **completamento del quadro normativo e regolatorio e l'efficacia degli strumenti** necessari a garantire il **rispetto delle tempistiche di switching** secondo quanto previsto dall'articolo 3, paragrafo 5, lettera a), della direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, e dall'articolo 3, paragrafo 6, lettera a), della direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, come recepite dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93;
- c) il **completamento del quadro normativo e regolatorio e l'efficacia degli strumenti** necessari a garantire il **rispetto delle tempistiche di fatturazione e conguaglio** secondo quanto previsto dall'allegato I, punto 1, lettere i) e j), della citata direttiva 2009/72/CE e dall'allegato I, punto 1, lettere i) e j), della citata direttiva 2009/73/CE, come recepite dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93;
- d) **l'operatività del Sistema informativo integrato** (di seguito anche: SII), di cui al decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, gestito da Acquirente Unico S.p.A. (di seguito anche: Gestore del SII);
- e) il **completamento del quadro** normativo e regolatorio e il **rispetto delle disposizioni** dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: ARERA o Autorità) in materia di implementazione del **brand unbundling**, secondo quanto previsto dall'articolo 26, paragrafo 3, della citata direttiva 2009/72/CE e dall'articolo 26, paragrafo 3, della citata direttiva 2009/73/CE, come recepite dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93;
- f) la **tutela delle famiglie in condizioni di disagio economico**, nonché l'accrescimento del **sistema di vigilanza e di informazione** a tutela dei consumatori.

Di seguito vengono dapprima fornite delle descrizioni anche quantitative dei mercati dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas e successivamente esposti singolarmente gli aspetti succitati.

Il presente rapporto viene anche contestualmente pubblicato sul sito dell'Autorità, per mantenere il livello di totale trasparenza provvedimentoale che caratterizza l'operato di questa Autorità.

2. DESCRIZIONE DEI MERCATI DI VENDITA AL DETTAGLIO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

Nella sezione presente sono descritte le principali caratteristiche dei mercati della vendita al dettaglio di energia elettrica e gas naturale, distintamente per ciascuno dei due settori. Le evidenze quantitative sono aggiornate, ove non diversamente esplicitato, al 31 dicembre 2017. Al fine di ottenere tale livello di aggiornamento delle informazioni, quasi contestuali al presente rapporto, sono stati estratti i dati dal SII¹. Per un maggiore dettaglio delle analisi qui riportate e alle relative serie storiche aggiornate fino al 2016 si rimanda al *Rapporto del monitoraggio retail 2016*².

Settore elettrico

Tabella 1. Punti di prelievo connessi in bassa tensione per tipologia di cliente (migliaia) e relativa distribuzione tra i vari tipi di mercato - al 31 dicembre 2017

	Bassa Tensione Domestici	Bassa Tensione Altri Usi	Bassa Tensione Ill. Pubblica	Totale per mercato
LIBERO	11.821,5 40,6%	3.685,2 52,9%	214,4 80,7%	15.721,1 43,2%
SALVAGUARDIA	0,2 0,0%	65,0 0,9%	26,5 10,0%	91,8 0,3%
TUTELATO	17.293,4 59,4%	3.220,6 46,2%	24,6 9,3%	20.538,6 56,5%
Totale complessivo	29.115,1	6.970,9	265,5	36.351,5

Elaborazioni ARERA su dati estratti dal SII

¹ I dati relativi al 2017, raccolti nell'ambito del Monitoraggio Retail ai sensi della deliberazione ARG/com 151/2011 (di seguito: TIMR), infatti, saranno completamente disponibili in un secondo momento. Considerando pertanto che il Rapporto TIMR 2017 si baserà, al meno parzialmente, su dati raccolti da fonti dati differenti rispetto a quella utilizzata per il presente documento, potrebbero verificarsi dei leggeri scostamenti rispetto ai dati che saranno pubblicati nell'ambito del Rapporto TIMR 2017.

² Rapporto 801/2017/I/com, disponibile al sito <https://www.arera.it/allegati/docs/17/801-17.pdf>.

Tabella 2. Evoluzione temporale della ripartizione dei punti di prelievo connessi in bassa tensione per tipo di mercato in ciascuna tipologia di cliente - Anni 2012-2017

	Bassa Tensione Domestici		Bassa Tensione Altri usi		
	Maggior tutela	Mercato Libero	Maggior tutela	Mercato Libero	Salvaguardia
2012	79%	21%	63%	36%	1,1%
2013	75%	25%	60%	39%	1,0%
2014	71%	29%	56%	43%	0,9%
2015	68%	32%	55%	45%	0,9%
2016	65%	35%	51%	48%	1,0%
2017*	59%	41%	46%	53%	0,9%

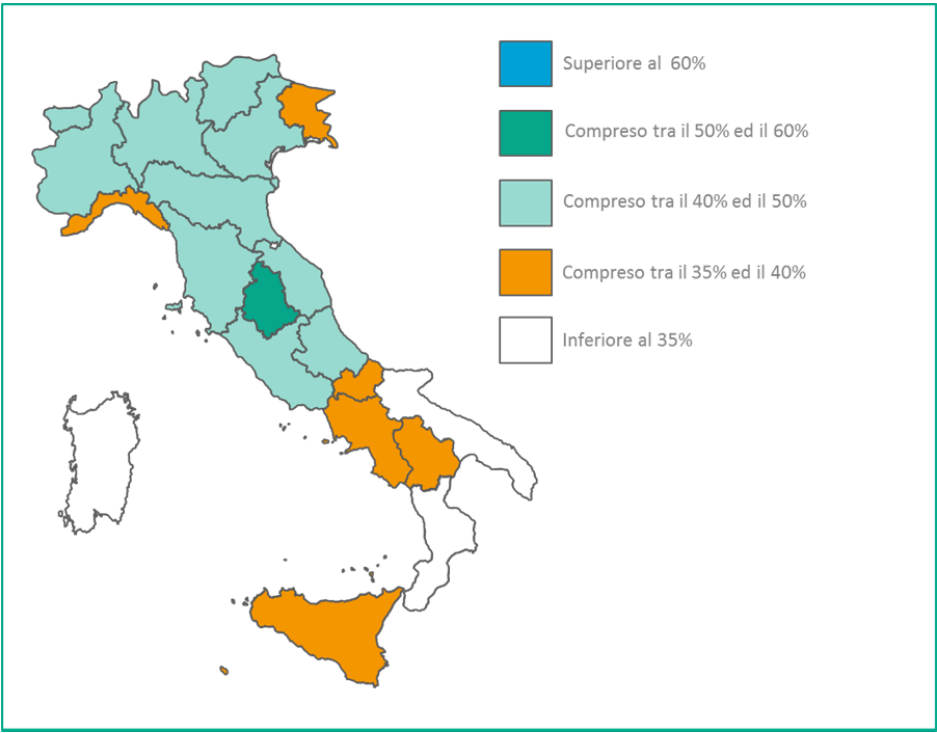
Elaborazioni ARERA su dati estratti dal SII

* La ripartizione per tipo di mercato del 2017 è effettuata sulla base delle informazioni disponibili nel SII con riferimento ad un campione di PdP pari al 94% dei punti esistenti. Diversamente, i dati dal 2012 al 2016 sono comunicati dagli operatori nell'ambito del Monitoraggio Retail.

Tabella 3. Ripartizione dei consumi relativi ai clienti connessi in bassa tensione per tipo di mercato in ciascuna tipologia di cliente - Anni 2012-2016

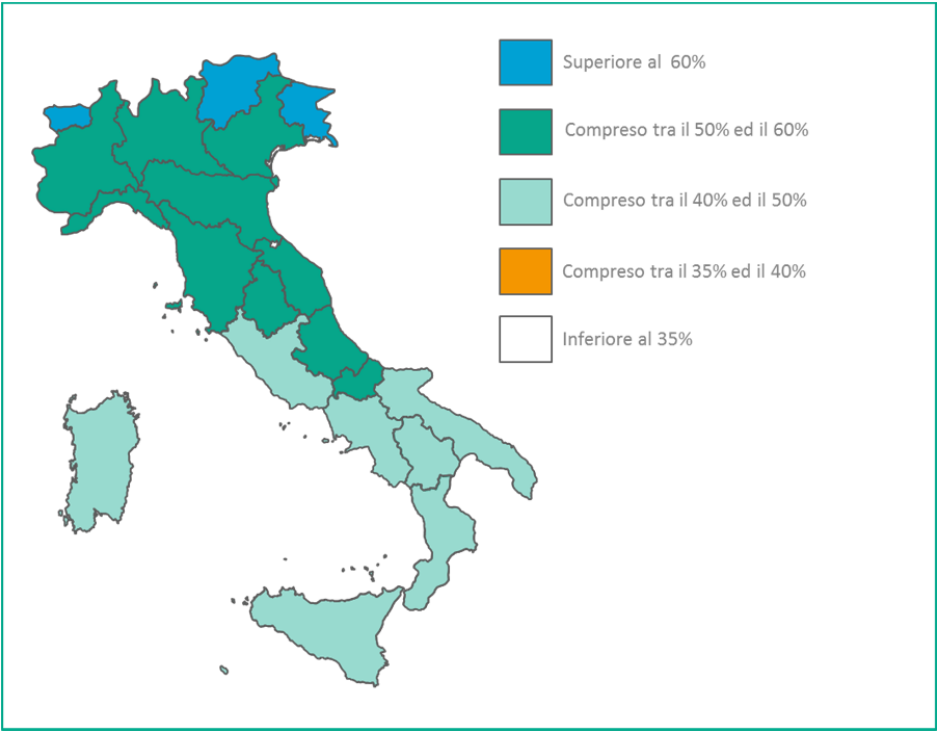
	Bassa Tensione Domestici		Bassa Tensione Altri usi		
	Maggior tutela	Mercato Libero	Maggior tutela	Mercato Libero	Salvaguardia
2012	76%	24%	32%	66%	2%
2013	71%	29%	30%	68%	2%
2014	67%	33%	28%	70%	2%
2015	64%	36%	26%	72%	1%
2016	62%	38%	26%	73%	2%

Elaborazioni ARERA su dati comunicati dagli operatori nell'ambito del Monitoraggio Retail.

afico 1.

Elaborazioni ARERA su dati estratti dal SII

Grafico 2.



Elaborazioni ARERA su dati estratti dal SII

Tabella 4. Punti di prelievo connessi in bassa tensione domestici e altri usi in ciascuna provincia per tipologia di cliente e relativa distribuzione tra i vari tipi di mercato - anno 2017

