

PRODUZIONE DI ENERGIA IDROELETTRICA ECOCOMPATIBILE

DAGLI ACQUEDOTTI:

STUDIO DI SOSTENIBILITÀ SUL TERRITORIO PIEMONTESE



**REGIONE
PIEMONTE**

REGIONE PIEMONTE
Direzione Regionale Ambiente
Progetto CIPE C55



POLITECNICO DI TORINO
DITIC – Dipartimento di Idraulica,
Trasporti e Infrastrutture Civili

PRODUZIONE DI ENERGIA IDROELETTRICA ECOCOMPATIBILE
DAGLI ACQUEDOTTI:
STUDIO DI SOSTENIBILITÀ SUL TERRITORIO PIEMONTESE

Progetto CIPE C55
Finanziato da Regione Piemonte

Regione Piemonte
Direzione Ambiente

Referente:
Ing. Aldo LEO

*Con il contributo del MIUR,
"Fondo Giovani"*

Politecnico di Torino
Dipartimento di Idraulica (DITIC)

Responsabili della ricerca
Prof. Pierluigi CLAPS
Ing. Davide POGGI
Prof. Roberto REVELLI

Collaboratori
Ing. Filippo MIOTTO
Ing. Fabio PLEBANI
Ing. Claudia SOFFIA

Presentazione

Nell'ultimo decennio, a causa dell'aumento del costo delle risorse non rinnovabili e della maggior sensibilità verso le problematiche ambientali, la produzione di energia da fonti alternative ed eco-compatibili è divenuto argomento di acceso dibattito.

Anche alla luce dei recenti provvedimenti normativi, esiste un rinnovato interesse verso la possibilità di recuperare energia idroelettrica mediante l'installazione di centraline a turbina sulle condotte di adduzione degli acquedotti.

Sebbene tale tecnologia risulti già ampiamente diffusa in altri paesi europei, come ad esempio la Svizzera, in Italia la generazione di energia pulita mediante tale approccio risulta ancora decisamente al di sotto dei possibili livelli di sfruttamento. Questo tipo di produzione energetica, pur essendo di non enorme rilevanza dal punto di vista quantitativo, presenta sicuramente indiscutibili vantaggi come, ad esempio, l'assenza di emissioni inquinanti nell'ambiente e l'impatto ambientale praticamente nullo. Infatti tale applicazione tecnologica oltre ad integrarsi ad infrastrutture già esistenti, consente di utilizzare risorsa idrica già derivata per altri impieghi. Inoltre, è possibile avvantaggiarsi degli introiti derivanti dalle sovvenzioni statali/regionali in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Se la fattibilità tecnica di tali installazioni è sovente possibile, un'analisi di fattibilità economica può condurre, invece, a scenari estremamente controversi nei quali può risultare determinante l'incentivazione economica da parte di enti quali Regione, Stato o Comunità Europea. Le potenze ottenibili, infatti, sono nella maggior parte dei casi molto ridotte, a fronte di costi di impianto ed esercizio non trascurabili.

In previsione di investimenti su larga scala volti alla diffusione di questi impianti, risulta utile, pertanto, poter stimare la loro fattibilità economica, individuando le soglie di potenza e producibilità oltre le quali è ipotizzabile un ritorno economico da un investimento nel settore; tale stima, unita ad un'analisi di potenzialità energetica estesa a macroaree permette di valutare, in definitiva, le reali potenzialità di produzione energetica, fornendo indicazioni per ulteriori interventi mirati nel settore.

Stabilito, dunque, l'interesse allo sfruttamento del "potenziale energetico acquedottistico", la fattibilità economica delle opere a tal scopo necessarie può essere valutata con criteri di letteratura, ed, in analogia con quanto fatto in passato con riferimento agli studi sui piccolissimi impianti idroelettrici, esaminando i casi in un contesto regionale, allo scopo di quantificare la rilevanza economica complessiva dell'energia producibile. Tale scala di analisi può infatti rappresentare una base conoscitiva decisiva ai fini della diffusione ed incentivazione di queste fonti.

Pur nella consapevolezza che la normativa di riferimento è in continua evoluzione e che l'energia producibile non sarà in quantità tali da risolvere i problemi energetici di una regione, si è ritenuto utile, attraverso il finanziamento e lo sviluppo di una specifica attività di studio, analizzare alcuni aspetti legati alla fattibilità tecnica ed economica di tali applicazioni impiantistiche.

Sulla base dei risultati complessivamente ottenuti risulta infine auspicabile favorire una veloce ma equilibrata diffusione della tecnologia in questione, accompagnata da un'evoluzione normativa il più possibile efficace e volta inoltre a definire univocamente, in maniera qualitativa e quantitativa, le incentivazioni fornite al settore specifico.

Nicola de Ruggiero,
Assessore all'Ambiente
Regione Piemonte

INDICE

PREMESSA	6
1 I SISTEMI ACQUEDOTTISTICI DEL PIEMONTE	9
1.1 DESCRIZIONE DELLA BANCA DATI	9
1.2 CONSISTENZA DEI DATI: LE SORGENTI	14
1.2.1 Validazione dei dati relativi alle portate delle sorgenti	17
1.2.2 Valutazione delle portate in base ai valori di volumi derivati dalle sorgenti	18
1.2.3 Valutazione delle portate in base ai valori di volume immesso in rete	20
1.2.4 Valutazione delle portate in base ai dati di dotazione idrica e di popolazione residente	22
1.2.5 Dati relativi alla quota delle sorgenti	25
1.3 CONSISTENZA DEI DATI: I SERBATOI DI LINEA	30
1.3.1 Dati relativi alla quota dei serbatoi	31
1.4 CONSISTENZA DEI DATI: LE CONDOTTE DI ADDUZIONE	35
2 VALUTAZIONE DEL POTENZIALE ENERGETICO A SCALA REGIONALE	37
2.1 DEFINIZIONI DI POTENZIALE	37
2.2 CALCOLO DEL POTENZIALE PER DIVERSE IPOTESI DI BASE	40
2.2.1 Descrizione dei casi per P_{ni_B}	42
2.2.2 Descrizione dei casi per P_{ni-B}	42
2.2.3 Risultati per P_{ni-A}	43
2.2.4 Risultati - P_{ni-B}	48
2.3 RIEPILOGO DEI RISULTATI OTTENUTI	53

2.3.1	Considerazioni sui risultati ottenuti	65
3	LE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE: LA NORMATIVA DI SETTORE	67
3.1	IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO PRIMA DEL 31 DICEMBRE 2007	69
3.1.1	I sistemi di incentivazione in vigore fino al 31 dicembre 2007	69
3.1.2	Le procedure autorizzative precedenti la realizzazione dell'opera	76
3.1.3	Le procedure autorizzative successive alla realizzazione dell'opera	79
3.1.4	Modalità di connessione degli impianti FER alle reti	80
3.1.5	Modalità di cessione dell'energia	82
3.2	IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO DOPO IL 1 GENNAIO 2008	85
3.2.1	Il nuovo quadro normativo in vigore dal 1 gennaio 2008	85
4	VALUTAZIONE DI MASSIMA DEI COSTI E DEI BENEFICI	93
4.1	LA FATTIBILITÀ ECONOMICA	93
4.1.1	“Valore attuale netto” (VAN) e payback period	95
4.1.2	“Tasso interno di rendimento” (TIR)	96
4.1.3	IPOTESI E SCENARI DI ANALISI	96
4.1.4	Costi.	97
4.1.5	Ricavi	103
4.1.6	Tempo	104
4.2	IMPIANTI CON POTENZA NOMINALE FINO A 20KW	105
4.2.1	Costi	105
4.2.2	Ricavi	105
4.2.3	Tempo	106
4.3	CONFIGURAZIONI ANALIZZATE	106

4.3.1	Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007	107
4.3.1	IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE DOPO IL 1 GENNAIO 2008	115
5	POTENZIALE ECONOMICO	123
5.1	CALCOLO DEL POTENZIALE PER DIVERSE IPOTESI DI BASE	123
5.1.1	Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007	125
5.1.2	Impianti entrati in funzione dopo il 1 gennaio 2008	131
6	CONCLUSIONI	141
	BIBLIOGRAFIA	143
	APPENDICI E ALLEGATI:	
	http://www.idrologia.polito.it/web2/progetti/conclusi/microhydro/documenti	

PREMESSA

La prima fonte rinnovabile ad essere sfruttata per la produzione di energia elettrica su larga scala è stata ed è tutt'ora l'energia idroelettrica, in gran parte grazie alla costruzione dei grandi invasi in montagna. Secondo il Libro Bianco sull'energia in Europa, pubblicato dalla Commissione europea, il 13% dell'energia elettrica generata proviene da impianti idroelettrici. Mentre i grandi impianti idroelettrici richiedono la sommersione di estese superfici con notevoli costi ambientali e sociali, un piccolo impianto idroelettrico può facilmente integrarsi nell'ecosistema locale e può costituire una fonte rinnovabile con ancora grandi potenzialità nei territori montani.

In particolare, gli acquedotti montani possiedono potenzialità energetiche che, nella maggior parte dei casi, non sono sfruttate: il salto disponibile tra opera di presa e rete di distribuzione, infatti, costituisce una vera e propria riserva di energia che può essere trasformata in energia utilizzabile dall'uomo mediante applicazioni tecnologiche relativamente semplici. In questo modo, l'energia che andrebbe inevitabilmente perduta nei nodi di dissipazione della rete di adduzione acquedottistica, può essere recuperata attraverso l'utilizzo di microturbine.

In altri Paesi europei, come per esempio la Svizzera, le centrali idroelettriche alimentate da acqua potabile hanno una lunga tradizione, mentre in Italia la generazione di energia pulita mediante tale approccio risulta ancora decisamente al di sotto dei possibili livelli di sfruttamento. Se tutte le possibilità di turbinaggio dell'acqua potabile considerate economiche fossero effettivamente sfruttate, si potrebbe fornire un non trascurabile contributo al raggiungimento degli obiettivi della politica energetica italiana, con il vantaggio di produrre ricadute economiche in territori spesso caratterizzati da scarsità di risorse.

Il progetto di un impianto di micro-generazione è il risultato di un processo iterativo in cui, avendo sempre in mente l'impatto sull'ambiente, le diverse soluzioni tecniche sono confrontate da un punto di vista economico. Spesso accade che, benchè la fattibilità tecnica di tali installazioni risulti possibile, la successiva analisi di fattibilità economica possa condurre a scenari per i quali risulta determinante la partecipazione

attraverso forme di incentivazione economica da parte degli enti pubblici. Pertanto, risulta utile poter stimare la fattibilità economica di questi impianti in previsione di investimenti su larga scala volti alla loro diffusione, individuando anche le soglie di potenza e producibilità oltre le quali è ipotizzabile un ritorno economico da un investimento nel settore. In definitiva, le reali potenzialità di produzione energetica possono essere valutate attraverso tale stima, congiuntamente con un'analisi di potenzialità energetica estesa a macroaree, fornendo indicazioni per ulteriori interventi mirati nel settore.

DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il presente documento descrive i risultati delle attività svolte prevalentemente nell'ambito del Progetto CIPE C55 (2006-2008) "Produzione di energia idroelettrica ecocompatibile dagli acquedotti: studio di sostenibilità sul territorio piemontese" finanziato dalla Regione Piemonte. Successivamente, alla conclusione del progetto, la ricerca è proseguita grazie ad un contributo erogato dal MIUR ("Fondo Giovani") che ha consentito l'attivazione di una borsa di dottorato di ricerca. Il programma dell'attività di ricerca si è svolto seguendo 3 fasi principali, strettamente interconnesse tra di loro.

La prima fase, identificata come *Studio delle Potenzialità*, è stata la più lunga, in quanto con essa si è analizzato lo stato di fatto dei sistemi acquedottistici nella regione Piemonte e si sono poste le basi per la valutazione del potenziale, sia energetico che economico, degli impianti realizzabili nella regione.