Provincia	Bassa tensione Domestici			POD (migliaia)	Bassa tensione Altri usi			POD (migliaia)	Bassa tensione Ill. Pubblica		
	POD (migliaia)	Libero	Maggior tutela		Libero	Salvaguardia	Maggior tutela		Libero	Salvaguardia	Maggior tutela
AQ	201,3	38,2%	61,8%	39,6	50,6%	2,2%	47,2%	2,3	75,1%	7,5%	17,4%
CH	199,9	39,4%	60,6%	42,0	58,0%	0,6%	41,5%	2,9	92,2%	2,0%	5,8%
PE	147,6	50,8%	49,2%	35,1	66,6%	0,9%	32,6%	1,6	88,8%	2,3%	9,0%
TE	160,0	43,2%	56,8%	35,2	57,8%	2,5%	39,7%	2,9	87,7%	7,4%	4,9%
ABRUZZO	708,8	42,3%	57,7%	151,8	58,0%	1,5%	40,5%	9,8	86,3%	5,0%	8,7%
MT	98,3	36,1%	63,9%	27,3	43,1%	1,0%	55,8%	0,5	62,2%	12,2%	25,6%
PZ	180,7	36,2%	63,8%	47,2	46,8%	0,9%	52,3%	1,9	85,9%	2,9%	11,2%
BASILICATA	279,0	36,1%	63,9%	74,5	45,5%	0,9%	53,6%	2,5	80,7%	4,9%	14,4%
CS	397,7	30,0%	70,0%	79,4	40,1%	1,9%	58,0%	3,9	65,0%	17,9%	17,1%
CZ	188,8	31,1%	68,9%	40,4	42,2%	2,0%	55,8%	2,1	66,6%	13,6%	19,8%
KR	88,5	36,0%	64,0%	17,1	43,8%	2,9%	53,3%	0,7	59,6%	27,7%	12,8%
RC	261,3	30,8%	69,2%	64,2	37,9%	2,1%	59,9%	3,2	54,7%	26,6%	18,7%
VV	84,9	32,3%	67,7%	18,5	39,6%	1,8%	58,6%	0,8	50,3%	15,5%	34,2%
CALABRIA	1.021,3	31,1%	68,9%	219,5	40,1%	2,1%	57,8%	10,8	60,7%	20,2%	19,1%
AV	186,6	29,6%	70,4%	39,4	45,7%	1,5%	52,8%	1,8	58,9%	14,9%	26,2%
BN	117,6	31,9%	68,1%	27,9	44,0%	2,8%	53,2%	1,0	68,7%	11,2%	20,0%
CE	358,1	34,7%	65,3%	76,4	43,3%	1,6%	55,1%	1,9	42,7%	33,4%	23,9%
NA	1.091,2	38,3%	61,7%	283,1	41,5%	2,3%	56,3%	4,0	72,7%	17,3%	10,0%
SA	466,6	35,6%	64,4%	121,4	45,1%	0,9%	53,9%	3,4	61,8%	16,8%	21,4%
CAMPANIA	2.220,3	36,1%	63,9%	548,3	43,0%	1,9%	55,2%	12,1	62,5%	18,8%	18,7%
BO	508,8	49,4%	50,6%	133,7	59,6%	0,3%	40,0%	4,1	98,1%	0,3%	1,5%
FC	185,2	47,1%	52,9%	47,3	57,5%	0,4%	42,1%	1,8	99,7%	0,2%	0,2%
FE	198,7	43,7%	56,3%	39,3	60,2%	0,3%	39,5%	2,2	99,1%	0,0%	0,9%
MO	323,8	55,7%	44,3%	91,8	55,7%	0,3%	44,0%	3,9	90,2%	9,0%	0,8%
PC	151,0	48,5%	51,5%	38,7	61,5%	0,3%	38,1%	5,2	93,5%	0,1%	6,5%
PR	227,5	53,6%	46,4%	64,1	59,5%	0,3%	40,2%	4,7	95,3%	0,4%	4,3%
RA	208,4	50,9%	49,1%	45,0	60,3%	0,4%	39,4%	1,6	91,3%	8,4%	0,3%
RE	235,8	46,1%	53,9%	64,3	55,2%	0,3%	44,6%	4,5	96,8%	0,1%	3,2%
RN	166,1	36,9%	63,1%	44,7	58,4%	0,4%	41,3%	1,8	96,3%	0,1%	3,6%
EMILIA-ROMAGNA	2.205,3	48,8%	51,2%	569,0	58,4%	0,3%	41,3%	29,9	95,3%	1,8%	2,9%
GO	74,4	41,0%	59,0%	15,9	61,6%	2,4%	36,0%	0,7	54,9%	41,7%	3,4%
PN	147,3	45,6%	54,4%	30,8	64,9%	1,0%	34,1%	1,3	73,0%	4,7%	22,3%
TS	128,6	28,0%	72,0%	30,2	61,7%	1,0%	37,3%	0,5	70,5%	14,5%	14,9%
UD	288,6	38,4%	61,6%	63,8	62,4%	1,1%	36,6%	2,9	71,8%	8,6%	19,6%
FRIULI-VENEZIA GIULIA	639,0	38,3%	61,7%	140,8	62,7%	1,2%	36,2%	5,3	69,8%	12,4%	17,8%
FR	222,3	35,6%	64,4%	42,9	50,5%	1,4%	48,1%	3,9	62,1%	22,4%	15,5%
LT	267,8	43,2%	56,8%	68,8	50,0%	1,5%	48,5%	2,6	73,3%	21,1%	5,6%

Provincia	Bassa tensione Domestici			POD (migliaia)	Bassa tensione Altri usi			POD (migliaia)	Bassa tensione III. Pubblica		
	POD (migliaia)	Libero	Maggior tutela		Libero	Salvaguardia	Maggior tutela		Libero	Salvaguardia	Maggior tutela
RI	101,5	36,9%	63,1%	19,2	53,0%	2,0%	45,0%	1,9	79,0%	8,7%	12,3%
RM	1.979,8	44,1%	55,9%	460,1	49,4%	0,8%	49,8%	5,6	53,1%	35,3%	11,6%
VT	169,4	42,5%	57,5%	50,8	48,0%	1,2%	50,9%	1,6	61,0%	22,2%	16,8%
LAZIO	2.740,7	43,0%	57,0%	641,8	49,6%	1,0%	49,5%	15,5	62,6%	25,2%	12,2%
GE	487,3	40,7%	59,3%	119,0	58,1%	0,4%	41,5%	3,7	92,5%	1,0%	6,5%
IM	167,7	33,0%	67,0%	39,0	50,4%	0,3%	49,4%	2,0	95,5%	0,0%	4,5%
SP	128,3	41,3%	58,7%	31,4	58,0%	0,4%	41,5%	1,5	74,2%	1,0%	24,8%
SV	230,8	36,3%	63,7%	55,2	61,4%	0,4%	38,2%	3,0	94,6%	0,2%	5,2%
LIGURIA	1.014,0	38,5%	61,5%	244,6	57,6%	0,4%	42,0%	10,3	91,0%	0,6%	8,5%
BG	539,3	41,9%	58,1%	120,0	56,8%	0,8%	42,4%	4,6	79,0%	8,1%	12,9%
BS	609,0	41,6%	58,4%	140,8	61,4%	0,8%	37,9%	5,3	87,2%	3,9%	8,9%
CO	295,8	44,7%	55,3%	65,9	57,7%	0,4%	41,9%	2,4	93,7%	0,3%	6,0%
CR	157,7	45,0%	55,0%	38,8	57,5%	0,5%	42,0%	1,5	91,2%	0,3%	8,5%
LC	173,9	41,0%	59,0%	40,0	59,3%	0,5%	40,2%	1,4	87,8%	0,4%	11,9%
LO	99,2	46,6%	53,4%	21,7	60,6%	0,8%	38,6%	1,0	72,2%	13,8%	14,0%
MB	380,0	45,8%	54,2%	78,6	59,1%	0,5%	40,3%	2,6	89,3%	3,9%	6,8%
MI	1.530,9	44,6%	55,4%	306,3	64,4%	0,9%	34,8%	6,5	86,8%	8,5%	4,7%
MN	177,4	45,7%	54,3%	43,7	60,2%	0,6%	39,1%	2,0	92,4%	1,1%	6,5%
PV	264,3	41,4%	58,6%	58,1	54,0%	0,8%	45,2%	2,2	65,1%	8,9%	26,1%
SO	128,6	26,2%	73,8%	28,4	43,9%	0,7%	55,4%	0,9	86,7%	1,7%	11,6%
VA	411,7	44,5%	55,5%	84,5	58,3%	0,8%	40,8%	2,8	80,9%	10,2%	8,9%
LOMBARDIA	4.767,9	43,3%	56,7%	1.026,7	59,9%	0,7%	39,4%	33,2	84,6%	5,7%	9,6%
AN	226,2	45,7%	54,3%	60,2	57,0%	0,6%	42,3%	2,6	89,0%	5,7%	5,3%
AP	98,8	34,2%	65,8%	26,7	49,9%	0,6%	49,5%	1,4	81,6%	3,5%	14,9%
FM	80,4	37,5%	62,5%	22,3	53,4%	1,1%	45,5%	1,0	70,9%	1,5%	27,6%
MC	154,3	39,7%	60,3%	43,0	50,3%	1,2%	48,5%	2,4	83,9%	9,1%	7,0%
PU	174,3	41,8%	58,2%	43,2	60,6%	0,6%	38,8%	2,4	95,5%	0,3%	4,1%
MARCHE	733,9	41,0%	59,0%	195,4	54,9%	0,8%	44,2%	9,8	86,4%	4,5%	9,1%
CB	122,1	35,7%	64,3%	27,0	55,1%	0,7%	44,2%	1,0	83,7%	2,6%	13,6%
IS	48,0	33,8%	66,2%	10,8	52,6%	0,8%	46,7%	1,1	89,4%	2,0%	8,6%
MOLISE	170,1	35,2%	64,8%	37,8	54,4%	0,7%	44,9%	2,1	86,6%	2,3%	11,1%
AL	229,6	37,1%	62,9%	56,4	55,0%	0,9%	44,0%	2,6	84,3%	6,3%	9,5%
AT	111,8	39,1%	60,9%	26,9	57,7%	0,3%	42,0%	1,5	90,8%	0,1%	9,1%
BI	92,5	50,2%	49,8%	21,5	64,4%	1,0%	34,5%	1,0	74,9%	19,0%	6,1%
CN	329,9	39,7%	60,3%	85,3	58,8%	0,4%	40,9%	6,7	94,5%	0,1%	5,4%
NO	173,7	49,0%	51,0%	41,8	57,3%	0,5%	42,2%	2,0	88,7%	2,7%	8,6%
TO	1.151,4	50,3%	49,7%	260,6	61,4%	0,4%	38,2%	8,2	85,9%	5,9%	8,2%
VB	106,2	39,7%	60,3%	22,1	58,0%	1,0%	40,9%	1,5	85,1%	6,0%	8,9%
VC	92,0	53,2%	46,8%	22,3	62,7%	0,2%	37,1%	1,0	84,9%	0,1%	15,0%
PIEMONTE	2.287,0	46,4%	53,6%	536,9	59,8%	0,5%	39,7%	24,5	88,0%	4,1%	7,9%

Provincia	Bassa tensione Domestici			POD (migliaia)	Bassa tensione Altri usi			POD (migliaia)	Bassa tensione III. Pubblica		
	POD (migliaia)	Libero	Maggior tutela		Libero	Salvaguardia	Maggior tutela		Libero	Salvaguardia	Maggior tutela
BA	532,0	32,0%	68,0%	167,1	38,3%	0,6%	61,1%	3,0	78,0%	15,3%	6,7%
BR	202,1	36,1%	63,9%	43,0	43,9%	1,1%	54,9%	1,1	69,8%	15,9%	14,3%
BT	139,0	37,3%	62,7%	43,9	41,6%	0,9%	57,5%	0,7	42,3%	46,4%	11,3%
FG	288,7	31,3%	68,7%	82,9	38,6%	1,2%	60,1%	1,3	62,6%	30,9%	6,5%
LE	428,2	34,1%	65,9%	86,7	43,4%	1,1%	55,5%	4,6	54,4%	18,0%	27,6%
TA	275,3	38,1%	61,9%	64,0	41,6%	1,1%	57,4%	1,5	76,3%	17,9%	5,9%
PUGLIA	1.865,2	34,1%	65,9%	487,5	40,5%	1,0%	58,6%	12,2	64,5%	20,1%	15,4%
CA	260,6	28,1%	71,9%	60,8	40,3%	1,0%	58,6%	1,6	70,8%	21,1%	8,2%
CI	64,3	28,5%	71,5%	10,9	41,7%	1,6%	56,7%	0,5	81,1%	9,0%	9,9%
NU	79,4	28,2%	71,8%	20,4	40,7%	1,8%	57,5%	0,4	60,1%	25,2%	14,7%
OG	30,3	24,2%	75,8%	7,5	36,2%	1,1%	62,7%	0,2	80,9%	2,6%	16,4%
OR	83,5	32,6%	67,4%	19,1	47,7%	1,3%	50,9%	0,7	67,6%	16,0%	16,4%
OT	127,3	29,6%	70,4%	22,7	48,6%	1,3%	50,0%	0,7	64,1%	27,0%	8,9%
SS	174,6	34,9%	65,1%	44,9	46,7%	0,5%	52,8%	0,9	84,3%	4,3%	11,4%
SU	3,6	42,9%	57,1%	1,6	49,4%	0,3%	50,3%	0,1	98,9%	1,1%	0,0%
VS	42,7	26,3%	73,7%	8,9	36,9%	1,8%	61,3%	0,3	73,2%	17,1%	9,8%
SARDEGNA	866,4	30,0%	70,0%	196,8	43,3%	1,1%	55,5%	5,3	72,8%	16,5%	10,7%
AG	218,0	32,9%	67,1%	43,1	39,9%	1,4%	58,7%	1,4	41,6%	50,4%	8,0%
CL	126,5	39,9%	60,1%	25,7	45,6%	1,6%	52,8%	1,0	59,3%	38,4%	2,3%
CT	472,2	34,1%	65,9%	119,4	43,5%	1,4%	55,1%	3,2	38,6%	58,6%	2,9%
EN	85,0	33,2%	66,8%	16,1	43,0%	2,2%	54,9%	0,5	61,0%	28,2%	10,8%
ME	339,5	31,2%	68,8%	83,6	38,9%	2,2%	58,9%	3,1	56,1%	33,0%	10,9%
PA	553,7	34,0%	66,0%	124,4	39,6%	1,2%	59,2%	2,0	71,9%	20,5%	7,6%
RG	162,4	42,8%	57,2%	38,1	47,7%	1,6%	50,7%	1,4	65,5%	29,7%	4,9%
SR	188,4	41,0%	59,0%	44,3	43,6%	1,5%	54,8%	1,2	56,0%	43,8%	0,2%
TP	209,5	36,6%	63,4%	44,1	42,2%	1,7%	56,2%	1,8	63,1%	36,2%	0,7%
SICILIA	2.355,1	35,2%	64,8%	538,9	41,9%	1,6%	56,6%	15,5	55,2%	39,3%	5,5%
AR	160,5	39,7%	60,3%	46,0	54,5%	0,9%	44,6%	2,9	88,5%	3,9%	7,6%
FI	466,7	43,5%	56,5%	139,3	53,5%	0,8%	45,7%	3,8	96,5%	3,4%	0,1%
GR	146,4	36,8%	63,2%	41,9	50,9%	0,9%	48,2%	1,3	89,2%	9,4%	1,4%
LI	191,1	44,3%	55,7%	48,1	60,9%	0,9%	38,2%	1,0	90,8%	4,2%	5,0%
LU	205,1	41,3%	58,7%	45,8	56,7%	0,9%	42,5%	3,1	85,0%	9,9%	5,1%
MS	109,3	46,6%	53,4%	22,9	62,3%	1,1%	36,6%	2,0	99,0%	0,3%	0,7%
PI	196,0	45,5%	54,5%	50,4	56,6%	0,7%	42,8%	1,7	73,3%	13,2%	13,5%
PO	103,4	45,4%	54,6%	32,6	58,5%	0,7%	40,8%	0,5	99,8%	0,2%	0,0%
PT	138,1	43,5%	56,5%	35,4	56,2%	0,7%	43,1%	1,8	95,3%	1,5%	3,2%
SI	136,2	39,8%	60,2%	43,7	54,1%	0,7%	45,2%	1,5	88,7%	6,9%	4,4%
TOSCANA	1.852,9	42,7%	57,3%	506,0	55,6%	0,8%	43,6%	19,7	90,3%	5,5%	4,2%
BZ	224,3	45,2%	54,8%	81,9	60,5%	0,1%	39,4%	2,0	92,5%	0,1%	7,4%
TN	308,0	37,5%	62,5%	74,8	71,3%	0,0%	28,6%	3,5	97,3%	0,0%	2,7%