La raccolta dati si è basata sull'analisi del data base della Regione Piemonte, risultato del censimento realizzato dalla Regione stessa e documentato nel rapporto "Infrastrutture del servizio idrico in Piemonte" (maggio 2000). L'analisi delle diverse configurazioni degli acquedotti esterni ha successivamente permesso l'individuazione dei possibili punti delle condotte di adduzione in cui poter inserire una turbina e quindi predisporre l'impianto idroelettrico vero e proprio. Questa fase si è resa necessaria al fine di definire il salto utile e stabilire il potenziale energetico derivabile dall'impianto.

Poichè il potenziale energetico è stato valutato in via preliminare su una macro-scala, si è introdotta una semplificazione nella valutazione del salto utile, meglio descritta in seguito, considerando l'installazione della turbina in corrispondenza del serbatoio o del

nodo di distribuzione posti a quota minima lungo la condotta principale di adduzione. In questo modo, è stato possibile valutare il potenziale energetico massimo di ogni impianto senza entrare nel dettaglio di ogni schema acquedottistico.

Una volta definita la potenzialità idroelettrica, si è affrontato l'aspetto legato alla fattibilità (tecnica ed economica) di un impianto micro-idroelettrico, analizzando solo casi in cui si inserisce la turbina in asse con la condotta di adduzione intervenendo, quindi, su di una infrastruttura già esistente.

Da un punto di vista strettamente tecnico, un simile impianto micro-hydro segue gli standard degli schemi degli impianti idroelettrici, essendo costituito da: una vasca di carico, ad esempio in corrispondenza delle sorgenti a monte della condotta, una condotta di adduzione in pressione ed una turbina. La turbina sarà di tipo Pelton, nel caso di restituzione in un serbatoio a pelo libero, oppure sarà una pompa inversa nel caso in cui il flusso permanga in pressione. La problematica principale da curare negli impianti esistenti riguarda la condotta di adduzione: essa deve possedere delle caratteristiche meccaniche tali da sopportare gli eventuali sovraccarichi di pressione dovuti a manovre di sicurezza (chiusura o apertura) eseguite sulla turbina.

Per definire la fattibilità economica degli impianti, durante il progetto si sono analizzati tutti gli aspetti normativi ed economici legati alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Dagli anni '90 in avanti si è sviluppata infatti, a livello sia internazionale che nazionale, una normativa specifica per gli impianti di produzione di elettricità alimentati da fonti di energia rinnovabile. In Italia, ad esempio, al fine di promuovere la diffusione di questi impianti anche per produzioni di energia molto ridotte, sono state introdotte delle forme di incentivazione economiche quali il prezzo garantito di acquisto dell'energia prodotta (Delibera AEEG 34/05) o, per gli impianti più piccoli, la modalità di scambio sul posto dell'energia, introdotta dal D.Lgs. 387/2003. Quest'ultima è basata sul principio di effettuare un saldo tra energia prodotta ed energia consumata dal gestore dell'impianto, configurando i mancati costi di consumo come dei guadagni. La forma di incentivazione maggiore deriva comunque dalla vendita dei Certificati Verdi (CV) per i primi 12 anni (D.Lgs. 152/2006) o per i primi 15 anni (Legge 24 dicembre 2007, n.244), rispettivamente per impianti entrati in funzione prima di dicembre 2007 e dopo gennaio 2008. Attualmente il meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi si

basa su regole di mercato (market oriented) e conseguentemente risulta in linea con la filosofia di liberalizzazione introdotta dal corpus normativo del settore elettrico.

Nel seguito saranno presentate i risultati delle ricerche effettuate sui diversi aspetti appena illustrati, con riferimento al potenziale energetico disponibile nella regione Piemonte ed a approfondimenti derivati da indagini di dettaglio svolte su acquedotti campione.

1 I SISTEMI ACQUEDOTTISTICI DEL PIEMONTE

1.1 DESCRIZIONE DELLA BANCA DATI

La principale fonte di dati, nonché punto di partenza per lo studio del potenziale idroelettrico della rete acquedottistica montana e pedemontana regionale, è rappresentata dal censimento realizzato dalla Regione Piemonte, documentata nel rapporto “Infrastrutture del servizio idrico in Piemonte” (maggio 2000). Tale censimento riguarda lo stato di consistenza delle opere acquedottistiche sulla base della campagna di indagini eseguita negli anni 1997 e 1998.

Il database, redatto dal CSI Piemonte, è organizzato in elementi distinti per classe di appartenenza (es. condotte di adduzione, prese superficiali, sorgenti), per ognuna delle quali sono disponibili due categorie di informazioni, contenute in due tipi di file:

- Shapefile, in cui sono contenuti i riferimenti geografici (georeferenziazione) ed alcuni dati alfanumerici (attributi);
- Microsoft Excel®, con ulteriori dati alfanumerici relativi agli elementi censiti e georiferiti negli shapefile.

Il potenziale idroelettrico di un impianto è dato dalla relazione

$$P = \eta \cdot \gamma \cdot Q \cdot H, \quad (1.1)$$

Il salto disponibile H è dato dal dislivello tra la quota di monte di inizio condotta in pressione e quella di valle all’imbocco della turbina.

Ai fini della valutazione del potenziale energetico, le classi infrastrutturali di interesse nell’ambito del presente progetto sono le seguenti:

- “*sorgenti*”¹;
- “*serbatoi di impianto*”² nel seguito indicati come *serbatoi di linea*;

¹ Denominazione in accordo al metafile acq_ATO#.doc del Database.

² Denominazione in accordo al metafile acq_ATO#.doc del Database.

- “condotte di impianti di acquedotto”³ nel seguito indicate come *condotte di adduzione*.

Nelle tabelle seguenti, per ogni classe oggetto di analisi, vengono riportati gli schemi di raccolta delle informazioni contenute nei due tipi di file. Per ciascuno di questi vengono evidenziati in grassetto gli attributi ritenuti di interesse per il presente studio.

SORGENTI

Tabella 1.1. Campi del file sorgен_#.shp

Nome Colonna	Descrizione
***	Attributi interni delle geometrie
CODICE	Codice Rilievo
SEZIONE	Numero sezione CTR
COD_NEW	Nuovo codice

Tabella 1.2. Campi del file sorgен_#.xls

Nome Colonna	Descrizione
CODICE_GESTORE	Codice gestore
GESTORE	Nome gestore
COMUNE	Denominazione comune
ISTAT	Codice Istat
PROVVEDIMENTO	Descrizione provvedimento
CODICE_OLD	Codice Rilievo
COD_IMPCAP_NEW	Nuovo codice impianto captazione
ANNOCOMP	Anno di compilazione
DENOMINA	Denominazione impianto captazione
LOCALITA	Localita'
QUOTA	Quota (m s.l.m.)
ACDIANNO	Acqua disponibile: anno di riferimento
ACDIPOMI	Acqua disponibile: portata minima (l/sec)
ACDIPOMA	Acqua disponibile: portata massima estraibile (l/sec)
ACDIVODE	Acqua disponibile : volume derivato (m³/anno)
UTILIZZO_IMP	Utilizzo
MESIUTIL	Utilizzo: Mesi
CONCESSN	Numero del provvedimento di concessione
CONCESSD	Data del provvedimento di concessione
INIGEST	Periodo attivita' gestore: data inizio
FINEGEST	Periodo attivita' gestore: data fine
QUAANNOR	Qualità acque: anno di riferimento
TIPOCAPTAZIONE	Tipologia di captazione
AFFIORAMENTO	Tipo di affioramento
LUNGHALL	Lunghezza delle gallerie drenanti (m)

³ Denominazione in accordo al metafile acq_ATO#.doc del Database.

SERBATOI DI LINEA**Tabella 1.3.** Campi del file serimp_#.shp

Nome Colonna	Descrizione
***	Attributi interni delle geometrie
CODICE	Codice Rilievo
SEZIONE	Numero sezione CTR
COD_NEW	Nuovo codice

Tabella 1.4. Campi del file serimp_#.xls

Nome Colonna	Descrizione
COMUNE	Denominazione comune
ISTAT	Codice Istat
MATERIALE	Descrizione materiale
CODICE_OLD	Codice Rilievo
COD_SERBIMP_NE	Nuovo codice serbatoio impianto acquedotto
ANNOCOMP	Anno di compilazione
CAPACITA	Capacita' (m ³)
QUOTASFI	Quota di sfioro (m s.l.m.)
TIPO_SERB	Tipologia

CONDOTTE DI ADDUZIONE**Tabella 1.5.** Campi del file impacq_#.shp

Nome Colonna	Descrizione
***	Attributi interni delle geometrie
CODICE	Codice Rilievo
DIAMETRO	Diametro della condotta
MATERIAL	Materiale
NUMERO	Numero di condotte
ID_RIFER	Attributo di servizio usato nel caso di condotte spostate rispetto alla loro localizzazione reale
VERSO	Verso di scorrimento dell'acqua nelle condotte*
SEZIONE	Numero sezione CTR
COD_NEW	Nuovo codice
MAT_DIAM	Materiale e diametro concatenati

*Verso: valori

1 - verso di scorrimento dell'acqua non conosciuto

2 - l'acqua può scorrere nei due sensi

0 - vale il verso col quale sono stati digitalizzati gli archi

Tabella 1.6. Campi del file impacq_#.xls

Nome Colonna	Descrizione
CODICE_GESTORE	Codice gestore
GESTORE	Nome gestore
CODICE_OLD	Codice rilievo
CODICE_NEW	Nuovo codice impianto acquedotto
DENOMINA	Denominazione impianto acquedotto
ANNOCOMP	Anno di compilazione
ES_TERR	Estensione territoriale
ANNOENES	Anno entrata in esercizio
VOLUACQUA	Volume d'acqua erogato (m³/anno)
INIGEST	Periodo attivita' gestore: data inizio
FINEGEST	Periodo attivita' gestore: data fine
DIAMIN	Condotte di trasporto: diametro minimo (mm)
DIAMAX	Condotte di trasporto: diametro massimo (mm)
KM_L	KM pelo libero
KM_P	KM pressione

Ogni elemento presente nel DataBase è univocamente identificato mediante un codice numerico. I dati contenuti nei file shp e nei file xls, relativi ad uno stesso elemento, possono essere collegati tramite il campo COD_NEW (codice del file shp) e il relativo nuovo codice identificativo di classe (codice del file xls) nel seguente modo:

- COD_NEW → COD_IMPCAP_NEW per le SORGENTI;
- COD_NEW → COD_SERBIMP_NEW per i SERBATOI DI LINEA;
- COD_NEW → CODICE_NEW per le CONDOTTE DI ADDUZIONE.

Per le opere di captazione, in accordo alla L.R. 22/99, è previsto un codice identificativo (“targa delle opere di captazione”) di 9 cifre:

- La prima cifra (X xxx xx xxx) individua l’ATO di appartenenza;
- La seconda, la terza e la quarta cifra (x XXX xx xxx) costituiscono il progressivo dell’acquedotto⁴ all’interno dell’ATO; oltre all’infrastruttura viene identificato in maniera univoca anche il Comune di appartenenza; si segnala a tal proposito che ad uno stesso Comune possono corrispondere più codici identificativi dell’acquedotto.
- La quinta e la sesta cifra (x xxx XX xxx) rappresentano il progressivo dell’impianto di acquedotto all’interno dell’acquedotto;

⁴ In questa sede, in coerenza con il Database “Infrastrutture del servizio idrico in Piemonte”, per acquedotto si intende l’insieme delle opere di captazione, adduzione e distribuzione mediante le quali si realizza il servizio idrico nell’ambito di uno stesso Comune.

- Le ultime tre cifre (x xxx xx XXX) identificano il progressivo dell'entità puntuale di captazione all'interno dell'impianto.