Provincia	Bassa tensione Domestici			POD (migliaia)	Bassa tensione Altri usi			POD (migliaia)	Bassa tensione III. Pubblica		
	POD (migliaia)	Libero	Maggior tutela		Libero	Salvaguardia	Maggior tutela		Libero	Salvaguardia	Maggior tutela
TRENTINO ALTO ADIGE	532,3	40,7%	59,3%	156,7	65,7%	0,1%	34,2%	5,4	95,6%	0,0%	4,4%
PG	305,7	47,2%	52,8%	79,6	56,6%	0,9%	42,6%	7,7	95,3%	2,5%	2,2%
TR	110,4	59,5%	40,5%	26,6	66,1%	0,8%	33,1%	1,8	78,5%	14,6%	6,9%
UMBRIA	416,1	50,5%	49,5%	106,1	59,0%	0,9%	40,2%	9,5	92,0%	4,8%	3,1%
AO	107,5	42,3%	57,7%	25,7	62,9%	0,3%	36,8%	1,7	98,2%	1,5%	0,3%
VALLE D'AOSTA	107,5	42,3%	57,7%	25,7	62,9%	0,3%	36,8%	1,7	98,2%	1,5%	0,3%
BL	140,6	28,9%	71,1%	28,8	55,0%	1,4%	43,6%	1,6	79,2%	8,6%	12,1%
PD	397,9	40,2%	59,8%	98,6	58,4%	0,9%	40,8%	7,8	85,0%	3,9%	11,0%
RO	111,6	38,2%	61,8%	24,2	60,2%	1,0%	38,8%	1,5	98,0%	0,5%	1,5%
TV	372,1	37,0%	63,0%	85,7	57,8%	0,8%	41,4%	4,5	73,2%	8,5%	18,3%
VE	441,2	38,8%	61,2%	103,6	56,7%	0,8%	42,5%	4,0	82,7%	8,3%	9,0%
VI	391,0	38,4%	61,6%	93,4	55,7%	0,7%	43,6%	5,6	85,0%	7,4%	7,6%
VR	423,3	49,6%	50,4%	109,6	58,9%	0,6%	40,5%	5,2	77,7%	5,5%	16,8%
VENETO	2.277,6	40,1%	59,9%	543,8	57,5%	0,8%	41,7%	30,3	82,0%	6,2%	11,8%
ITALIA*	29.060,5	40,6%	59,4%	6.948,8	52,9%	0,9%	46,2%	265,2	80,7%	10,0%	9,3%

Elaborazioni ARERA su dati estratti dal SII

* I dati totali possono differire da quelli di cui alla Tabella 1 in quanto al netto dei POD per i quali la valorizzazione della localizzazione è in fase di verifica

Settore del gas naturale

Tabella 5. Punti di riconsegna allacciati alle reti di distribuzione per tipologia di cliente e relativa distribuzione tra i vari tipi di mercato - anno 2017

Tipologia di cliente	PdR (migliaia)	% sul mercato libero 2016
Domestico	20.155,4	37%
Condominio uso domestico	208,7	45%
Usi Diversi	1.253,4	100%

Elaborazioni ARERA su dati estratti dal SI con riferimento a numero di PdR e dei dati dichiarati dagli operatori ai fini del monitoraggio retail con riferimento alla percentuale sul mercato libero nel 2016

Tabella 6. Ripartizione dei PdR per tipo di mercato in ciascuna tipologia di cliente avente diritto al servizio di tutela - Anni 2012-2017

		2012	2013	2014	2015	2016
Servizio di tutela	Domestici	83%	78%	72%	68%	63%
	Condomini uso domestico		75%	69%	66%	55%
Mercato libero	Domestici	17%	22%	28%	32%	37%
	Condomini uso domestico		25%	31%	34%	45%

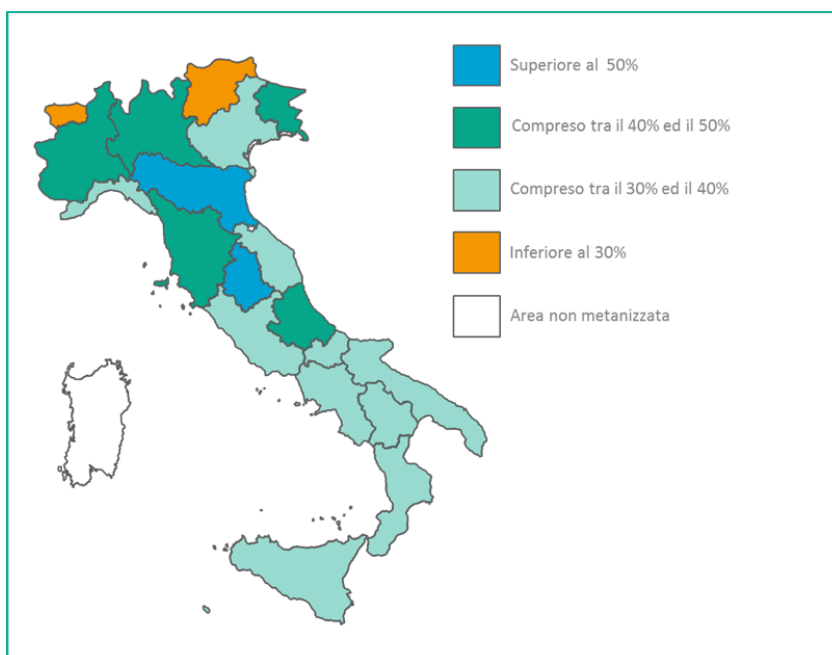
Elaborazioni ARERA dei dati dichiarati dagli operatori ai fini del monitoraggio retail

Tabella 7. Ripartizione dei consumi per tipo di mercato in ciascuna tipologia di cliente avente diritto al servizio di tutela - Anni 2012-2016

		2012	2013	2014	2015	2016
Servizio di tutela	Domestici	83%	78%	72%	68%	63%
	Condomini uso domestico	n.d.	75%	69%	66%	55%
Mercato libero	Domestici	17%	22%	28%	32%	37%
	Condomini uso domestico	n.d.	25%	31%	34%	45%

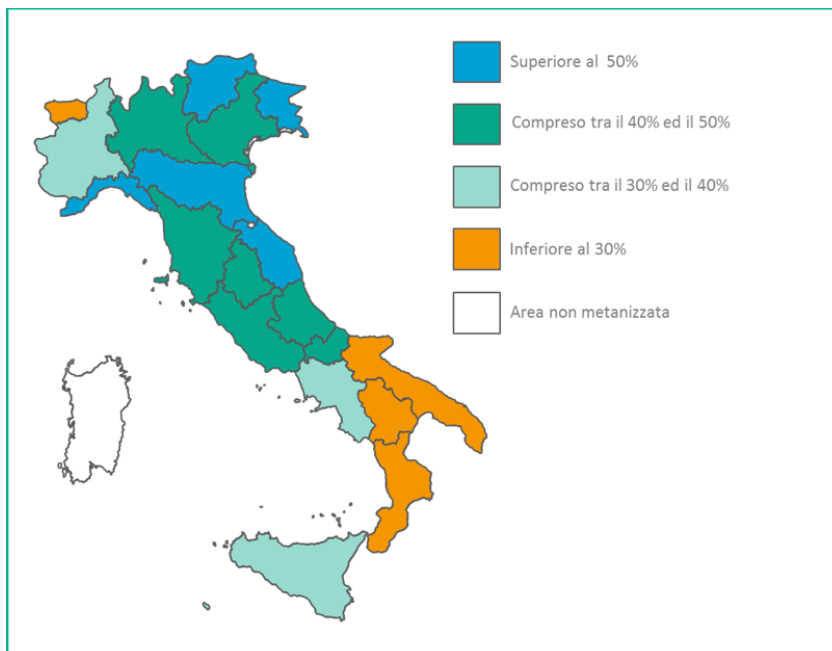
Elaborazioni ARERA dei dati dichiarati dagli operatori ai fini del monitoraggio retail

Grafico 3. Peso del libero mercato in ciascuna regione, Gas – Domestici con consumo annuo inferiore a 200.000 smc - Gas - Anno 2016.



Elaborazioni ARERA su dati dichiarati dagli operatori ai fini del monitoraggio retail

Grafico 4. Peso del libero mercato in ciascuna regione, Gas – Condominio uso domestico con consumo annuo inferiore a 200.000 smc - Gas - Anno 2016



Elaborazioni ARERA su dati dichiarati dagli operatori ai fini del monitoraggio retail

Tabella 8. Distribuzione dei PdR tra i vari mercati per Tipologia e Regione – anno 2017.

Regione e Provincia	Domestici		Condomini uso domestico		Usi diversi 2017	Totale complessivo 2017
	n° PdR 2017	% Mercato Libero 2016	n° PdR 2017	% Mercato Libero 2016		
AQ	135,6		0,7		9,0	145,3
CH	152,7		0,5		8,2	161,3
PE	127,0		0,9		7,4	135,3
TE	132,7		0,5		9,3	142,5
ABRUZZO	548,0	40,40%	2,6	44,50%	33,9	584,5
MT	69,5		0,1		3,1	72,7
PZ	103,9		0,5		6,1	110,6
BASILICATA	173,3	32,70%	0,7	29,80%	9,3	183,3
CS	149,5		0,5		5,7	155,7
CZ	69,9		0,2		2,4	72,5
KR	29,5		0,0		0,8	30,3
RC	87,1		0,2		2,4	89,7
VV	23,9		0,0		1,0	25,0
CALABRIA	359,9	32,20%	1,0	20,80%	12,2	373,2
AV	34,1		0,3		1,4	35,8
BN	57,7		0,2		3,1	60,9
CE	174,6		1,0		5,9	181,5
NA	679,0		2,4		16,8	698,3
SA	204,4		1,4		7,7	213,6
CAMPANIA	1.149,8	35,30%	5,3	36,30%	35,0	1.190,1
BO	454,0		7,0		34,0	495,0
FC	165,9		1,7		15,1	182,7
FE	166,6		0,9		11,7	179,2
MO	290,4		4,7		28,2	323,3
PC	126,2		0,8		11,9	138,9
PR	192,9		1,9		19,8	214,5
RA	187,5		1,2		15,8	204,5
RE	201,7		3,3		19,5	224,6
RN	154,1		1,2		15,9	171,2
EMILIA-ROMAGNA	1.939,2	51,00%	22,7	55,10%	172,0	2.133,9
GO	60,6		0,7		4,3	65,6
PN	108,9		1,4		9,0	119,3
TS	113,2		1,6		5,1	119,9
UD	189,4		1,8		16,5	207,7
FRIULI-VENEZIA GIULIA	472,1	43,10%	5,5	57,20%	35,0	512,5
FR	107,8		2,5		6,3	116,7
LT	150,5		0,8		5,2	156,5
RI	44,5		0,2		2,6	47,2
RM	1.662,6		21,6		57,6	1.741,9
VT	96,7		0,5		4,4	101,6
LAZIO	2.062,1	34,50%	25,7	44,70%	76,1	2.163,8
GE	425,9		6,6		15,5	447,9
IM	99,7		1,5		4,1	105,3
SP	105,3		0,6		4,6	110,5
SV	161,6		1,7		8,0	171,3
LIGURIA	792,4	33,90%	10,4	63,40%	32,1	834,9
BG	476,9		4,1		36,0	517,0
BS	491,7		2,5		38,9	533,0
CO	251,0		2,4		20,9	274,3