Per i serbatoi la codifica adottata è analoga a quella utilizzata per le sorgenti, mentre per le condotte di adduzione il codice impiegato è di sei cifre con significato analogo a quello delle prime sei cifre del codice delle opere puntuali.

Nel seguito si riportano degli esempi di interpretazione dei codici attribuiti ai vari elementi della rete acquedottistica.

Codice per le sorgenti.

102501001...1025010015

1: identificativo ATO 1

025: identificativo acquedotto - Comune (Verbania)

01: numero dell'impianto

001..015: numero progressivo della sorgente all'interno dell'impianto

Codice per i serbatoi:

102501001

1: identificativo ATO 1

025: identificativo acquedotto - Comune (Verbania)

01: numero dell'impianto

001: numero del serbatoio all'interno dell'impianto

Codice per le condotte di adduzione.

102501

1: identificativo ATO 1

025: identificativo acquedotto - Comune (Verbania)

01: numero progressivo dell'impianto

Nei paragrafi che seguono viene effettuata un'analisi sulla consistenza delle informazioni contenute nella banca dati, con particolare attenzione alle opere di captazione da sorgente per quanto concerne le portate e le quote ed ai serbatoi riguardo alle quote. Le condotte di adduzione sono esaminate con riferimento alla disponibilità di informazioni sui diametri, sui materiali e sull'anno di entrata in esercizio.

1.2 CONSISTENZA DEI DATI: LE SORGENTI

Analizzando i dati relativi alle sorgenti contenuti nei due tipi di file (.shp e .xls) è possibile fare le seguenti considerazioni:

- la georeferenziazione delle opere di captazione (sistema ED50 - UTM fuso 32) è contenuta nel file shape;
- tutte le informazioni riguardo alla quota, portata minima e massima sono invece memorizzate nel file Microsoft Excel®.

Poiché non sempre il numero di sorgenti nei due file coincide, i record che non sono presenti in entrambe le tipologie di file risultano di fatto inutilizzabili, o per mancata georeferenziazione o per mancanza di dati relativi alla quota e alle portate. Nelle tabelle seguenti, per i diversi ATO, si riporta il conteggio delle opere di captazione nei files sopra descritti. In Allegato I si riporta l'elenco completo delle sorgenti per le quali manca la georeferenziazione (assenza nel file *.shp) o i dati in formato Microsoft Excel®.

Tabella 1.7. Presenza delle sorgenti nei files.

<i>ATO</i>	<i>Sorgenti presenti in sorgenti #.shp</i>	<i>Sorgenti presenti in sorgenti #.xls</i>	<i>Sorgenti presenti in entrambi i files</i>
ATO1 – Novara e Verbania	439	439	439
ATO2 – Biella	709	712	709
ATO3 – Torino	865	852	850
ATO4 – Cuneo	878	891	878
ATO5 – Asti	1	1	1
ATO6 – Alessandria	228	231	228

All'interno del DataBase le informazioni sulle portate sono memorizzate nei file excel alle voci ACDIPOMI (portata minima) e ACDIPOMA (portata massima). Non sono quindi presenti indicazioni sulla variabilità stagionale della grandezza. Per una valutazione preliminare del potenziale potrà allora essere, cautelativamente, utilizzato un valore di portata ottenuto tramite media aritmetica tra ACDIPOMI e ACDIPOMA.

Dall'analisi dei dati di portata emerge che un numero significativo di sorgenti presenti in entrambi i files presenta valori non utilizzabili per la valutazione del potenziale; in particolare esistono tre tipologie di sorgenti non utilizzabili:

- q senza valore (NULL);
- q con valore 99 (convenzionalmente adottato per indicare valore non disponibile);

- q con valore 0.

In Allegato I si riporta la lista delle sorgenti per le quali i dati di portata minima, massima e media risultano rispettivamente senza valore (NULL), pari a 99 e pari a 0. Nel caso in cui il valore medio tra portata massima e minima sia pari a 0, la sorgente risulta di fatto non sfruttabile per la valutazione del potenziale idroelettrico.

Nelle Tabella 1.8, Tabella 1.9, Tabella 1.10, si riporta le consistenza dei dati relativi alle portate minima, massima e media (valore medio tra i valori massimi e minimi), per tutte le sorgenti dei sei ATO.

Tabella 1.8. Consistenza dati relativi alla portata minima (ACDIPOMI)

<i>ATO</i>	<i>Num. sorgenti totali</i>	<i>Num. sorgenti con q_{min} disponibile</i>	<i>Num. sorgenti con q_{min} mancante (NULL)</i>	<i>q_{min} pari a 99</i>	<i>q_{min} pari a 0</i>
ATO1	439	400	27	0	12
ATO2	709	531	48	78	52
ATO3	850	585	256	4	5
ATO4	878	713	89	9	67
ATO5	1	0	1	0	0
ATO6	228	191	28	1	8

Tabella 1.9. Consistenza dati relativi alla portata massima (ACDIPOMA)

<i>ATO</i>	<i>Num. di sorgenti totali</i>	<i>Num. sorgenti con q_{max} disponibile</i>	<i>Num. sorgenti con q_{max} mancante (NULL)</i>	<i>q_{max} pari a 99</i>	<i>q_{max} pari a 0</i>
ATO1	439	410	25	0	4
ATO2	709	523	50	89	47
ATO3	850	596	246	6	2
ATO4	878	733	82	9	54
ATO5	1	0	1	0	0
ATO6	228	193	28	1	6

Tabella 1.10. Consistenza dei dati relativi alla portata media (ACDIPOMA+ACDIPOMI)/2

<i>ATO</i>	<i>Numero di sorgenti totali</i>	<i>Num. sorgenti con q_{media} disponibile</i>	<i>Num. sorgenti con q_{media} mancante (NULL)</i>	<i>q_{media} pari a 99</i>	<i>q_{media} pari a 0</i>
ATO1	439	408	27	0	4
ATO2	709	544	55	78	32
ATO3	850	550	294	1	2
ATO4	878	723	92	9	54
ATO5	1	0	1	0	0
ATO6	228	193	28	1	6

Si segnala la presenza di un numero contenuto di casi in cui i valori di portata sono disponibili, ma presentano un'anomalia in quanto il valore di portata minima ACDIPOMI risulta maggiore del valore di portata massima ACDIPOMA. Si ritiene probabile che tale incongruenza sia imputabile ad un errore di trascrizione in cui i due dati sono stati invertiti.

In Tabella 1.11 si riporta il numero di casi per cui si presenta tale anomalia mentre in Allegato I si riporta l'elenco delle sorgenti.

Tabella 1.11. Numero di sorgenti con ACDIPOMI maggiore di ACDIPOMA

<i>ATO</i>	<i>Num. di sorgenti totali</i>	<i>Num. sorgenti con q_{media} disponibile</i>	<i>Num. sorgenti con ACDIPOMI maggiore di ACDIPOMA</i>
ATO1	439	410	2
ATO2	709	523	18
ATO3	850	596	2
ATO4	878	733	5
ATO5	1	0	0
ATO6	228	193	2

In Figura 1.1 sono rappresentati gli istogrammi di consistenza per i dati di portata media. In tutti gli ATO esiste una percentuale di sorgenti con dati non utilizzabili; in particolare, per ATO 3 e ATO 2, questa assume valori superiori al 20% dei dati presenti (35% e 23% rispettivamente). Per i restanti ATO, ad eccezione dell'ATO 5, dove si ha una sola sorgente censita con dati non disponibili, la percentuale varia tra il 7% e il 18%.

In Figura 1.2 si riporta l'analisi di consistenza dati per le sorgenti con portata non disponibile, con classificazione in base alla tipologia di non disponibilità del dato.

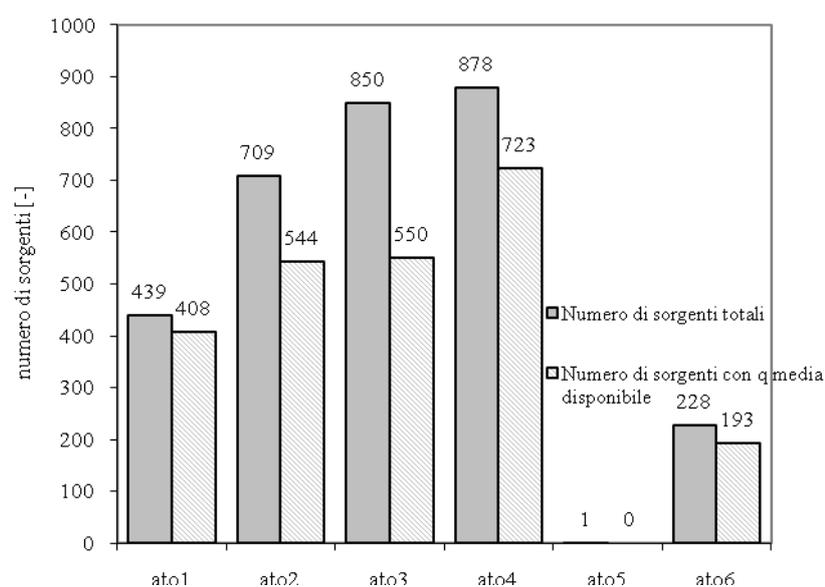


Figura 1.1. Istogrammi di consistenza dati relativi alla portata media delle sorgenti

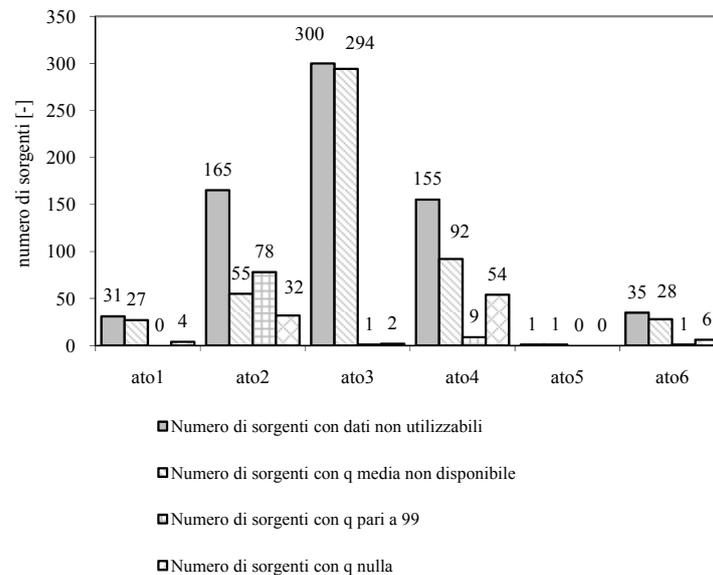


Figura 1.2. Istogrammi di consistenza dei dati di portata media non disponibili relativi alle sorgenti.

1.2.1 VALIDAZIONE DEI DATI RELATIVI ALLE PORTATE DELLE SORGENTI

L'analisi condotta sui dati di portata ha evidenziato alcune criticità legate alla loro attendibilità e disponibilità per un significativo numero di opere di captazione. Al fine di verificare l'incertezza delle informazioni disponibili, sono stati applicati dei metodi specifici rivolti alla validazione dei dati del DataBase.

La mancanza di dati di portata per un significativo numero di sorgenti, con conseguente esclusione dalla valutazione di potenzialità idroelettrica degli impianti da esse alimentati, spinge ad adottare degli approcci di valutazione indiretta delle portate.

Nei paragrafi seguenti vengono illustrati i tre approcci utilizzati, descrivendo il metodo con cui è effettuata la stima ed operando, ove possibile, un confronto con i dati del DataBase. I metodi descritti sono:

- Valutazione delle portate in base ai valori di volumi derivati dalle sorgenti;
- Valutazione delle portate in base ai valori di volumi immessi in rete;
- Valutazione delle portate in base ai dati di dotazione idrica e popolazione residente.