Regione e Provincia	Domestici		Condomini uso domestico		Usi diversi 2017	Totale complessivo 2017
	n° PdR 2017	% Mercato Libero 2016	n° PdR 2017	% Mercato Libero 2016		
CR	151,2		0,6		12,4	164,2
LC	143,0		2,3		11,8	157,1
LO	95,1		0,6		7,6	103,4
MB	362,5		5,5		26,5	394,5
MI	1.445,6		25,1		85,7	1.556,4
MN	153,9		0,9		14,5	169,2
PV	242,9		3,4		15,1	261,4
SO	39,9		0,6		2,9	43,4
VA	374,3		5,9		27,9	408,0
LOMBARDIA	4.227,9	40,10%	53,8	49,30%	300,2	4.581,9
AN	192,6		0,9		14,0	207,5
AP	85,2		0,6		5,4	91,2
FM	64,5		0,3		5,7	70,6
MC	114,0		0,4		9,9	124,3
PU	133,5		1,8		8,8	144,1
MARCHE	589,8	39,20%	4,0	51,40%	43,8	637,7
CB	82,3		0,6		4,3	87,2
IS	31,9		0,1		1,6	33,5
MOLISE	114,2	34,80%	0,7	49,40%	5,9	120,8
AL	181,4		3,7		13,6	198,7
AT	74,4		1,9		6,9	83,3
BI	59,9		0,9		5,5	66,2
CN	187,0		4,3		17,5	208,7
NO	157,9		2,6		12,5	173,1
TO	949,0		20,2		58,1	1.027,3
VB	84,0		1,0		6,8	91,7
VC	69,6		1,1		6,0	76,7
PIEMONTE	1.763,1	43,10%	35,6	38,20%	126,9	1.925,6
BA	420,9		1,3		14,5	436,8
BR	108,9		0,1		3,4	112,4
BT	131,8		0,3		4,1	136,2
FG	195,7		0,2		4,4	200,3
LE	206,8		0,1		6,4	213,3
TA	172,8		0,2		4,9	177,9
PUGLIA	1.237,0	32,10%	2,2	23,10%	37,7	1.277,0
AG	81,4		0,2		2,2	83,8
CL	68,4		0,2		2,0	70,6
CT	199,3		0,4		5,2	204,9
EN	49,7		0,2		1,7	51,6
ME	146,6		0,2		4,2	151,0
PA	240,6		0,4		5,7	246,8
RG	49,1		0,1		1,7	50,9
SR	54,2		0,2		1,3	55,7
TP	74,9		0,4		2,1	77,5
SICILIA	964,2	35,20%	2,3	36,60%	26,2	992,7
AR	116,3		0,9		10,5	127,7
FI	407,9		4,1		27,4	439,4
GR	71,2		0,3		3,0	74,5
LI	125,9		1,1		4,4	131,4
LU	150,0		0,6		10,4	161,0
MS	84,1		0,4		4,5	88,9
PI	167,6		1,0		9,8	178,4
PO	93,3		0,7		5,8	99,8
PT	96,5		1,1		6,6	104,2

Regione e Provincia	Domestici		Condomini uso domestico		Usi diversi 2017	Totale complessivo 2017
	n° PdR 2017	% Mercato Libero 2016	n° PdR 2017	% Mercato Libero 2016		
SI	98,1		0,4		8,7	107,3
TOSCANA	1.410,9	42,40%	10,5	47,20%	91,2	1.512,6
BZ	65,5		2,8		11,1	79,4
TN	165,1		5,0		15,7	185,8
TRENTINO ALTO ADIGE	230,6	29,00%	7,8	54,50%	26,8	265,2
PG	223,5		0,9		18,5	243,0
TR	82,8		0,6		4,6	88,0
UMBRIA	306,3	59,90%	1,5	45,50%	23,1	330,9
AO	18,0		0,9		1,9	20,8
VALLE D'AOSTA	18,0	25,60%	0,9	25,70%	1,9	20,8
BL	43,7		1,3		5,3	50,3
PD	336,7		3,5		30,3	370,5
RO	89,4		0,3		8,4	98,0
TV	274,7		2,0		27,7	304,4
VE	357,7		3,6		28,6	389,9
VI	324,3		2,2		33,3	359,8
VR	370,5		2,5		30,9	403,8
VENETO	1.797,0	38,70%	15,3	41,30%	164,5	1.976,7
ITALIA**	19.849,7		206,8		1.230,7	21.287,2

Elaborazioni ARERA su dati estratti dal SII, con riferimento al numero di PdR, e dei dati dichiarati dagli operatori ai fini del monitoraggio retail, con riferimento alla percentuale sul mercato libero

* La percentuale sul mercato libero si riferisce al 2016

** I dati totali possono differire da quelli di cui alla Tabella 5 in quanto al netto dei PDR per i quali la valorizzazione della localizzazione è in fase di verifica

3. OPERATIVITÀ DEL PORTALE INFORMATICO

Con la deliberazione 51/2018/R/com l'Autorità ha adottato il Regolamento per la realizzazione e gestione, da parte del Gestore del SII, del Portale di tutte le offerte di energia elettrica e gas naturale presenti nei mercati *retail* rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese (di seguito: il Portale Offerte), ai sensi dell'articolo 1, comma 61, della legge 124/2017. In particolare, la deliberazione in parola stabilisce (i) i criteri generali per la realizzazione del Portale Offerte, (ii) i criteri per il calcolo della spesa annua stimata associata a ciascuna offerta, (iii) il modello organizzativo e tecnologico del sito e (iv) le tempistiche per la sua implementazione per fasi successive.

Con specifico riferimento ai criteri generali richiamati *sub* (i) il Regolamento prevede la pubblicazione in seno al Portale Offerte, prima della loro immissione in commercio, unicamente di quelle offerte rivolte alla generalità dei clienti di piccole dimensioni, mentre esclude dallo stesso quelle riservate a un gruppo chiuso di soggetti dotati di specifici requisiti distintivi³ nonché le offerte con condizioni contrattuali ed economiche oggetto di negoziazione individuale. In sintesi, in seno al predetto Regolamento, sono disciplinate le modalità di accesso degli utenti⁴ al sito che includono, in aggiunta all'accesso libero, anche la futura predisposizione, da parte del Gestore, di un accesso mediante identificazione dell'utente per permettere al Portale di calcolare la spesa annua stimata delle offerte ivi visualizzate sulla base dei dati di misura del prelievo presenti nel SII. Sono altresì stabilite (a) le informazioni richieste all'utente per la consultazione del sito (a es. il tipo di fornitura desiderata) (b) il contenuto della pagina di sintesi delle offerte risultante dalla ricerca, ossia, l'elenco delle offerte ordinate di *default*, sulla base del relativo valore di spesa crescente e con chiara distinzione tra quelle a prezzo fisso e a prezzo variabile, (c) i criteri per l'affinamento della ricerca (mediante, filtri, soluzioni grafiche e ordinamenti delle offerte) e (d) le informazioni contenute nella pagina di dettaglio di ciascuna offerta (a es. una descrizione di prodotti e/o servizi aggiuntativi, sconti, ecc.).

Con riferimento al calcolo della spesa annua stimata associata a ciascuna offerta (ii), sono individuate le modalità di misura del prelievo annuo dell'utente (e della sua ripartizione nel tempo), ove la medesima informazione non sia altrimenti disponibile e, nel caso di offerte a prezzo variabile, è previsto che tale spesa sia stimata con riferimento ai valori *forward* del prezzo/indice indicato in contratto per tenere conto dell'andamento dei prezzi delle *commodity* nel mercato all'ingrosso.

³ A titolo di esempio, sono escluse dal Portale Offerte le offerte destinate ai dipendenti del venditore e delle imprese appartenenti al gruppo societario del medesimo.

⁴ L'utente coincide generalmente con il cliente finale tuttavia può anche essere un terzo che consulta il Portale Offerte per conto del cliente medesimo (previa autorizzazione) ovvero un qualunque soggetto che accede al sito per altre finalità.

In relazione al modello organizzativo e tecnologico (iii), è identificato un *set* minimo di criteri per lo sviluppo del Portale Offerte tali da garantire, al contempo, livelli prestazionali adeguati, segnatamente, sotto il profilo della massima usabilità del sito da parte dell'utente (anche con l'ausilio di appositi sussidi informativi), nonché la necessaria flessibilità di adattamento nel tempo. A riguardo, è altresì prevista l'integrazione tecnica e funzionale del Portale in questione con il SII, in modo da sfruttare le enormi potenzialità informative e le relative sinergie derivanti dagli sviluppi di quest'ultimo.

Quanto alle tempistiche di realizzazione del Portale Offerte (iv), la deliberazione 51/2018/R/com dispone un'implementazione per fasi del relativo sito e delle relative funzionalità, anche per meglio valutare eventuali successivi adattamenti, prevedendo:

- a) entro 5 mesi dal provvedimento (dunque entro l'1 luglio 2018), la pubblicazione di tutte le offerte P.L.A.C.E.T.⁵ di energia elettrica e di gas naturale proposte dagli esercenti obbligati, ovvero i venditori che forniscono almeno un punto sul mercato libero nella titolarità di clienti connessi in BT, nel settore elettrico, o di clienti Domestici, Altri Usi o Condominio uso domestico con consumo annuo inferiore a 200.000 Smc; ad oggi i soggetti obbligati corrispondono sorprendentemente a 454 per il settore elettrico e a 417 per quello del gas naturale;
- b) entro 2 mesi dal termine di cui sopra (dunque entro l'1 settembre 2018), la pubblicazione delle offerte di energia elettrica e gas naturale (incluse le *dual fuel*) rivolte ai clienti domestici e formulate sia dai venditori presenti nel TrovaOfferte alla data del provvedimento sia da quelli che pur non essendo ivi accreditati ne facciano richiesta; alla data dell'1 febbraio 2018 risultano accreditati al TrovaOfferte 30 venditori, di cui 21 con offerte attive. Alla medesima data, infine, risultano presenti nel TrovaOfferte 81 offerte per la fornitura di energia elettrica, 41 per la fornitura del gas e 10 per fornitura congiunta;
- c) entro i 3 mesi successivi dalla data di cui sopra (dunque entro l'1 dicembre 2018), la pubblicazione di tutte le altre offerte di energia elettrica e di gas naturale e *dual fuel* rivolte alla generalità dei clienti finali di piccole dimensioni, pubblicizzate o diffuse sui siti internet e/o presso gli sportelli fisici dei venditori, su altri siti internet e sui principali mezzi di

⁵ Le offerte P.L.A.C.E.T. (offerte a "Prezzo Libero a Condizioni Equiparate di Tutela") sono offerte che i venditori devono formulare ai sensi della deliberazione 27 luglio 2017, 555/2017/R/com e coerentemente con quanto previsto all'articolo 1, commi 62 e 63 della legge 124/2017. Esse consistono in offerte facilmente comprensibili e comparabili proposte dai venditori di mercato libero, caratterizzate da condizioni generali di fornitura fissate dall'Autorità con l'eccezione delle condizioni economiche, i cui livelli sono liberamente definiti tra le parti, sebbene in accordo a una struttura predefinita di corrispettivi. Le offerte P.L.A.C.E.T. sono limitate alla sola fornitura della *commodity*, senza contemplare servizi aggiuntivi, né possono essere di tipo *dual fuel*. Ciascun venditore in particolare è tenuto ad offrire, per ciascuna tipologia di cliente finale, un'offerta P.L.A.C.E.T. con prezzo fisso ed una con prezzo variabile.

informazione con copertura territoriale almeno pari alla regione nonché delle offerte non pubblicizzate con le modalità in discorso qualora i venditori ne facciano richiesta;

- d) caricamento e pubblicazione nel Portale Offerte di tutte le altre offerte residuali, con tempistiche da definire con successivo provvedimento.

Successivamente sarà valutata la possibilità di pubblicare nel Portale anche le offerte rivolte ai *prosumer*, quelle non tipizzabili come “a prezzo fisso” o “a prezzo variabile” e le offerte commercializzate attraverso specifici canali di vendita (porta a porta, mediante agenzia, ecc.).

Per ultimo, in relazione alla copertura dei costi per la realizzazione e la gestione del Portale, con la deliberazione 642/2016/E/com, l'Autorità ha proposto al Ministro dello Sviluppo economico, ai sensi dell'articolo 11-bis del decreto-legge 35/05, l'approvazione di un progetto a vantaggio dei consumatori relativo alla realizzazione, mediante l'utilizzo di risorse derivanti dai proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità medesima, di un portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte per la vendita di energia elettrica e gas naturale rivolte alle utenze domestiche (di seguito: progetto PCT), proposta, approvata dal Ministro con decreto 6 dicembre 2016. In seguito all'approvazione della legge 124/17, con deliberazione 751/2017/E/com l'Autorità ha formulato al Ministro un'ulteriore proposta relativa al progetto PCT, prevedendo l'adeguamento dei contenuti del progetto a quanto previsto dall'articolo 1, comma 61, della legge richiamata, e ampliandone i termini temporali di attuazione. Proposta di progetto PCT che il Ministro ha approvato con Decreto del 21 dicembre 2017.

4. COMPLETAMENTO DEL QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO ED EFFICACIA DEGLI STRUMENTI NECESSARI A GARANTIRE IL RISPETTO DELLE TEMPISTICHE DI SWITCHING

Al fine di rafforzare la disciplina a tutela del consumatore, le Direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, come recepite dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, prevedono che gli Stati membri provvedano affinché, qualora un cliente, nel rispetto delle condizioni contrattuali, intenda cambiare fornitore, gli operatori interessati assicurino che il cambiamento possa effettuarsi entro tre settimane, svolgendo in tempo utile le operazioni tecniche a tal fine necessarie, fra cui le c.d. procedure di *switching*, ossia le procedure volte a sostituire, nel rapporto con i gestori di rete interessati, rispetto a un punto di prelievo o di riconsegna, al vecchio utente uno nuovo che necessita di dare esecuzione fisica a un nuovo contratto di fornitura concluso dal cliente finale col nuovo fornitore.

Coerentemente, l'Autorità ha allineato le tempistiche di *switching* a quelle previste dalla normativa europea e nazionale. Ha pertanto previsto che, sia nel settore elettrico, sia in quello del gas naturale, la richiesta di *switching* debba essere presentata da parte dell'utente entrante, entro e non oltre il giorno 10 del mese antecedente a quello di decorrenza dello *switching* medesimo (quindi al massimo 21 giorni, ovvero 3 settimane, prima della data di *switching*). In particolare ha previsto che tali tempistiche entrassero in vigore:

- l'1 giugno 2016 nel settore elettrico, ai sensi della deliberazione 487/2015/R/eel;
- l'1 gennaio 2016 nel settore del gas naturale, ai sensi della deliberazione 258/2015/R/com.

Con la medesima deliberazione 487/2015/R/eel, per il settore elettrico, l'Autorità ha definito la nuova disciplina che consente di gestire, tramite il SII, le procedure di *switching* nel caso di punti attivi, le attività connesse alla risoluzione del contratto di fornitura, nonché l'attivazione dei servizi di ultima istanza. Come esposto più in dettaglio al successivo paragrafo 6, il SII gestisce già con successo tali processi nel settore elettrico a partire da giugno 2016.

La disciplina afferente la gestione di detti processi per il tramite del SII nel settore del gas è invece stata approvata con la deliberazione 77/2018/R/com ed entrerà in vigore, come indicato al paragrafo 6, a partire da novembre 2018.

Inoltre, relativamente ai termini di preavviso per l'esercizio del diritto di recesso in caso di cambio fornitore, in relazione ai clienti finali di piccola dimensione, l'Autorità ha già provveduto ad adeguare le tempistiche del recesso a quelle garantite per lo *switching*⁶, con un conseguente

⁶ Con la deliberazione 302/2016/R/com.

impatto di efficientamento ed ottimizzazione del funzionamento del sistema considerato nella sua interezza già a partire dall'1 gennaio 2017.

È stato previsto altresì che la stessa richiesta di *switching* costituisca comunicazione di recesso per cambio venditore e che il SII proceda alla notifica al venditore uscente. Tale disposizione è entrata in vigore per il settore elettrico, a partire dal 15 febbraio 2018, mentre, per il settore del gas naturale, acquisterà efficacia contestualmente all'entrata in vigore del processo di *switching* per il tramite del SII, quindi a partire dall'1 novembre 2018.

Di seguito vengono esposti le principali evidenze riguardanti il numero degli *switching* effettuati nel 2017 dai clienti in BT come risultanti dal SII e la relativa incidenza rispetto al totale dei punti. In aggiunta, con riferimento al solo settore elettrico, ove il processo di *switching* è già gestito per il tramite del SII, vengono forniti anche i dettagli dei passaggi tra le varie modalità di fornitura (mercato libero, maggior tutela e salvaguardia).

Tabella 9. *Switching* settore elettrico gestiti tramite il SII – anno 2017.

2017	N° Switching	% Passaggi rispetto al dei punti in BT (Domestici + Altri Usi)
Switch da M. Libero a M. Libero (incluso salvaguardia)	2.789.301	7,7%
Switch da M. Tutelato a M. Libero	1.619.071	4,5%
Switch da M. Libero a M. Tutelato	74.331	0,2%
Totale SWITCHING	4.482.703	12,4%

Elaborazioni ARERA su dati estratti dal SII

Tabella 10. *Switching* settore del gas – anno 2017.

2017	N° Switching	% Passaggi rispetto al totale dei punti
Switch	1.524.269	7,1%

Elaborazioni ARERA su dati estratti dal SII

Di seguito vengono esposti i dati relativi alle richieste di *switching* nel settore elettrico che, in seguito alla loro presentazione per tramite del SII, non sono state eseguite alla data indicata in quanto revocate dal venditore richiedente, per propria scelta, errore o su indicazione del cliente finale, annullate dal Gestore o dichiarate inammissibili da parte dell'impresa distributrice. Tale dettaglio non è disponibile con riferimento al settore del gas naturale in quanto, come sopra esposto, nel 2017 il processo di *switching* non era ancora gestito per il tramite del SII.

Tabella 11. Switching non andati a buon fine nel settore elettrico – anno 2017.

2017	% rispetto alle richieste ammissibili
Pratiche Annullate	3,5%
Annulata dal venditore	1,9%
Per ripensamento da parte del cliente finale	0,2%
Per ripensamento da parte del cliente finale dopo il 10 del mese	0,0%
Revoca da parte del venditore ai sensi del comma 6.3 del TIMOE ⁷	1,4%
Revoca da parte del venditore ai sensi del comma 14.3 del TIMOE ⁸	0,1%
Revoca per pratica errata	0,3%
altri annullamenti del venditore	0,0%
Inammissibili da parte del Distributore (stato del punto non coerente con la richiesta)	0,5%
Annulate dal Gestore	1,1%
Revoca per esecuzione altra prestazione (voltura, disattivazione, ...)	0,4%
Revoca per <i>switching</i> prevalente (in caso di più richieste contemporanee sullo stesso punto)	0,5%
Revoca per interventi del Gestore	0,3%

Elaborazioni ARERA su dati estratti dal SII

⁷ Ai sensi dell'art. 6 del TIMOE, infatti, al venditore richiedente lo switching vengono messe a disposizione, sotto certe condizioni, alcune informazioni riguardanti, tra le altre, eventuali richieste di sospensione della fornitura per morosità negli ultimi 12 mesi, eventuali richieste di indennizzo per morosità pregresse del cliente finale (ai sensi della deliberazione ARG/elt 191/09). Sulla base di tali informazioni, il venditore può revocare la richiesta di switching prima che questa sia processata.

⁸ Ai sensi dell'art. 14 del TIMOE, infatti, il venditore richiedente lo switching di un cliente precedentemente servito in salvaguardia può revocarlo una volta messo a conoscenza di tale eventualità.

5. COMPLETAMENTO DEL QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO ED EFFICACIA DEGLI STRUMENTI NECESSARI A GARANTIRE IL RISPETTO DELLE TEMPISTICHE DI FATTURAZIONE E CONGUAGLIO

Con riferimento al settore elettrico, la normativa in vigore prevedeva, già dal 2013, la presenza presso la quasi totalità dei punti di prelievo (97%), di misuratori abilitati alla telelettura e telegestione, in grado di rilevare i dati di misura mensilmente, all'ultimo giorno del mese, (misuratori 1G) e, quindi, di consentire una fatturazione maggiormente basata su dati effettivi. Per quanto attiene al settore del gas naturale, con la deliberazione 117/2015/R/gas, si è proceduto a riformare la disciplina della misura dei consumi del settore gas, per i punti di riconsegna non dotati di *smart meter*, aumentando la frequenza di lettura dei misuratori e introducendo un obbligo di reiterazione dei tentativi di lettura.

Con riferimento a entrambi i settori, con la deliberazione 463/2016/R/com (che ha approvato il Testo Integrato in materia di Fatturazione del servizio di vendita al dettaglio, di seguito: TIF), è stato completato il quadro regolatorio della disciplina della fatturazione ai clienti finali, finalizzata in particolare a massimizzare la disponibilità per i clienti finali di fatture basate su dati di consumo effettivi ed emesse entro tempistiche definite. In tale delibera è confluita la disciplina relativa alla fatturazione di chiusura, ovvero relativa alle fatture emesse a seguito della cessazione del contratto di fornitura (sia per cambio del fornitore, sia a seguito di disattivazione del punto o voltura), approvata dalla precedente deliberazione 100/2016/R/com.

In particolare, con la deliberazione 463/2016/R/com è stato approvato il “Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in materia fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e di gas naturale” (di seguito: TIF) relativo a tutte le disposizioni sulla fatturazione di vendita al dettaglio, che i venditori devono rispettare nell’ambito dei contratti con i propri clienti finali nei regimi di tutela e nel mercato libero. In quest’ultimo caso sono contenute alcune specifiche deroghe alla disciplina del TIF di cui vanno opportunamente informati i clienti finali che sottoscrivono offerte contenenti clausole derogate.

Le disposizioni si applicano a tutti i clienti domestici e non domestici connessi in bassa tensione – per il settore elettrico – e a tutti i clienti con consumi inferiori a 200.000 Smc/anno – per il settore del gas naturale. Tali disposizioni stabiliscono, relativamente alle fatture di periodo, che:

- devono essere inviate fatture con cadenza bimestrale o mensile - cadenza che nel mercato libero può essere derogata solo a favore di una fatturazione più frequente;
- al fine di contenere il lasso temporale tra il momento del consumo e quello della fatturazione, l'emissione della fattura avvenga entro 45 giorni dall'ultimo giorno di consumo addebitato in fattura (a meno di deroga, possibile nel mercato libero, ove i termini di fatturazione sono elemento da evidenziare nel contratto); tale previsione, contenendo il lasso temporale tra il

momento del consumo e quello della fatturazione, consente ai clienti anche un monitoraggio più tempestivo dei propri consumi.

Al fine di massimizzare la disponibilità di consumi effettivi, il TIF inoltre:

- riformula la disciplina relativa alla raccolta e all'utilizzo dell'autolettura, prevedendo l'obbligo per tutti i venditori di disporre di un servizio per la comunicazione del dato di autolettura da parte del cliente finale e di informare in ciascuna bolletta il cliente medesimo circa la finestra temporale in cui poter comunicare l'autolettura;
- introduce una regola in merito all'ordine di utilizzo dei dati di misura, dando priorità all'utilizzo di dati effettivi o di autoletture del cliente e lasciando quindi come ipotesi residuale la possibilità di emettere fatture in base a dati di misura stimati, che devono essere determinati sulla base dei consumi storici effettivi del cliente come forniti dall'impresa di distribuzione;
- prevede l'obbligo per il venditore di procedere a un conguaglio, ovvero a una fattura basata su dati effettivi, almeno una volta l'anno.

Infine, con riferimento alle tempistiche di emissione delle fatture di chiusura viene previsto che tali fatture siano emesse al più tardi 8 giorni prima dello scadere delle 6 settimane dalla data di cessazione della fornitura – previste dall'Allegato I alle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE - o entro 2 giorni prima dello scadere delle 6 settimane nel caso di recapito immediato - es: bolletta elettronica.

In analogia con quanto previsto dalle fatture di periodo, anche per quelle di chiusura la disciplina favorisce la disponibilità di dati di misura effettivi, incentivando la raccolta dell'autolettura in occasione della cessazione del contratto e introducendo indennizzi in capo al distributore, a favore del venditore e del cliente finale, qualora non rispetti le tempistiche di messa a disposizione del dato di misura.

Il TIF ha inoltre introdotto uno specifico monitoraggio delle previsioni in esso contenute. Di seguito vengono fornite le prime evidenze⁹ effettive del monitoraggio dei tempi emissione delle fatture di chiusura e di periodo, separatamente per ciascuno dei due settori. Tali evidenze scontano il fatto che si riferiscono al primo periodo di rilevazione dei dati ed a un periodo temporale relativo esclusivamente ad un semestre (I semestre 2017). Conseguentemente la valutazione dei fenomeni potrà essere confermata o l'individuazione di cause di eventuali inefficienze e i relativi margini di miglioramento potrà essere effettuata solo attraverso più approfondite analisi nel corso del secondo semestre 2018, quando disponibili almeno i dati relativi anche alla seconda parte del 2017.

⁹ Per analisi più approfondite ed aggiornate si rimanda ai prossimi Rapporti del monitoraggio retail ai sensi del TIMR a partire da quello relativo dell'anno 2017.

Settore Elettrico

Tabella 12. Tempi di effettiva emissione medi delle fatture di chiusura per tipologia di cliente e causa di cessazione della fornitura – settore elettrico – I semestre 2017.