1.2.2 VALUTAZIONE DELLE PORTATE IN BASE AI VALORI DI VOLUMI DERIVATI DALLE SORGENTI

Il valore di portata può essere valutato a partire dal volume derivato, il cui valore, ove disponibile, è presente alla voce ACDIVODE nel file sorgен_#.xls, ed esprime i m³ di acqua derivati annualmente dalla sorgente. In tabella 3.12 si riporta l'analisi di consistenza di tale attributo, segnalando anche il numero di casi in cui l'approccio si rivela utile per la stima delle portate non disponibili da DataBase.

La portata stimata $q_{ACDIVODE}$ risulta essere pari a $ACDIVODE \cdot 1000 / (60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 365)$ ed è espressa in l/s. Il valore ottenuto rappresenta la portata media che, integrata nell'anno, fornisce il volume derivato. Si segnala che tale valore non necessariamente coincide con la media tra portata minima (ACDIPOMI) e massima (ACDIPOMA) e che, per sua stessa definizione, non può risultare superiore ad ACDIPOMA.

Nella Figura 1.3, per i vari ATO, viene presentato il confronto grafico tra la portata media del DataBase (media aritmetica tra portata massima e minima) e la portata ricavata da ACDIVODE ove questi valori sono disponibili. Dai grafici riportati è possibile fare le seguenti considerazioni:

- Si nota una consistente dispersione dei dati;
- I dati di portata valutata risultano mediamente inferiori ai dati di portata media da DB (maggioranza di punti al di sotto della linea a pendenza 1:1);
- In alcuni casi il valore stimato coincide con quello presente nel DB. Ciò fa presupporre che il valore di portata o il valore di volume derivato siano stati ricavati l'uno dall'altro in modo indiretto.

In Tabella 1.13 si segnalano alcuni casi anomali in cui la portata stimata da ACDIVODE risulta maggiore della portata massima ACDIPOMA.

Tabella 1.12. Consistenza dati relativi alle sorgenti per la portata massima (ACDIVODE)

<i>ATO</i>	<i>Sorgenti totali</i>	<i>Sorgenti con q_{media} disponibile</i>	<i>Sorgenti con ACDIVODE disponibile</i>	<i>Sorgenti con ACDIVODE mancante (NULL)</i>	<i>Sorgenti con ACDIVODE pari a 99</i>	<i>Sorgenti con ACDIVODE pari a 0</i>	<i>Sorgenti con $q_{ACDIVODE}$ disponibile e q_{DB} non disponibile</i>
ATO1	439	408	407	26	0	6	1
ATO2	709	544	514	176	1	18	56
ATO3	850	550	322	516	0	12	24
ATO4	878	723	464	354	4	56	21
ATO5	1	0	0	1	0	0	0
ATO6	228	193	182	40	1	5	6

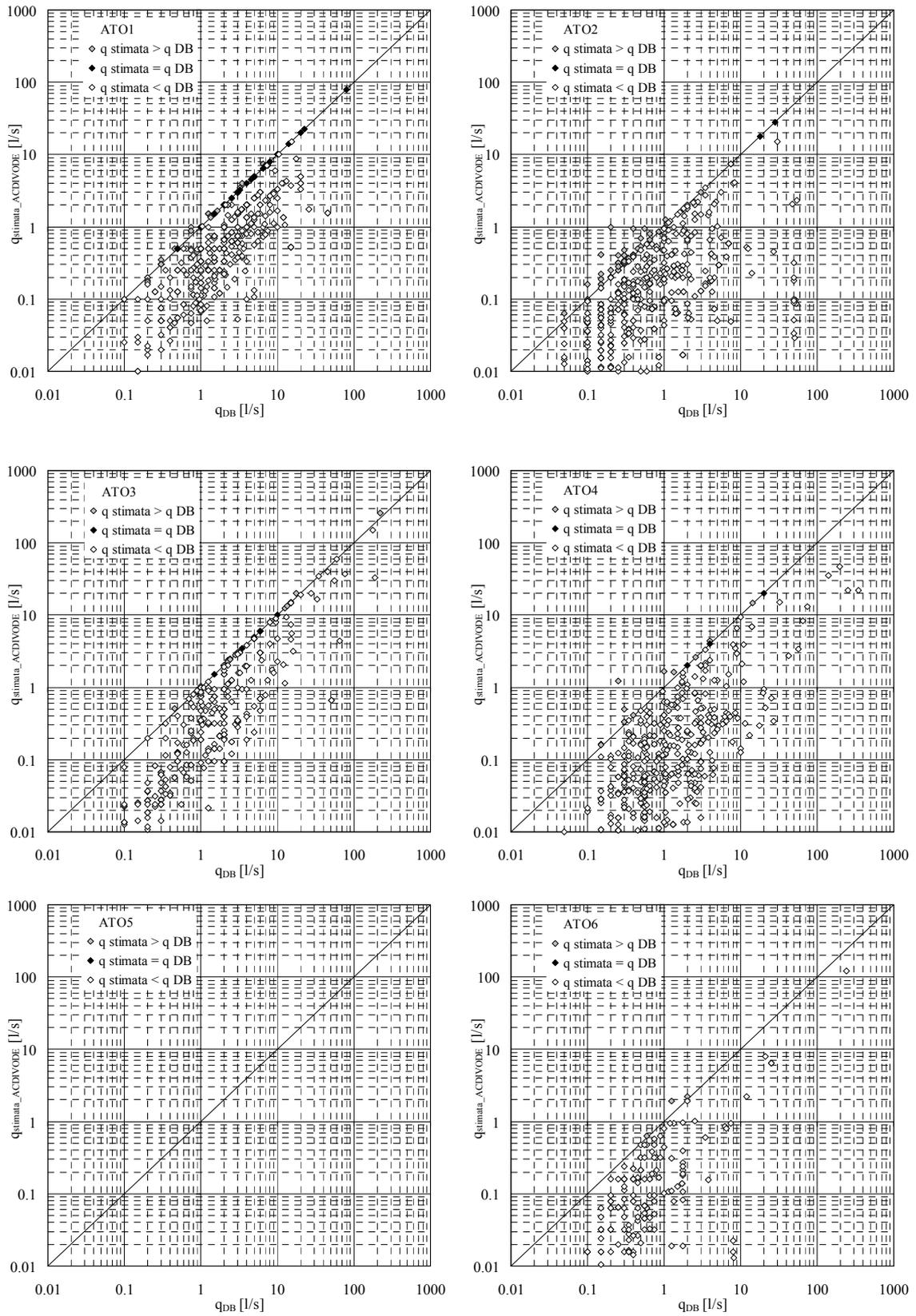


Figura 1.3: Confronto q_{DB} - $q_{STIMATA_ACDIVODE}$ per i vari ATO (NOTA: q_{DB} è la media aritmetica tra q_{MAXDB} e q_{MINDB}).

Tabella 1.13. Casi in cui $q_{ACDIVODE}$ risulta maggiore della q_{DBmax}

<i>Codice sorgente</i>	<i>Comune</i>	<i>qACDIVODE</i>	<i>qDBmedia</i>	<i>qDBmin</i>	<i>qDBmax</i>
200703001	Andorno Micca	0.16	0.10	0.10	0.10
210401001	Portula	0.95	0.55	0.50	0.60
213312002	Sabbia	1.00	0.20	0.10	0.30
406202001	Frassino	1.66	1.00	0.60	1.40
406204002	Frassino	1.24	0.25	0.10	0.40
603502001	Cantalupo Ligure	1.90	1.25	0.70	1.80

1.2.3 VALUTAZIONE DELLE PORTATE IN BASE AI VALORI DI VOLUME IMMESSO IN RETE

Il secondo metodo utilizzato stima il valore di portata media a partire dal volume immesso in rete (voce VOLUACQUA nel file impacq_#.xls). Tale valore differisce dal volume ACDIVODE derivato dalle sorgenti, in quanto comprende anche gli apporti idrici provenienti da prese superficiali e da pozzi.

In Tabella 1.14 si riporta l'analisi di consistenza per i dati degli impianti di acquedotto relativamente a tale voce indicando, per ogni ATO, il numero di impianti con dati non disponibili per tipologia di non disponibilità (NULL, serie 99... e valore pari a 0).

La portata valutata con l'approccio qui descritto, $q_{VOLUACQUA}$, è data dalla seguente:

$$q_{VOLUACQUA} = VOLUACQUA \cdot 1000 / (60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 365 \cdot \text{num_sorgenti_imp}) \quad [l/s] \quad (3.2)$$

dove:

- VOLUACQUA è il volume immesso in rete (impianto di acquedotto) espresso in m^3/anno ;
- num_sorgenti_imp è il numero di sorgenti che alimentano l'impianto di acquedotto.

In Tabella 1.14 si riporta il numero di sorgenti per le quali è possibile utilizzare il secondo metodo di stima delle portate medie.

Nella Figura 1.4 viene presentato, per i diversi ATO, il confronto grafico tra la portata media del DataBase e la portata stimata da VOLUACQUA ove questi valori siano disponibili.

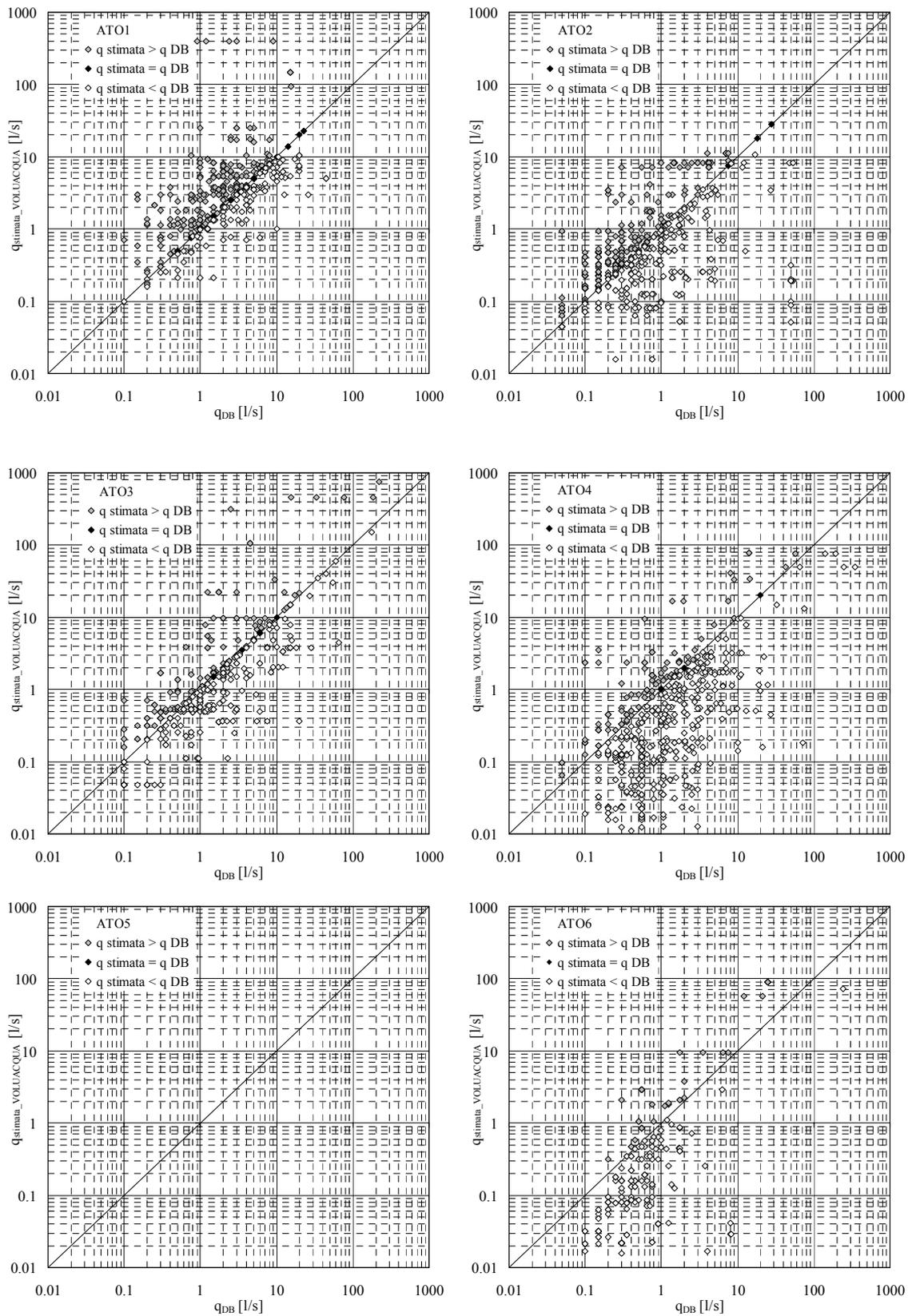


Figura 1.4. Confronto q_{DB} - $q_{STIMATA_VOLLUACQUA}$ per i vari ATO (NOTA: q_{DB} è la media aritmetica tra q_{MAXDB} e q_{MINDB}).