TIPO UTENZA	Cambio venditore per switching (Giorni/fatture)	Disattivazione fornitura (Giorni/fatture)	Voltura (Giorni/fatture)
Altri usi connessi in BT	20,0	17,6	18,9
Domestici	19,1	12,6	16,4

Elaborazioni ARERA dei dati dichiarati dagli operatori ai fini del monitoraggio retail

Tabella 13. Rispetto dei tempi di effettiva emissione delle fatture di chiusura per tipologia di cliente – settore elettrico – I semestre 2017

Fattura di chiusura I semestre 2017 Venditori EE	Fatture di chiusura emesse entro i termini	Fatture di chiusura emesse con un ritardo di massimo 10 giorni	Fatture di chiusura emesse con un ritardo di oltre 10 giorni
Altri usi connessi in BT	91,8%	3,0%	5,2%
Domestici	93,4%	2,3%	4,2%
Complessivo tipologie di cliente	93,0%	2,5%	4,5%

Elaborazioni ARERA dei dati dichiarati dagli operatori ai fini del monitoraggio retail

Tabella 14. Tempi di effettiva emissione medi delle fatture di periodo per tipologia di cliente – settore elettrico – I semestre 2017.

Tipo utenza	Tempo medio di emissione (giorni/fatture)
Altri usi connessi in BT	8,06
Domestici	7,62

Elaborazioni ARERA dei dati dichiarati dagli operatori ai fini del monitoraggio retail

Tabella 15. Rispetto dei tempi di effettiva emissione delle fatture di periodo per tipologia di cliente – settore elettrico – I semestre 2017.

Fatture di periodo I semestre 2017 venditori EE	Fatture di periodo emesse entro i termini	Fatture di periodo emesse oltre i termini
Altri usi connessi in BT	99,87%	0,13%
Domestici	99,89%	0,11%

Elaborazioni ARERA dei dati dichiarati dagli operatori ai fini del monitoraggio retail

Settore Del Gas

Tabella 16. Tempi medi di effettiva emissione delle fatture di chiusura per tipologia di cliente e causa di cessazione della fornitura – settore del gas – I semestre 2017.

TIPO DI UTENZA	Switching	Disattivazione fornitura	Voltura
Condomini uso domestico	29,6	25,4	35,6
Domestici	28,9	26,4	30,8
Usi diversi	28,9	26,7	32,4

Elaborazioni ARERA dei dati dichiarati dagli operatori ai fini del monitoraggio retail

Tabella 17. Rispetto dei tempi di effettiva emissione delle fatture di chiusura per tipologia di cliente– settore del gas – I semestre 2017.

Fattura di chiusura I semestre 2017 Venditori GAS	Fatture di chiusura emesse entro i termini	Fatture di chiusura emesse con un ritardo di massimo 10 giorni	Fatture di chiusura emesse con un ritardo di oltre 10 giorni
Condomini uso domestico	84,7%	6,6%	8,7%
Domestici	83,2%	6,6%	10,2%
Usi diversi	81,0%	6,9%	12,1%
Complessivo tipologie di cliente	83,0%	6,6%	10,4%

Elaborazioni ARERA dei dati dichiarati dagli operatori ai fini del monitoraggio retail

Tabella 18. Tempi medi di effettiva emissione delle fatture di periodo per tipologia di cliente – settore del gas – I semestre 2017.

Tipo di utenza	Tempo medio di emissione (giorni/fatture)
Condomini uso domestico	17,4
Domestici	15,1
Usi diversi	16,2

Elaborazioni ARERA dei dati dichiarati dagli operatori ai fini del monitoraggio retail

Tabella 19. Rispetto dei tempi di effettiva emissione missione delle fatture di periodo per tipologia di cliente – settore del gas – I semestre 2017.

Fatture di periodo I semestre 2017 venditori GAS	Fatture di periodo emesse entro i termini	Fatture di periodo emesse oltre i termini
Condomini uso domestico	99,33%	0,67%
Domestici	99,75%	0,25%
Usi diversi	99,71%	0,29%

Elaborazioni ARERA dei dati dichiarati dagli operatori ai fini del monitoraggio retail

6. OPERATIVITÀ DEL SISTEMA INFORMATIVO INTEGRATO

Il SII è stato istituito dalla legge 129/10 ed è basato su una banca dati dei punti di prelievo di energia elettrica/punti di riconsegna del gas naturale e dei dati identificativi dei clienti finali titolari (di seguito: Registro Centrale Ufficiale o RCU). A partire dal 2011 sono stati definiti, da parte dell'Autorità, il disegno e la regolazione del SII.

Il SII permette la gestione dei flussi informativi tra i numerosi operatori attivi nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale sia in qualità di operatori di sistema (imprese distributrici, di trasmissione o trasporto), sia di mercato (utenti del dispacciamento, utenti della distribuzione e venditori). Successivamente, il decreto legge 24 gennaio 2012, convertito con modificazioni dalla legge 24 marzo 2012, n. 27 ha incluso tra le finalità del SII anche la gestione delle informazioni relative ai consumi di energia elettrica e di gas, prevedendo pertanto che il RCU raccolga anche i dati sulle relative misure dei consumi di energia elettrica e di gas naturale (di seguito: misure).

Ad oggi il SII contiene le informazioni relative ad oltre 36.850.000 punti di prelievo di energia elettrica e oltre 21.700.000 punti di riconsegna di gas naturale. In particolare il contenuto informativo del RCU, ampliato progressivamente con l'entrata in vigore dei nuovi processi, oltre ai dati relativi ai punti di prelievo e di riconsegna e ai clienti finali, comprende dati di rilevanza commerciale e statistica, dati utili ai fini della gestione del *settlement*, dati utili ai fini dell'erogazione del bonus sociale e dati tecnici relativi al misuratore installato.

Il modello centralizzato basato sul RCU definito dall'Autorità ha assegnato al SII responsabilità dirette in relazione alla gestione dei principali processi afferenti al mercato *retail* dell'energia e ha determinato la necessità di definire ed implementare compiutamente le responsabilità tra i soggetti coinvolti nell'esecuzione dei suddetti processi e nell'aggiornamento tempestivo del RCU. A tal fine, sono accreditati al SII, per la gestione degli adempimenti nella propria responsabilità, circa 1.000 operatori italiani per ciascun settore, il cui dettaglio per ciascun ruolo è dettagliato nelle successive Tabelle.

Tabella 20. Operatori accreditati al SII nel settore elettrico – 2017

Tipologia operatore	Numero operatori accreditati
Imprese di trasmissione	1
Distributori	165
Utenti del dispacciamento	239
Esercenti la Maggior Tutela	122
Venditori del mercato libero	476
Totale operatori accreditati	1.003

Elaborazioni ARERA su dati estratti dal SII

Tabella 21. Operatori accreditati al SII nel settore gas naturale – 2017

Tipologia operatore	Numero operatori accreditati
Imprese di trasporto	10
Distributori	211
Utenti della distribuzione	335
Venditori	420
Totale operatori accreditati	976

Elaborazioni ARERA su dati estratti dal SII

Ai fini della presente descrizione, le attività gestite attraverso il SII sono classificate in:

- processi commerciali di sistema;
- processi relativi alla centralizzazione della messa a disposizione delle misure;
- processi funzionali al *settlement*.

Processi commerciali di sistema

Per “commerciali di sistema”¹⁰ (di seguito anche: commerciali) si intendono i processi di mercato a più alto valore aggiunto per gli operatori della vendita che riguardano o contengono la cosiddetta “relazione di sistema”, ossia la relazione che permette di individuare gli operatori commercialmente responsabili dei prelievi effettuati dal cliente finale del/nel sistema tramite i contratti di vendita, trasporto e dispacciamento, nel settore dell’energia elettrica, e di distribuzione e bilanciamento nel settore del gas naturale afferente ai prelievi effettuati su un determinato punto di prelievo o di riconsegna (di seguito: punto), anche al fine di consentire per il tramite del SII l’esecuzione di nuove prestazioni finalizzate alla gestione commerciale del cliente.

Sono annoverati tra questi i processi relativi a:

- a) le voltture contrattuali (ossia il cambio del cliente finale titolare del punto);
- b) i cambi della controparte commerciale e gli *switching* (ossia il cambio dell’utente del dispacciamento, nel settore elettrico, o dell’utente della distribuzione, nel settore gas, responsabile dei prelievi del cliente finale, di seguito entrambi chiamati: UdD);

¹⁰ Oltre ai processi commerciali di sistema vi sono quelli “elementari”, corrispondenti ad attività semplici nella responsabilità di un singolo operatore per la cui esecuzione sono richieste ridotte interazioni fra i diversi soggetti (ad esempio, l’aggiornamento dell’anagrafica del cliente finale). Tali processi non sono qui trattati in quanto, essendo maggiormente afferenti all’operatività del SII, trascendono la finalità della presente trattazione.

- c) la risoluzione dei contratti di trasporto e dispacciamento nel settore elettrico e di distribuzione nel settore gas e l'attivazione dei servizi di ultima istanza¹¹ nel caso il cliente rimanga senza contratto di fornitura valido.

Si precisa inoltre che il RCU viene aggiornato anche a seguito di attivazione di nuovi punti e disattivazione di punti precedentemente attivi, attività che richiedono l'esecuzione fisica di alcune attività sulla rete da parte delle imprese distributrici. Pertanto, pur non gestendone direttamente i processi di richiesta ed esito, le relazioni di sistema contenute nel SII sono aggiornate anche con riferimento a tali variazioni. Per tali motivazioni, di seguito si dà evidenza numerica anche delle attivazioni e disattivazioni, pur non essendo queste annoverabili tra i processi puramente commerciali.

Con riferimento al settore dell'energia elettrica, tutti i processi commerciali sono già stati centralizzati e attualmente gestiti nell'ambito del SII. In particolare:

- a) a partire dal novembre 2015, il SII gestisce il processo di voltura, comprensivo della messa a disposizione delle misure rilevate, o comunicate dal cliente tramite autolettura, alla data di efficacia della voltura¹².
- b) a partire da giugno 2016, il SII gestisce i processi di aggiornamento della controparte commerciale, *switching* e attivazione dei servizi di ultima istanza comprensivi della messa a disposizione delle misure rilevate, o comunicate dal cliente tramite autolettura, alla data di efficacia del cambio fornitore¹³.

I processi di *switching* e voltura sono avviati, tramite apposite richieste inviate al SII, rispettivamente dall'UdD e dalla controparte commerciale, ossia il venditore che ha contatto col cliente finale titolare del punto. Con riferimento al processo di *switching* è stata prevista per gli UdD la possibilità di usufruire nell'ambito del SII del servizio di *pre-check*, che consente la verifica preliminare e la messa a disposizione dei dati utili a formulare correttamente la richiesta di *switching* al SII. In seguito a tali richieste il SII, ne verifica la correttezza e completezza, ne dà notifica agli operatori interessati per i seguiti di propria competenza ed infine aggiorna la relazione di sistema attribuita al punto, nell'ambito del RCU, con valenza dalla data prestabilita¹⁴. Tale

¹¹ Nel settore elettrico Maggiore tutela e Salvaguardia e nel settore del gas Fornitura di Ultima Istanza e Servizio di Default.

¹² Per approfondimenti in merito a tali processi si rimanda alla deliberazione 419/2015/R/EEL.

¹³ Per approfondimenti in merito a tali processi si rimanda alla deliberazione 487/2015/R/EEL.

¹⁴ In particolare per gli *switching*, la data di efficacia è indicata dall'UdD nella richiesta e deve risultare il 1° giorno di uno dei mesi successivi alla medesima, con il vincolo che deve essere inviata entro il giorno 10 del mese precedente la data di efficacia, come già sopra evidenziato. Per la voltura, la data di efficacia può essere qualsiasi giorno del mese indicato dalla controparte commerciale, deve necessariamente essere almeno due giorni lavorativi successivi la data di presentazione della richiesta.

funzionalità è molto utilizzata, tanto che il SII ha gestito in media più di 353.700 richieste di *pre-check*, per un totale di più 4.240.000 nel 2017.

Tramite il SII, inoltre, vengono trasmesse agli operatori interessati le misure relative alla data di validità della voltura, o dello *switching*, funzionali ad una corretta emissione della fattura di chiusura, nell'ambito del rapporto contrattuale che termina alla data indicata (con riferimento all'UdD uscente nel caso dello *switching* o del precedente cliente finale, nel caso della voltura), e della prima fattura di periodo, nell'ambito del rapporto contrattuale che inizia dalla data indicata (con riferimento all'UdD entrante nel caso dello *switching* o del nuovo cliente finale, nel caso della voltura).

Il SII gestisce ogni mese mediamente:

- più di 114.000 volture, per un totale di oltre 1.300.000 nel corso del 2017;
- più di 370.000 *switching*, per un totale di oltre 4.480.000 nel corso del 2017.