Analizzando questi grafici è possibile fare le seguenti considerazioni:

- La dispersione dei dati è analoga al caso precedente;
- Per l'ATO 3, l'ATO 4 e l'ATO 6 i valori stimati risultano mediamente inferiori a quelli medi del DB, mentre per l'ATO1 e l'ATO2 non sembra emergere una tendenza predominante di disposizione dei punti rispetto alla retta a pendenza 1:1;
- Anche con questo approccio si segnala che in alcuni casi il valore stimato coincide con quello medio del DB, facendo presupporre che uno dei due dati sia stato ricavato in modo indiretto.

Tabella 1.14. Consistenza dati relativi alle sorgenti per la portata massima (VOLUACQUA)

<i>ATO</i>	<i>Impianti totali</i>	<i>Impianti con VOLUACQUA disponibile</i>	<i>Impianti con VOLUACQUA non disponibile</i>	<i>Impianti con VOLUACQUA mancante (NULL)</i>	<i>Impianti con VOLUACQUA pari a 99...</i>	<i>Impianti con VOLUACQUA pari a 0</i>
ATO1	327	321	6	0	2	4
ATO2	420	362	58	3	51	4
ATO3	572	467	105	5	92	8
ATO4	520	467	53	1	5	47
ATO5	41	40	1	1	0	0
ATO6	244	222	22	0	18	4

Tabella 1.15. Consistenza dati relativi alle sorgenti per la portata $q_{VOLUACQUA}$

<i>ATO</i>	<i>Sorgenti totali</i>	<i>Sorgenti con $q_{VOLUACQUA}$ disponibile</i>	<i>Sorgenti con $q_{VOLUACQUA}$ disponibile e q_{DB} non disponibile</i>
ATO1	439	437	29
ATO2	709	609	102
ATO3	850	620	190
ATO4	878	871	153
ATO5	1	1	1
ATO6	228	206	22

1.2.4 VALUTAZIONE DELLE PORTATE IN BASE AI DATI DI DOTAZIONE IDRICA E DI POPOLAZIONE RESIDENTE

L'ultimo metodo seguito si basa sulla valutazione delle portate a partire dai valori di dotazione idrica media per ATO e dai valori di popolazione residente nel comune servito dall'impianto acquedottistico.

I valori di dotazione idrica media sono stati assunti in accordo alla Tabella 1.16 (fonte ISTAT – SIA: sistema di indagini sulle acque, 1999).

Per i valori di popolazione residente si è fatto riferimento al campo popolazione del file comuni.shp (dati risalenti al 2003) consegnato dalla Regione Piemonte in data 15/05/2006.

Tabella 1.16. Dotazione idrica media per i vari ATO (ISTAT – SIA, 1999)

ATO	Dotazione (litri/ab.*giorno)
ATO 1 – Verbanco, Cusio, Ossola, Pianura Novarese	231.4
ATO 2 – Biellese, Vercellese, Casalese	195.6
ATO 3 – Torinese	247.5
ATO 4 – Cuneese	207.6
ATO 5 – Astigiano, Monferrato	195.0
ATO 6 – Alessandrino	191.8
Totale	227.7

La portata delle sorgenti viene stimata con la seguente procedura:

- Calcolo del volume annuo Vol_{COM} per ogni Comune: $Dotazione \cdot Num \text{ abitanti}$;
- Attribuzione ad ogni impianto di acquedotto del volume annuo Vol_{IMP} valutato equidistribuendo il volume annuo Vol_{COM} tra il numero (n_{IMP}) di impianti di acquedotti che forniscono acqua ad uno stesso Comune: $Vol_{IMP} = Vol_{COM} / n_{IMP}$;
- Stima della portata a partire da Vol_{IMP} per tutte le sorgenti che alimentano l'impianto: $q_{STIMATA} = Vol_{IMP} \cdot 1000 / (60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 365 \cdot num_sorgenti_imp)$.

In Figura 1.5 si riporta il confronto tra portate da DataBase e portate stimate per ogni ATO. Analizzando i grafici di tale figura è possibile fare le seguenti considerazioni:

- La dispersione dei dati è maggiore che nei due casi precedenti;
- Le portate valutate risultano mediamente minori alle portate medie del DB, anche se sono presenti dei casi in cui la portata stimata risulta significativamente maggiore;
- Tra i fattori che condizionano la valutazione, e quindi limiti dell'approccio, si evidenzia l'adozione di un valore di dotazione idrica medio per ogni ATO e il fatto che non si tiene conto delle dotazioni idriche destinate alle attività industriali, e quello di dover trascurare i prelievi idrici che avvengono lungo le condotte di adduzione;
- Il metodo presenta il vantaggio di poter stimare la portata per tutte le sorgenti censite nel DB.

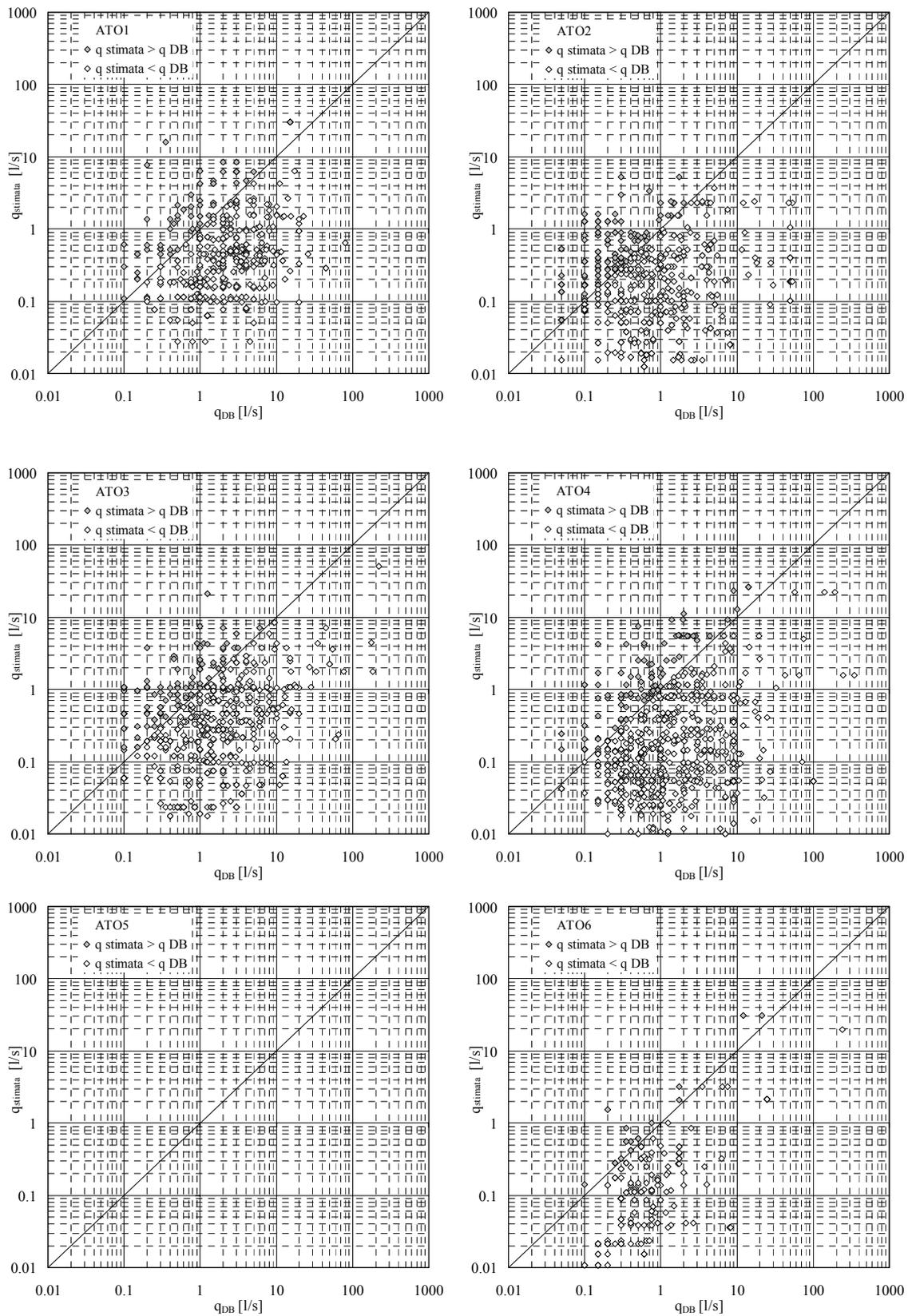


Figura 1.5. Confronto q_{DB} - $q_{STIMATA}$ per i vari ATO (NOTA: q_{DB} è la media aritmetica tra q_{MAXDB} e q_{MINDB}).

1.2.5 DATI RELATIVI ALLA QUOTA DELLE SORGENTI

Ai fini della valutazione del potenziale, i valori di quota delle sorgenti assumono un ruolo importante nella definizione del salto disponibile.

In Tabella 1.17 si riporta la consistenza dei dati relativamente alle quote delle sorgenti; le tipologie di non disponibilità sono le seguenti:

- Quota mancante (valore NULL);
- Quota pari a 0;
- Quota non nulla ma minore di 10 m s.l.m.m (valore anomalo);
- Quota con valore pari a 999 (valore convenzionalmente adottato per indicare la non disponibilità del dato).

Tabella 1.17. Consistenza dei dati di quota relativi alle sorgenti.

<i>ATO</i>	<i>Numero di sorgenti</i>	<i>Numero di sorgenti con dati relativi alla quota</i>	<i>Numero di sorgenti con dati di quota mancanti (NULL)</i>	<i>Numero di sorgenti con dati di quota pari a 0</i>	<i>Numero di sorgenti con dati di quota pari anomali (<10 m s.l.m.m)</i>	<i>Numero di sorgenti con dati di quota pari a 99</i>
ATO1	439	438	1	0	0	0
ATO2	709	697	6	6	0	0
ATO3	850	833	5	0	0	12
ATO4	878	873	4	1	0	0
ATO5	1	0	0	0	0	1
ATO6	228	226	1	1	0	0

In Allegato I si riporta l'elenco delle opere di captazione per le quali i valori di quota non sono disponibili.

Rispetto ai dati di portata, si nota che le percentuali dei dati non disponibili sono in numero esiguo; tuttavia, al fine di operare un controllo sui record disponibili e per colmare le poche lacune riscontrate, sono stati ricavati i valori di quota di ciascuna sorgente censita nel database utilizzando due differenti DTM della Regione Piemonte:

- Il DTM a 250 m disponibile nel sistema ED50 UTM fuso 32;
- Il DTM a 50 m disponibile nel sistema Roma40 Gauss-Boaga fuso Ovest, riproiettato nel sistema ED50 UTM fuso 32 con la tecnica nearest-neighbor.

In Tabella 1.18 si riportano le schede dei metadati relative ai due DTM utilizzati.

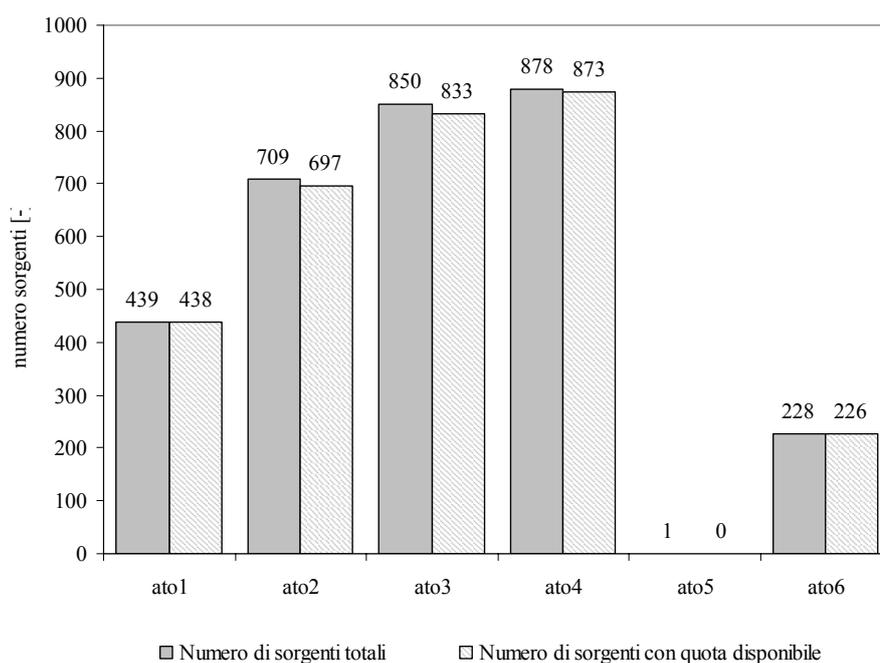


Figura 1.6. Istogrammi di consistenza dati relativi alla quota delle sorgenti.

Tabella 1.18. Scheda metadati per i DTM utilizzati

<i>DTM</i>	<i>Datum</i>	<i>Ellissoide</i>	<i>Localizzazione</i>	<i>Riferimento altezze</i>
DTM 250	ED50	INTERNATIONAL909	UTM – fuso 32	metri
DTM 50	Roma40	INTERNATIONAL909	Gauss-Boaga – fuso Ovest	metri

Nella Figura 1.7 e Figura 1.8, per ogni ATO, si riportano i grafici con il confronto tra le quote da DB e quote ricavate rispettivamente da DTM250 e DTM50. In tali grafici tra le quote del database e le quote ricavate dai due DTM, vengono determinati anche le rette di regressione lineare e il coefficiente di determinazione R^2 .

Nella Tabella 1.19 si riportano il coefficiente angolare a , l'intercetta b della retta di regressione e il valore del coefficiente di determinazione R^2 .

Analizzando i confronti è possibile fare le seguenti considerazioni:

- Le rette di regressione presentano coefficienti angolari prossimi all'unità;
- Le intercette delle rette di regressione sono, ad eccezione di quella relativa all'ATO 4 – DTM 50, positive con valori variabili tra 16 e 56m;
- I coefficienti di determinazione R^2 assumono, in tutti i casi, valori superiori a 0.9; in particolare gli R^2 per il DTM 50 risultano sempre superiori agli R^2 del DTM250;

- In Tabella 1.20 vengono riportati i valori della media e della deviazione standard delle funzioni $|z_{DB}-z_{DTM}|$ e $(z_{DB}-z_{DTM})$ per i due DTM, da cui si nota che:
 - La media della funzione $|z_{DB}-z_{DTM}|$, che esprime la differenza media tra quota DB e quota DTM in valore assoluto, assume valori variabili da 49m a 73m per il DTM250 e valori da 39m a 54m per il DTM50;
 - La media della funzione $(z_{DB}-z_{DTM})$, che esprime la differenza media tra quota DB e quota DTM, assume valori variabili da 7m a 26m per il DTM250 e valori da 5m a 24m per il DTM50;
 - La deviazione standard assume valori variabili da 67m a 96m per il DTM250 e valori da 56m a 73m per il DTM50.
- In base alle considerazioni dei punti precedenti è possibile affermare che le quote valutate dal DTM 50 appaiono più allineate con le quote del DB rispetto alle valutazioni di quota dal DTM 250 e che le quote da DTM risultano mediamente superiori a quelle del DB;
- Pur considerando le incertezze che accompagnano l'uso di un DTM per la stima della quota di un punto, si nutrono dubbi circa alcune quote del DB legati a scostamenti dalle quote da DTM dell'ordine delle decine di metri.

Tabella 1.19. Parametri delle rette di regressione relative ai confronti tra quote DB e quote dai due DTM per le sorgenti

<i>ATO</i>	<i>DTM</i>	<i>a</i> *	<i>b</i> *	<i>R</i> ²
ATO1	DTM250	0.9893	+26.962	0.9430
	DTM50	0.9945	+29.169	0.9669
ATO2	DTM250	0.9906	+16.549	0.9174
	DTM50	0.9971	+22.881	0.9503
ATO3	DTM250	0.9866	+26.330	0.9560
	DTM50	0.9811	+29.668	0.9742
ATO4	DTM250	0.9923	+33.966	0.9498
	DTM50	1.0073	-1.0731	0.9747
ATO5	DTM250	-	-	-
	DTM50	-	-	-
ATO6	DTM250	0.93760	+56.173	0.9476
	DTM50	0.96471	+29.147	0.9620

* La retta di regressione lineare ha la seguente espressione: $z_{DTM} = a \cdot z_{DB} + b$

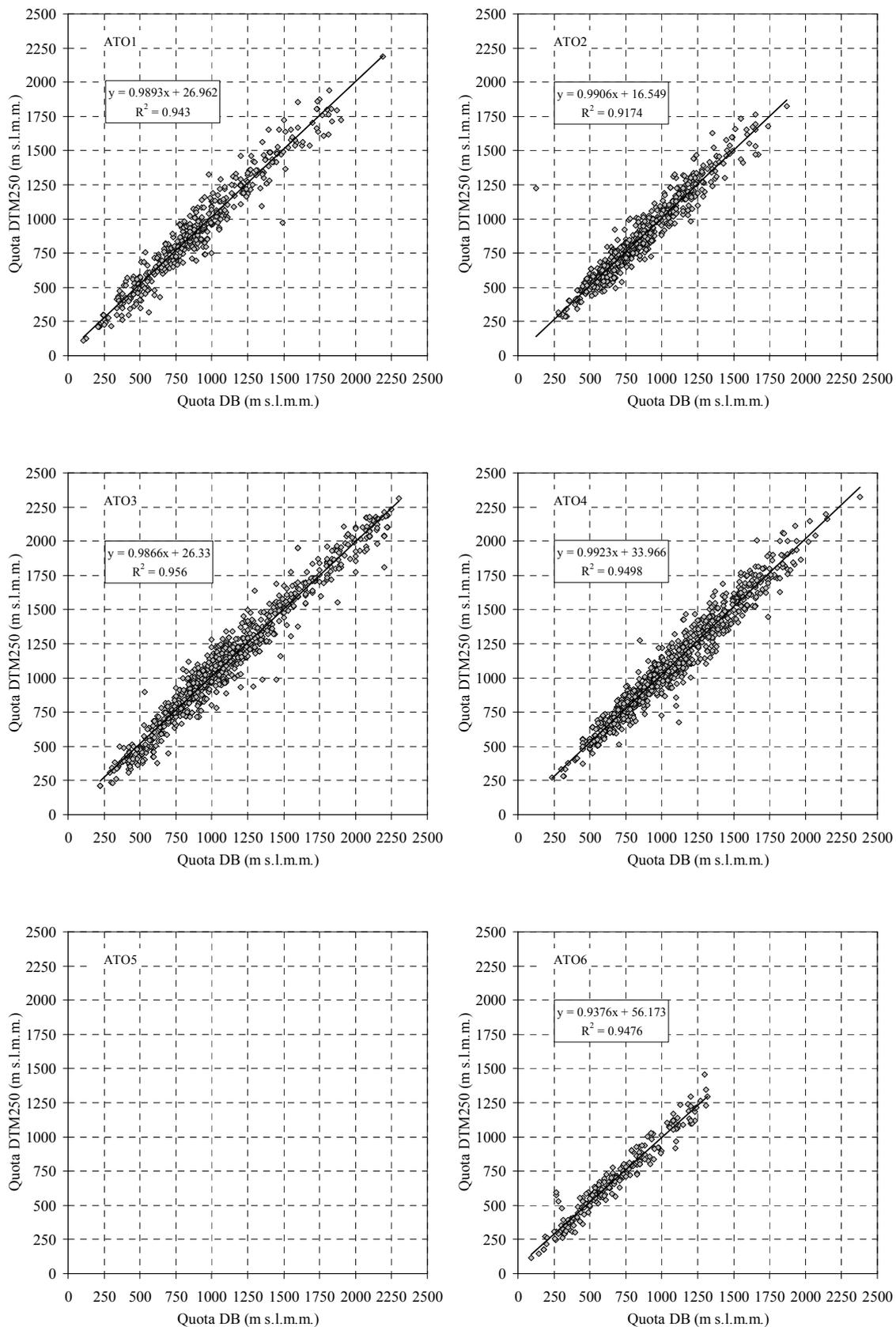


Figura 1.7. Confronto tra quote DB e quote DTM250 delle sorgenti per i vari ambiti territoriali ottimali