I servizi di ultima istanza sono invece attivati direttamente dal SII nel caso il cliente rimanga senza contratto di fornitura valido¹⁵ e nel frattempo il cliente non abbia firmato un nuovo contratto per cui un UdD abbia presentato richiesta di *switching*. Alla luce del fatto che l'attivazione di tali servizi, di fatto, implica il cambio della responsabilità dei prelievi effettuati dal cliente finale, come nel caso dello *switching* il SII dà notifica agli operatori interessati ed infine aggiorna la relazione di sistema attribuita al punto, nell'ambito del RCU, con valenza dalla prima data utile¹⁶. A tutela del cliente, inoltre, il SII invia delle informative circa le motivazioni e le implicazioni dell'attivazione di tali servizi. Con le stesse procedure previste per lo *switching*, inoltre, vengono trasmesse agli operatori interessati, tramite il SII, le misure relative alla data di attivazione del servizio.

Il SII gestisce ogni mese mediamente più di 15.000 attivazioni dei servizi di ultima istanza del settore elettrico per clienti rimasti senza un contratto di vendita valido, per un totale di 185.000 nel corso del 2017.

Con riferimento alle attivazioni di nuovi punti e alle disattivazioni di punti precedentemente attivi, l'UdD avvia il processo tramite apposite richieste inviate all'impresa distributrice per il tramite del SII. In seguito a tali richieste l'impresa distributrice esegue fisicamente le operazioni di

¹⁵ Tale eventualità può determinarsi per varie cause, dall'inadempimento del cliente finale stesso nei confronti del venditore, allo scioglimento del contratto di trasporto e/o dispacciamento dell'UdD per inadempimento di quest'ultimo nei confronti degli operatori di sistema (Terna o le imprese distribuzione).

¹⁶ Ossia il diciassettesimo giorno lavorativo successivo alla data di risoluzione contrattuale, per approfondimenti si rimanda alla deliberazione 553/2016/eel.

attivazione o disattivazione del punto nei tempi prestabiliti, e ne da notifica al SII. Al tal punto, il SII aggiorna lo stato del punto nell'ambito del RCU.

Nel SII si ha evidenza, ogni mese, in media di quasi 36.000 tra attivazioni e disattivazioni, per oltre più di 431.900 casi nel corso del 2017.

Con riferimento al settore del gas naturale, l'unico processo commerciale attualmente gestito nell'ambito del SII è la **voltura**. In particolare, a partire dal 1 dicembre 2016, le volture nel settore del gas sono gestisce tramite il SII, secondo le medesime logiche applicate nel settore dell'energia elettrica¹⁷.

Il SII gestisce ogni mese mediamente più di 74.700 volture, per un di oltre 896.000 casi nel corso del 2017.

I processi di *switching*, risoluzione contrattuale e attivazione dei servizi di ultima istanza, saranno gestiti tramite il SII a partire da novembre 2018. In tal caso la disciplina che regola tali processi è stata già definita ed il Gestore del SII ha avviato le attività propedeutiche agli sviluppi informatici¹⁸.

Infine, con riferimento alle attivazioni di nuovi punti e alle disattivazioni di punti precedentemente attivi, è in corso di definizione la disciplina che ne regolerà la gestione per il tramite del SII. L'entrata in operatività di tale nuova disciplina dovrebbe essere di poco successiva alla suddetta data di entrata in operatività del processo di *switching* nell'ambito del SII.

Si segnala tuttavia che, nonostante i processi di *switching*, attivazione dei servizi di ultima istanza e di attivazione di nuovi punti e disattivazione di punti precedentemente attivi non siano ancora gestiti direttamente dal SII, nel settore del gas il RCU è aggiornato dalle imprese distributrici e dai venditori con le informazioni riguardanti tali processi nell'arco di 2 giorni lavorativi dal loro verificarsi.

Nel SII, si ha pertanto evidenza pertanto che nel 2017 si sono verificati nel settore del gas:

- oltre 127.000 *switching* ogni mese, per un totale di oltre 1.520.000;
- oltre 136.000 tra attivazioni di nuovi punti e disattivazioni di punti precedentemente attivi¹⁹, per oltre 1.630.000 casi nel corso del 2017;
- oltre, 5.000 casi di attivazione de servizi di ultima istanza, per un totale di oltre 61.000 nel corso del 2017.

¹⁷ Per approfondimenti in merito a tali processi si rimanda alla deliberazione 102/2016/R/com.

¹⁸ Per approfondimenti in merito a tali processi si rimanda alla deliberazione 77/2018/R/com.

¹⁹ Dati riferiti all'ultimo trimestre del 2017.

Centralizzazione della messa a disposizione delle misure

Nel settore elettrico, con riferimento alla messa a disposizione delle misure, il SII costituisce l'interfaccia comune unica tra i soggetti responsabili della gestione delle misure, le imprese distributrici e gli utenti del trasporto che utilizzano tali misure a fini commerciali e di programmazione.

Il processo centralizzato di messa a disposizione dei dati di misura prevede che il SII acquisisca le misure dalle imprese distributrici responsabili della loro rilevazione, che le certifichi e che le metta a disposizione degli utenti del trasporto²⁰.

Le misure messe a disposizione tramite il SII hanno già acquisito carattere di ufficialità a partire dai dati di competenza di gennaio 2018, dopo una fase di sperimentazione che gradualmente ha coinvolto tutti i tipi di misuratori installati e che è iniziata a gennaio 2015²¹. Tra le misure gestite vi sono anche quelle prodotte con frequenza giornaliera dai nuovi misuratori 2G, per i quali è in corso il piano di installazione massiva.

Ciò avviene con riferimento alle misure periodiche, alle relative rettifiche e alle misure rilevate in occasione dello switching e delle voltture.

Nel settore del gas naturale, il SII svolgerà il medesimo ruolo nella messa a disposizione delle misure che nel settore elettrico. Pertanto costituirà l'interfaccia comune unica tra le imprese distributrici gli utenti del trasporto nella certificazione e messa a disposizione delle misure. Tuttavia, la fase di sperimentazione è stata avviata ad ottobre 2017 (con l'inizio dell'anno termico) e dovrebbe durare all'incirca un anno. Pertanto solo al termine di tale sperimentazione le misure messe a disposizione tramite il SII acquisiranno carattere di ufficialità²², ma comunque anteriormente alla data prevista per la soppressione della maggior tutela.

In considerazione della rilevanza dei dati di misura per tutti i processi di mercato, *in primis* la fatturazione del cliente finale, e delle complessità gestionali legate alla numerosità e al volume di flussi informativi afferenti ai dati di misura per entrambi i settori e, in particolare considerando l'installazione massiva dei nuovi *smart meter* 2G nel settore elettrico, il SII sta ulteriormente

²⁰ Per una disamina maggiormente dettagliata della disciplina riguardante la messa a disposizione delle misure per il tramite del SII nel settore elettrico, si rimanda alla deliberazione 594/2017/R/eel.

²¹ In particolare, la fase di graduale entrata a regime del processo di messa a disposizione delle misure è stata avviata, in relazione ai punti di prelievo con trattamento orario, con una prima sperimentazione effettuata nel 2015 e, per i punti di prelievo con trattamento non orario, nel 2016.

²² Per una disamina maggiormente dettagliata della disciplina riguardante la messa a disposizione delle misure per il tramite del SII, nel settore del gas, si rimanda alla deliberazione 434/2017/R/gas.

sviluppando la propria infrastruttura tecnologica per migliorare le *performance* delle attività concernenti la trattazione dei suddetti dati.

Processi funzionali al settlement

L'attività di *settlement* consiste nella determinazione delle partite fisiche ed economiche di competenza di ciascun utente, con riferimento alle attività di dispacciamento, nel settore elettrico, e del bilanciamento, nel settore del gas. Tale attività è esercitata dalle imprese responsabili dei servizi di dispacciamento, nel settore elettrico, e bilanciamento e trasporto, nel settore del gas²³ avvalendosi delle imprese distributrici e del SII.

Nel settore elettrico l'espletamento delle attività di *settlement* per l'energia immessa e prelevata, da parte del responsabile del servizio di dispacciamento avviene nell'ambito di sessioni di *settlement* mensile, sessioni di *settlement* annuali e conguagli afferenti punti di prelievo non trattati su base oraria e illuminazione pubblica non trattata su base oraria.

Il calcolo dell'energia elettrica prelevata di competenza di ciascun UdD viene eseguito nell'ordine:

- a) aggregando le misure dei punti di prelievo trattati (e quindi misurati) su base oraria;
- b) profilando in via convenzionale i prelievi degli impianti di illuminazione pubblica non trattati (e quindi non misurati) su base oraria;
- c) calcolando la quota, per i restanti punti di prelievo;
- d) sommando le tre precedenti quantità con riferimento a ciascun utente del dispacciamento²⁴.

Con riferimento alla determinazione dell'energia prelevata²⁵ nell'ambito delle sessioni di *settlement* mensile, già a partire da luglio 2013 sono state attribuite al SII alcune attività quali l'invio dell'Anagrafica funzionale alla programmazione e al *settlement*, nonché i Coefficienti di

²³ Rispettivamente Terna e Snam Rete Gas.

²⁴ Per effettuare tali operazioni l'impresa responsabile del *settlement* si avvale delle imprese distributrici e del SII in quanto, è necessario che:

- le imprese di distribuzione mettano a disposizione di Terna le anagrafiche aggiornate dei punti di prelievo;
- siano aggregate le misure e calcolati il PRA e il Delta-PRA
- tali informazioni siano infine organizzate per ciascun UdD attivo su ognuna rete di distribuzione ed infine trasmesse all'impresa responsabile del *settlement*.

²⁵ La determinazione dell'energia immessa non è rilevante ai fini del presente Rapporto.

ripartizione del prelievo degli utenti del dispacciamento o CRPU²⁶, i dati del prelievo residuo d'area (di seguito: PRA) e il delta-PRA, ossia la parte di energia residuale rispetto a quanto misurato e al PRA.

Inoltre, a partire dai dati di competenza del mese di gennaio 2017, sia ai fini della sessione di *settlement* mensile che delle sessioni annuali di conguaglio il SII effettua già l'aggregazione per utente e per area di riferimento delle curve di misura dei punti di prelievo trattati su base oraria e i dati di energia elettrica attribuita convenzionalmente per i punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria.²⁷

Infine, a partire da settembre 2018, il SII provvederà all'aggregazione delle curve di misura quartinarie giornaliere relative a punti di prelievo dotati di *smart meter* 2G che passeranno al trattamento orario a partire dal dodicesimo mese successivo alla data di messa a regime del misuratore.²⁸

Nel settore del gas l'espletamento delle attività di *settlement* da parte del responsabile del servizio di bilanciamento è volto a determinare per ciascun utente del bilanciamento le partite fisiche ed economiche del gas prelevato dal sistema di trasporto in ciascun giorno gas, dettagliato per utente della distribuzione, ed avviene nell'ambito delle sessioni di bilanciamento mensile e delle sessioni di aggiustamento annuali.

Attualmente il responsabile del bilanciamento si avvale delle imprese distributrici per l'aggregazione delle misure dei punti di riconsegna e la profilazione dei relativi prelievi per ogni UdD attivo in ciascun impianto di distribuzione. Tra gli obblighi informativi a vantaggio degli utenti della distribuzione, a partire da luglio 2016, vi è la messa a disposizione da parte del SII dell'anagrafica dei punti di riconsegna nella propria titolarità con le informazioni relative al consumo annuo e al profilo di prelievo standard associato.

Recentemente sono entrate in vigore le disposizioni che riformano la disciplina del *settlement* gas²⁹ e che, per quanto rileva in tale Rapporto, assegnano al SII, a partire da gennaio 2020, la responsabilità di mettere a disposizione del responsabile del bilanciamento i dati di prelievo giornalieri aggregati funzionali alla determinazione delle partite di bilanciamento e di

²⁶ Si tratta del calcolo delle quote dei prelievi residui da attribuire a ciascun UdD (di seguito: Coefficienti di ripartizione del prelievo degli utenti del dispacciamento o CRPU), tramite la somma del peso di ciascun punto da questi servito rispetto al del PRA (di seguito: Coefficienti di ripartizione del prelievo dei punti di prelievo o CRPP).

²⁷ Per una più dettagliata disamina della questione, si rimanda alla deliberazione 358/2016/R/eel.

²⁸ Per una più dettagliata disamina della questione, si rimanda alle deliberazioni 700/2017/R/eel. Al 31 dicembre 2017 risultano installati 1.117.196 misuratori 2G.

²⁹ Per una più dettagliata disamina della questione, si rimanda alle deliberazioni 72/2018/R/gas.

aggiustamento, sulla base delle misure trasmesse dalle imprese di distribuzione provvedendo, ove necessario, alla profilazione dinamica dei prelievi utilizzando i dati relativi al consumo annuo e al profilo di prelievo assegnato al punto di riconsegna. Coerentemente, è stato assegnato al SII il compito di determinare il parametro relativo al consumo annuo per ciascun punto di riconsegna e di attribuire il profilo di prelievo, a partire dall'anno 2019, una volta consolidata e ufficializzata la centralizzazione e la gestione dei dati di misura.