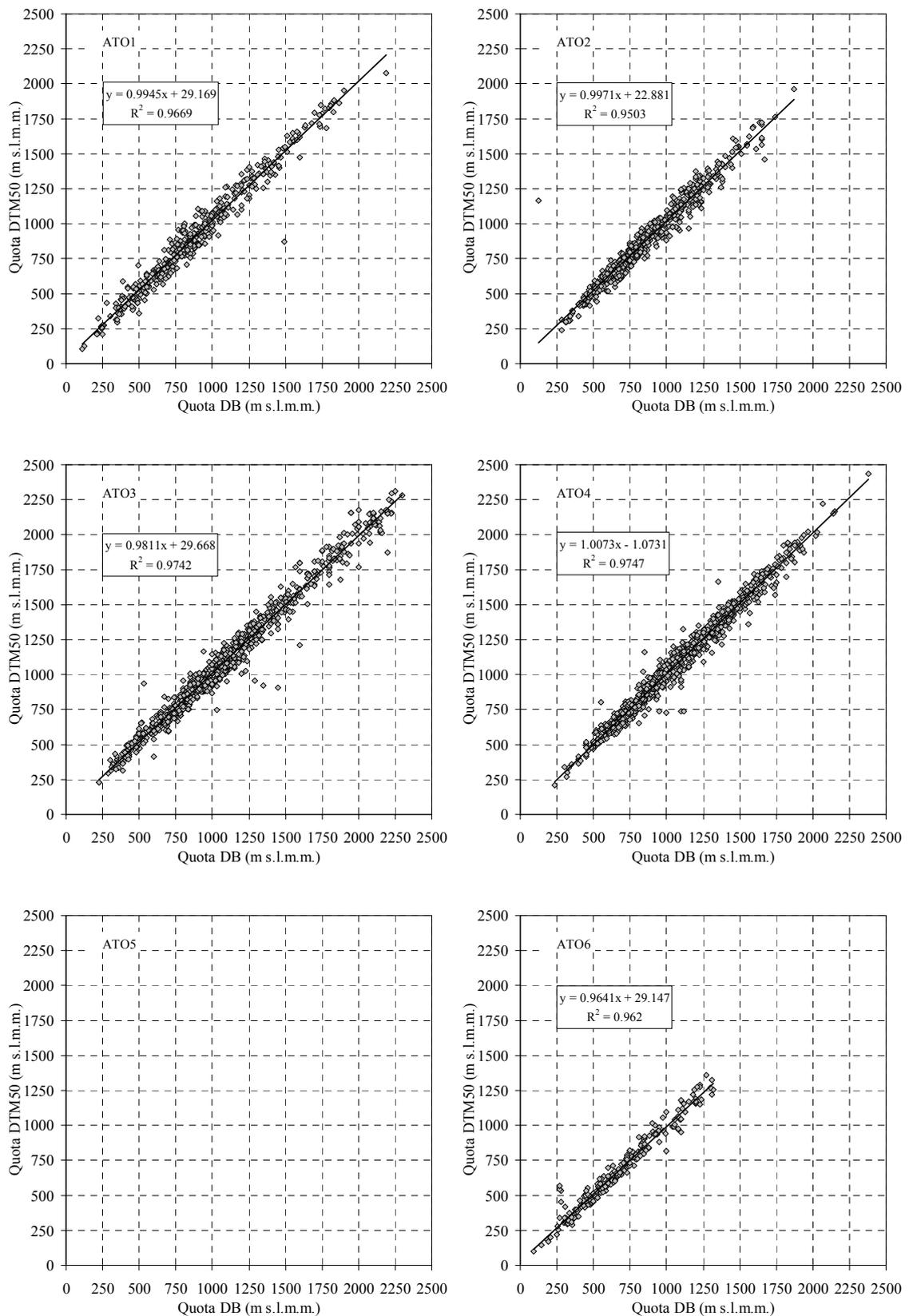


Figura 1.8. Confronto tra quote DB e quote DTM50 delle sorgenti per i vari ambiti territoriali ottimali.

Tabella 1.20. Media e deviazione standard per $|z_{DB}-z_{DTM}|$ e $(z_{DB}-z_{DTM})$ per le sorgenti.

ATO	DTM	Media $ z_{DB}-z_{DTM} $	Media $(z_{DB}-z_{DTM})$	Deviazione standard
ATO1	DTM250	69	18	93
	DTM50	54	24	73
ATO2	DTM250	56	7	84
	DTM50	45	20	67
ATO3	DTM250	73	12	96
	DTM50	54	9	73
ATO4	DTM250	66	26	88
	DTM50	45	7	60
ATO5	DTM250	-	-	-
	DTM50	-	-	-
ATO6	DTM250	49	14	67
	DTM50	39	5	56

1.3 CONSISTENZA DEI DATI: I SERBATOI DI LINEA

I serbatoi della rete di adduzione rivestono un ruolo importante in fase di valutazione preliminare del potenziale in quanto possibili punti di ubicazione dell'impianto di produzione di energia elettrica; infatti le turbine in impianti di acquedotto vengono generalmente installate immediatamente a monte di vasche di accumulo che possono essere quindi rappresentate dai serbatoi già esistenti

Nelle Tabella 1.21, per i vari ATO, si riporta la consistenza dei dati relativamente al numero di serbatoi presenti nei due files.

In Allegato I si riporta in dettaglio l'elenco completo dei serbatoi per i quali mancano la georeferenziazione (assenza nel file shape) o i dati in formato Microsoft Excel®.

Tabella 1.21. Numero di serbatoi di impianto presenti nei file *.shp e *.xls

<i>ATO</i>	<i>Serbatoi presenti in serimp_#.shp</i>	<i>Serbatoi presenti in serimp_#.xls</i>	<i>Serbatoi presenti in entrambi i files</i>
ATO1 – Novara e Verbania	519	522	519
ATO2 – Biella	715	720	715
ATO3 – Torino	772	785	772
ATO4 – Cuneo	827	849	827
ATO5 – Asti	160	161	160
ATO6 – Alessandria	523	533	523

1.3.1 DATI RELATIVI ALLA QUOTA DEI SERBATOI

La conoscenza dei dati di quota dei serbatoi risulta importante in quanto tali informazioni possono entrare in gioco nella definizione del salto dell'impianto nel caso in cui la turbina venga installata a subito a monte del serbatoio.

Di seguito si riporta la consistenza dei dati relativamente alle quote dei serbatoi; le tipologie di non disponibilità sono le seguenti:

- Quota mancante (valore NULL);
- Quota pari a 0;
- Quota non nulla ma minore di 10 m s.l.m.m (valore anomalo);
- Quota con valore pari a 999 (valore convenzionalmente adottato per indicare la non disponibilità del dato).

Tabella 1.22. Consistenza dei dati di quota relativi alle serbatoi.

<i>ATO</i>	<i>Numero di serbatoi</i>	<i>Numero di serbatoi con dati relativi alla quota</i>	<i>Numero di serbatoi con dati di quota mancanti (NULL)</i>	<i>Numero di serbatoi con dati di quota pari a 0</i>	<i>Numero di serbatoi con dati di quota pari anomali (<10 m s.l.m.m)</i>	<i>Numero di serbatoi con dati di quota pari a 999</i>
ATO1	519	519	0	0	0	0
ATO2	715	694	3	2	4	12
ATO3	772	761	9	0	0	2
ATO4	827	813	2	12	0	0
ATO5	160	157	3	0	0	0
ATO6	523	521	1	0	0	1

In Allegato I si riporta l'elenco dei serbatoi con quota non disponibile (valore NULL, valore 0, valore <10 o valore pari a 999).

Come per i dati di quota delle sorgenti anche per i serbatoi si nota che le percentuali dei dati di quota non disponibili non sono significative; anche in questo caso, al fine di operare un controllo sui record disponibili e per colmare le poche lacune riscontrate, i valori di quota di ciascun serbatoio censito nel database sono stati ricavati utilizzando i due DTM di cui alla Tabella 1.22.

In Figura 1.10 e in Figura 1.11, per ogni ATO, si riportano i grafici con il confronto tra le quote da DB e quote ricavate rispettivamente da DTM250 e DTM50.

Tabella 1.23 si riportano il coefficiente angolare a e l'intercetta b della retta di regressione e il valore del coefficiente R^2 .

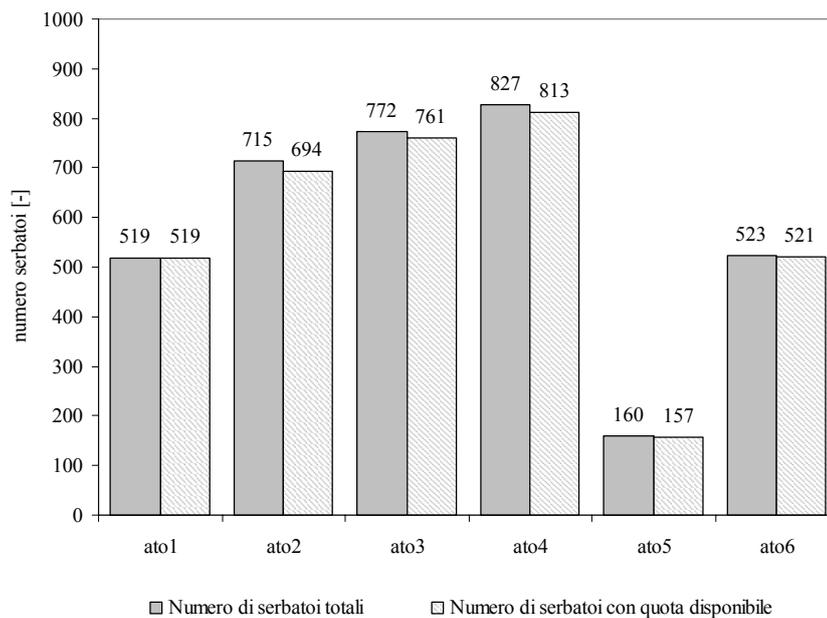


Figura 1.9. Istogrammi di consistenza dati relativi alla quota dei serbatoi di impianto.

Analizzando i confronti è possibile fare le seguenti considerazioni:

- Le rette di regressione presentano coefficienti angolari prossimi all'unità;
- Le intercette delle rette di regressioni assumono valori variabili tra -18 e 54m;
- I coefficienti di determinazione R^2 assumono valori superiori a 0.9, tranne per l'ATO 5 dove il valore di R^2 risulta pari a 0.81 (DTM250) e 0.87 (DTM50);
- Gli R^2 per il DTM 50 risultano sempre superiori agli R^2 del DTM250;
- In Tabella 1.24 vengono riportati i valori della media e della deviazione standard di $|z_{DB}-z_{DTM}|$ e $(z_{DB}-z_{DTM})$ per i due DTM; si nota che:
- La media della funzione $|z_{DB}-z_{DTM}|$, che esprime la differenza media tra quota DB e quota DTM in valore assoluto, assume valori variabili da 40m a 54m per il DTM250 e valori da 31m a 42m per il DTM50;
- La media della funzione $(z_{DB}-z_{DTM})$, che esprime la differenza media tra quota DB e quota DTM, assume valori variabili da -32m a 1m per il DTM250 e valori da -26m a 12m per il DTM50;
- La deviazione standard assume valori variabili da 50m a 84m per il DTM250 e valori da 41m a 72m per il DTM50;
- Le incertezze sulla stima sono analoghe a quelle che hanno caratterizzato la ricostruzione della quota delle sorgenti.

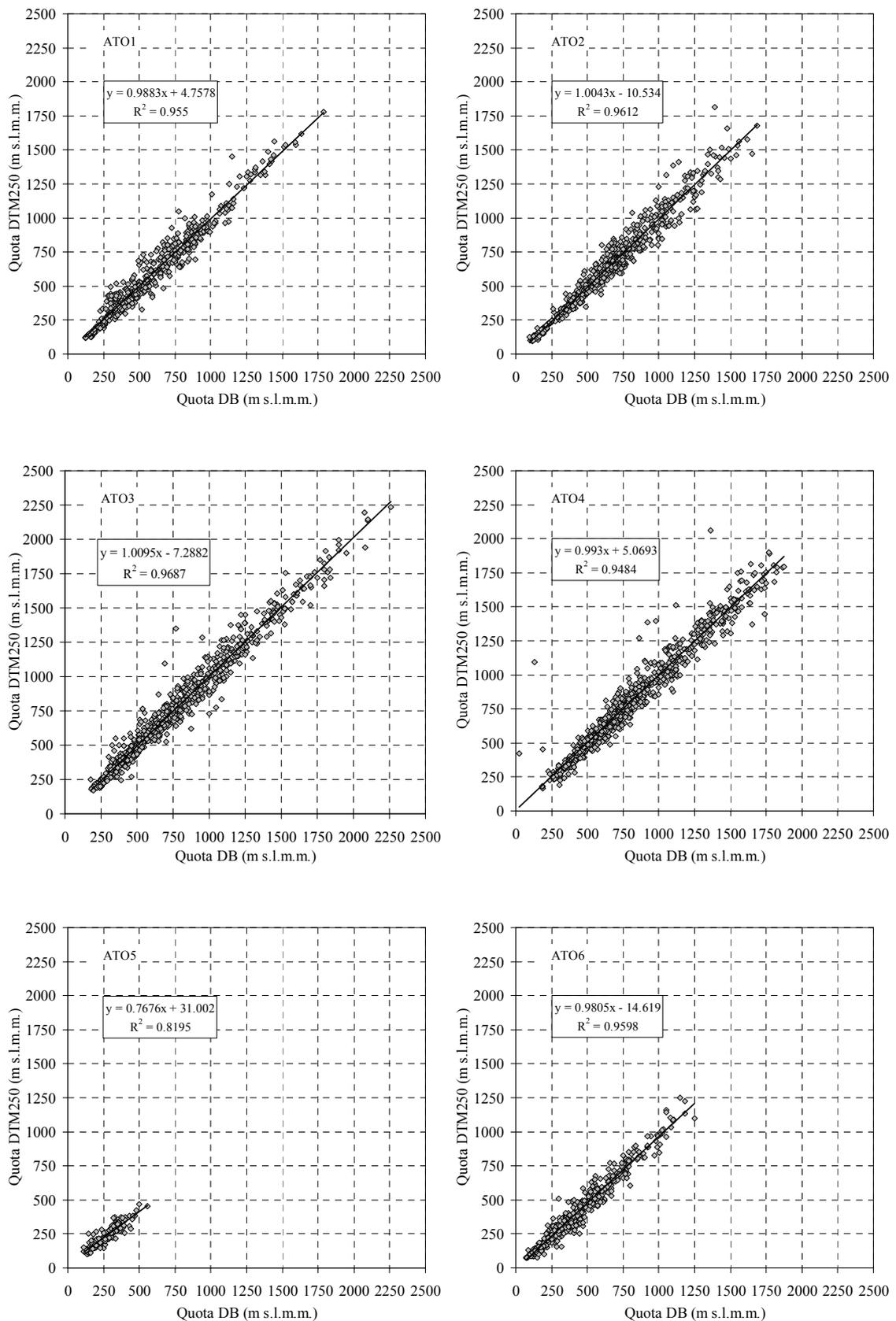


Figura 1.10. Confronto tra quote DB e quote DTM250 dei serbatoi per i vari ambiti territoriali ottimali