7. COMPLETAMENTO DEL QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO E RISPETTO DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ IN MATERIA DI IMPLEMENTAZIONE DEL BRAND UNBUNDLING

Con la deliberazione 296/2015/R/com, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni contenute nel decreto legislativo n. 93/11 e nelle direttive europee 2009/72/CE e 2009/73/CE, approvando il Testo integrato di *unbundling* funzionale (TIUF) che prevede gli obblighi di separazione funzionale a carico delle imprese verticalmente integrate, operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas. In particolare, all'articolo 17 del TIUF, in attuazione dell'articolo 23 (Separazione dei gestori dei sistemi di distribuzione nel Mercato del gas naturale) e dell'articolo 38 (Gestori dei sistemi di distribuzione del Mercato dell'energia elettrica) del decreto n. 93/11, sono state introdotte specifiche disposizioni in materia di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione (*brand unbundling*) per i suddetti gestori.

Le disposizioni contenute nell'articolo 17 del TIUF prevedono, a carico delle imprese di distribuzione, tra le altre cose, che:

- le politiche di comunicazione, la denominazione sociale, il marchio, la ditta, l'insegna e ogni altro elemento distintivo dell'impresa di distribuzione di energia elettrica o di gas naturale siano in uso esclusivo alla stessa e non contengano alcun elemento di tipo testuale o grafico che possa essere in alcun modo ricollegato alle attività di vendita, rispettivamente, di energia elettrica o di gas naturale svolte dall'impresa verticalmente integrata o dalle altre imprese del gruppo societario di appartenenza di questa e che possano ingenerare confusione per il pubblico;
- le imprese di distribuzione di energia elettrica, con meno di 100.000 punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali, che non operano in separazione societaria dall'attività di vendita di energia elettrica, ottemperino all'obbligo previsto dal comma 38.2 del decreto legislativo n. 93/11, utilizzando politiche di comunicazione e marchi distinti per l'attività di distribuzione e per l'attività di vendita di energia elettrica, pur sempre nel rispetto dell'unicità dei segni distintivi dell'impresa;
- alle imprese di distribuzione di energia elettrica o di gas naturale è consentito l'uso del marchio, delle politiche di comunicazione e degli altri elementi distintivi relativi alle attività svolte dall'impresa verticalmente integrata o dalle altre imprese del gruppo societario cui questa appartiene, purché gli stessi non creino confusione con le attività di vendita e di produzione di energia elettrica o del gas naturale.

In ottemperanza alle modifiche introdotte dalla legge 4 agosto 2017 n. 124 al decreto legislativo n. 93/11, il TIUF prevede l'esonero dagli obblighi di separazione funzionale le imprese di distribuzione elettrica che servano meno di 25.000 punti di prelievo, ad esclusione delle imprese beneficiarie di integrazioni tariffarie ai sensi dell'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

Il TIUF, inoltre, in attuazione di quanto previsto all'articolo 41 del decreto legislativo n. 93/11, ha introdotto analoghi obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione per le imprese di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica e alle imprese di vendita di energia elettrica ai clienti finali in maggior tutela.

Le disposizioni contenute nell'articolo 17 del TIUF, a carico dei distributori sia elettrici sia del gas naturale, sono estese anche alla previsione di obbligo di separazione delle attività commerciali, dei canali informativi, degli spazi fisici e del personale rispetto a quelli dall'impresa verticalmente integrata o dalle altre imprese del gruppo societario cui questa appartiene, in particolare alla vendita. Analogamente, la separazione delle attività commerciali vale anche tra attività di vendita di energia elettrica al mercato libero e al servizio di maggior tutela. La validità di tale previsione è stata confermata anche da recenti decisioni (di secondo grado) del giudice amministrativo.

Nel corso del 2017, l'Autorità, nell'ambito dei suoi poteri di *enforcement* delle disposizioni contenute nel decreto legislativo n. 93/11 in materia di separazione funzionale (articolo 43 del decreto), ha effettuato primi approfondimenti in relazione all'effettivo adempimento degli obblighi di separazione del marchio presso i principali distributori del settore elettrico e del gas, verificando che nei marchi aziendali e nelle denominazioni sociali di questi, non fossero presenti elementi di collegamento, sia a livello testuale che grafico, che potessero ingenerare confusione nel pubblico, tra l'attività di distribuzione svolta da queste imprese e le altre attività, in particolare quella di vendita, svolte dalle altre imprese del gruppo verticalmente integrato di appartenenza. In esito agli approfondimenti effettuati, è stato richiesto a due distributori di individuare misure correttive volte alla modifica del proprio marchio al fine di assolvere pienamente agli obblighi di separazione previsti dall'articolo 17 del TIUF. Entrambi i distributori hanno, quindi, proceduto a modificare i propri marchi aziendali come richiesto dall'Autorità e ora sono allineati.

Sempre nel corso del 2017, l'Autorità ha dato avvio ad apposite raccolte dati presso tutti i distributori elettrici e del gas, verticalmente integrati, per verificare l'assolvimento degli obblighi di separazione funzionale previsti dal TIUF. Nell'ambito delle raccolte dati, sono previste dichiarazioni specifiche da parte del responsabile della conformità dell'impresa, nominato ai sensi dell'articolo 15 del TIUF, sull'effettivo assolvimento degli obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione da parte dei distributori. Sulla base degli esiti di queste raccolte, l'Autorità potrà attivare a breve i poteri di *enforcement* volti ad assicurare il pieno rispetto sia della sua regolazione in materia che degli obblighi previsti dal decreto legislativo n. 93/11 e dalla direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE.

8. TUTELA DELLE FAMIGLIE IN CONDIZIONI DI DISAGIO ECONOMICO E ACCRESCIMENTO DEL SISTEMA DI VIGILANZA E DI INFORMAZIONE A TUTELA DEI CONSUMATORI

Tutela delle famiglie in condizioni di disagio economico

Gli articoli 75 e 76 della Legge 124/2017 prevedono che il Ministro dello Sviluppo economico disciplini le modalità di erogazione dei benefici di cui all'articolo 1, comma 375, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 e all'articolo 3, commi 9 e 9-bis, del decreto legge 29 novembre 2008, n.185 convertito, con modificazioni, dalla legge 28 gennaio 2009, n.2 sentita l'Autorità entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore della legge, mentre l'articolo 77 stabilisce che fino alla data di entrata in vigore del nuovo decreto si continui ad applicare la disciplina vigente.

In attesa del citato decreto l'Autorità ha pertanto provveduto a mantenere la continuità di erogazione dei bonus elettrico e gas naturale assicurando il funzionamento ordinario anche attraverso la Convenzione stipulata con l'Associazione nazionale dei Comuni Italiani (ANCI) rinnovata per tre anni a far data dall'1 marzo 2017 (deliberazione 336/2017/A) e i servizi di informazione e risoluzione dei reclami resi disponibili dallo Sportello per il consumatore di energia (ora Sportello per il consumatore di energia e ambiente) forniti sulla base del regolamento di cui alla deliberazione 383/2016/R/com e, come verrà meglio dettagliato nel seguito, si è anche provveduto ad avviare un progetto per diffondere la conoscenza del bonus fra i potenziali aventi diritto.

Complessivamente nel corso del 2017, sono stati erogati circa 707.000 bonus elettrici per disagio economico, 25.473 riferiti a cittadini titolari di Carta acquisti e 32.643 bonus per disagio fisico, cioè erogati a cittadini in gravi condizioni di salute che necessitano per il loro mantenimento in vita di apparecchiature elettromedicali. Per quanto riguarda il gas naturale le famiglie agevolate sono state circa 500.000 di cui 80,8% con un numero di componenti fino a 4 (81,9% nell'elettrico). Si ricorda che la soglia massima di ISEE per l'accesso al bonus a partire dall'1 gennaio 2017 è fissata a:

- 8.107,50 euro per le famiglie non numerose;
- 20.000,00 euro per le famiglie con almeno 4 figli fiscalmente a carico.

L'articolazione territoriale vede come macro-aree maggiormente rappresentate il Sud (32% elettrico e 26% gas) e il Nord ovest (23% elettrico e 29% gas) seguite dalla macro-area Nord est (16% elettrico, 20% gas). Infine le famiglie agevolate nel 68% dei casi dichiara un ISEE inferiore o uguale a 5.000 euro.

Sistema di vigilanza e di informazione a tutela dei consumatori

Con riguardo al tema dell'informazione a tutela dei consumatori l'Autorità ha attivato, e costantemente aggiornato, uno Sportello unico (nel quale è presente un call center) di informazione destinato, tra l'altro, ai clienti finali dei settori elettrico e gas, relativamente ai loro diritti, alla normativa in vigore e alle modalità di risoluzione delle controversie, presso lo Sportello per il consumatore di energia e ambiente, la cui gestione è affidata in avvalimento all'Acquirente unico, in base all'art. 27, comma 2, della legge 23 luglio 1999, n. 99, e all'art. 44, comma 4, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, che attualmente opera sulla base della deliberazione 14 luglio 2016, 383/2016/E/com e del relativo progetto operativo.

In particolare il progetto per gli anni 2017-2019, approvato con la delibera 6 dicembre 2016, 727/2016/E/com, prevede un rafforzamento delle attività di informazione sulla liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, e ricomprende, in attuazione della deliberazione 51/2018/R/com anche specifiche attività di assistenza informativa telefonica gratuita, quali ausili attivi ai consumatori per la consultazione del Portale Offerte di cui al capitolo 3 del presente rapporto.

Sui temi in argomento pare inoltre opportuno menzionare la realizzazione di attività a vantaggio dei consumatori finanziate mediante l'utilizzo di risorse derivanti dai proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità ai sensi dell'articolo 11-bis del decreto-legge 35/05 e s.m.i., e in particolare:

- con riferimento alle attività di informazione e assistenza ai consumatori, il progetto relativo alla qualificazione degli sportelli delle associazioni dei consumatori (progetto PQS – “Energia: diritti a viva voce”), che promuove l'attivazione di una rete di punti di contatto (sportelli territoriali) in grado di fornire ai clienti domestici informazione e assistenza qualificata sui servizi regolati, che per il triennio 2017-2019 comporta l'attivazione di 30 sportelli qualificati;
- con riferimento alla tutela delle famiglie in condizioni di disagio economico, il progetto che prevede la copertura dei costi per l'invio da parte dell'Istituto nazionale della previdenza sociale (INPS), nell'arco del 2018, di comunicazioni individuali ai consumatori per i quali è stato determinato un valore ISEE che dà diritto alla fruizione dei bonus elettrico, gas e idrico (progetto PAB).

Sempre con riguardo al tema dell'informazione ai clienti finali, con particolare riferimento alla rimozione delle tutele di prezzo, come previsto all'articolo 1 comma 69 della Legge 124/2017, con la deliberazione, 746/2017/R/com, l'Autorità ha disciplinato un obbligo in capo a tutti gli esercenti il servizio di maggior tutela o i venditori del gas naturale nei confronti dei clienti serviti nell'ambito dei regimi di tutela di veicolare in bolletta, per un arco temporale che intercorre tra gennaio 2018 e giugno 2019 ad intervalli predeterminati, specifiche informazioni predisposte dall'Autorità. La prima comunicazione, che informa il cliente che dal 1 luglio 2019 non saranno

più disponibili contratti con condizioni di fornitura a prezzo definito e aggiornato dall'Autorità e che entro tale data sarà necessario scegliere un'offerta sul mercato libero, è in corso di diffusione, essendo previsto il suo inserimento in due fatture emesse nel primo semestre 2018; due ulteriori informative, anche con riferimento alla presenza di strumenti di capacitazione per il cliente finale per l'accesso consapevole al mercato, disposti dall'Autorità, dovranno essere riportate in tutte le fatture emesse rispettivamente nel secondo semestre 2018 e nel primo semestre 2019.

Nel contempo la delibera sopracitata in attuazione dell'articolo 1 comma 72 della Legge 124/2017 ha previsto l'implementazione di un progetto di comunicazione multimediale per pubblicizzare e diffondere le informazioni in merito alla piena apertura del mercato, alle condizioni di svolgimento dei servizi e agli strumenti per rafforzare la capacitazione dei clienti finali, anche richiedendo, con riferimento al nuovo regime concessorio del servizio pubblico radiotelevisivo, la disponibilità di spazi gratuiti per veicolare specifici messaggi sull'evoluzione del mercato retail, a vantaggio di tutti i clienti finali, nell'ambito della più ampia collaborazione istituzionale.

Con successiva deliberazione 16 novembre 2017, 751/2017/E/com, l'Autorità ha proposto al Ministro dello Sviluppo Economico, ai sensi dell'articolo 11-bis del decreto-legge 35/05, di finanziare mediante l'utilizzo di risorse derivanti dai proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità medesima, alcuni progetti a vantaggio dei consumatori, tra cui un progetto per la realizzazione di campagne informative multimediali relative alla piena apertura dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas, alla cessazione dei regimi di tutela, alle garanzie e agli strumenti di capacitazione e tutela disponibili ai consumatori (progetto PIM).