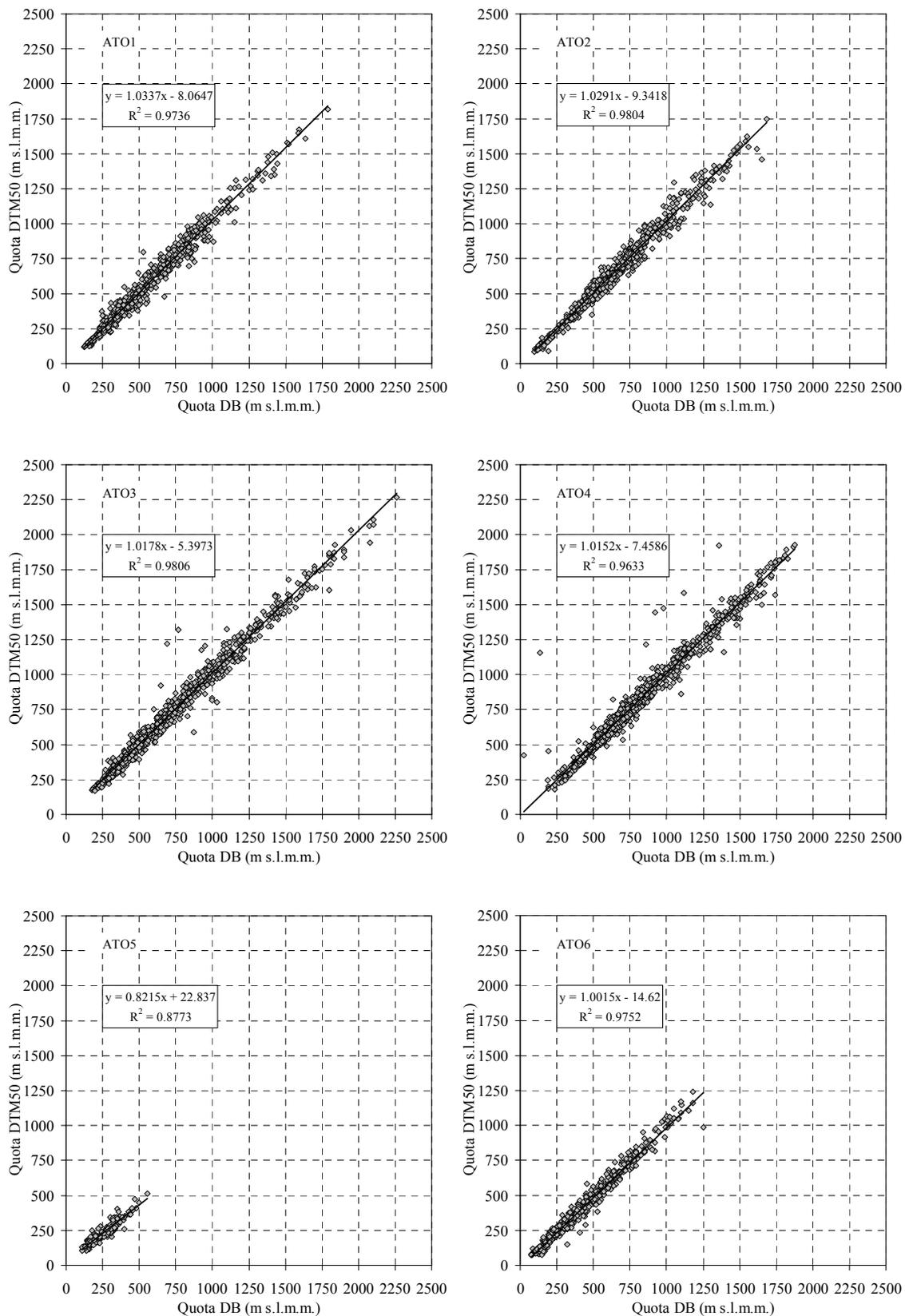


Figura 1.11. Confronto tra quote DB e quote DTM50 delle serbatoi per i vari ambiti territoriali ottimali.

Tabella 1.23. Parametri delle rette di regressione relative ai confronti tra quote DB e quote dai due DTM

ATO	DTM	a*	b*	R ²
ATO1	DTM250	0.9883	+4.8	0.9550
	DTM50	1.0337	+8.1	0.9736
ATO2	DTM250	1.0043	-10.5	0.9612
	DTM50	1.0291	-9.3	0.9804
ATO3	DTM250	1.0095	-7.3	0.9687
	DTM50	1.0178	-5.4	0.9806
ATO4	DTM250	0.9930	+5.1	0.9484
	DTM50	1.0152	-7.4	0.9633
ATO5	DTM250	0.7676	+31.0	0.8195
	DTM50	0.8215	+22.8	0.8773
ATO6	DTM250	0.9805	-14.7	0.9598
	DTM50	1.0015	-14.7	0.9752

Tabella 1.24. Media e deviazione standard per $|z_{DB}-z_{DTM}|$ e $(z_{DB}-z_{DTM})$ per i serbatoi.

ATO	DTM	Media $ z_{DB}-z_{DTM} $	Media $(z_{DB}-z_{DTM})$	Deviazione standard
ATO1	DTM250	49	-2	67
	DTM50	42	12	55
ATO2	DTM250	45	-8	65
	DTM50	35	9	48
ATO3	DTM250	53	0	75
	DTM50	41	8	60
ATO4	DTM250	54	1	84
	DTM50	42	5	72
ATO5	DTM250	40	-32	50
	DTM50	34	-26	41
ATO6	DTM250	40	-23	54
	DTM50	31	-14	41

1.4 CONSISTENZA DEI DATI: LE CONDOTTE DI ADDUZIONE

La conoscenza della topologia della rete di adduzione e delle caratteristiche geometriche e meccaniche delle tubazioni rappresenta una condizione necessaria per la valutazione della fattibilità di realizzazione di un impianto di produzione di energia idroelettrica. In particolare, in base alla configurazione della rete, alle caratteristiche delle condotte e al loro stato di usura è possibile valutare l'idoneità o meno delle stesse a sopportare le pressioni (sia pressioni statiche che sovrappressioni legate a fenomeni di colpo d'ariete) indotte dalla messa in servizio di un impianto di produzione di energia idroelettrica.

* La retta di regressione lineare ha la seguente espressione: $z_{DTM} = a \cdot z_{DB} + b$

Le informazioni di cui sopra sono disponibili nel file impacq_#.xls, dove sono riportati i dati relativi agli impianti di acquedotto, e nel file impacq_#.shp in cui sono censite tutte le condotte degli acquedotti.

In Tabella 1.25 si riporta l'analisi sulla consistenza dei dati dei file impacq_xls relativamente alle informazioni circa la data di entrata in esercizio, il diametro minimo e massimo.

Tabella 1.26 si riporta l'analisi sulla consistenza dei dati dei file impacq_shp relativamente alle informazioni circa il diametro della condotta, il materiale e la voce MAT_DIAM.

Si nota che le informazioni relative agli impianti e alle condotte di adduzione presentano numerose lacune.

Tabella 1.25. Consistenza dei dati di interesse nei file impacq_#.xls

ATO	Numero di impianti	Numero di impianti con data di entrata in esercizio non disponibile (annoenes NULL o pari a 1212)	Numero di impianti diametro minimo non disponibile	Numero di impianti diametro massimo non disponibile
ATO1	327	39	0	0
ATO2	420	62	2	1
ATO3	572	278	1	1
ATO4	520	100	0	0
ATO5	41	5	1	1
ATO6	244	7	1	0

Tabella 1.26. Consistenza dei dati di interesse nei file impacq_#.shp

ATO	Numero di condotte	Numero di condotte con DIAMETRO non disponibile	Numero di condotte con voce MATERIALE non disponibile	Numero di condotte con MAT_DIAM non disponibile
ATO1	2503	202	273	190
ATO2	5952	1025	969	921
ATO3	3014	715	618	432
ATO4	4984	674	577	509
ATO5	1077	79	71	71
ATO6	2600	130	123	122

2 VALUTAZIONE DEL POTENZIALE ENERGETICO A SCALA REGIONALE

La valutazione della fattibilità e della convenienza economica di un'installazione idroelettrica lungo una rete acquedottistica è il risultato di un'analisi condotta per fasi successive in cui il livello di dettaglio di indagine va aumentando. In una prima fase, oggetto del progetto CIPE C55, deve essere condotta una valutazione a macro-scala del potenziale intrinseco di ogni impianto di acquedotto; in una fase successiva, le mappe di potenzialità potranno essere utilizzate per individuare con facilità i siti potenzialmente idonei per i quali effettuare sopralluoghi ed avviare indagini per il monitoraggio delle portate sorgentizie, al fine di realizzare una valutazione di fattibilità tecnica ed economica per stabilire se l'installazione di una o più turbine possa garantire una produzione annua di energia elettrica economicamente conveniente.

La necessità di definire un potenziale intrinseco (P_{ni}) di una rete acquedottistica di adduzione nasce dall'esigenza di poter valutare la massima producibilità teorica di energia elettrica ricavabile in seguito all'installazione di una o più centraline idroelettriche lungo le condotte di adduzione di un impianto di acquedotto, senza conoscere a priori i dettagli progettuali dei componenti dell'impianto.

La conoscenza del potenziale intrinseco permette di individuare agevolmente tutti quegli impianti per i quali è opportuno andare ad approfondire le fasi di indagine e progettuale.

2.1 DEFINIZIONI DI POTENZIALE

Per potenziale intrinseco (P_{ni}) di un acquedotto montano si intende il massimo potenziale teorico derivante dall'installazione di una centrale di produzione di energia elettrica in corrispondenza del punto più depresso della rete di adduzione, cui corrisponde il massimo salto sfruttabile dell'impianto (salto intrinseco). Per la sua definizione risulta necessaria la conoscenza delle portate medie stagionali, delle quote delle sorgenti e della quota del punto più depresso della rete di adduzione. L'inserimento di una turbina all'interno di una rete di adduzione deve essere tale da non compromettere il cielo piezometrico richiesto per il corretto funzionamento dell'acquedotto. In tal senso un

corretto approccio per il calcolo di P_{ni} considera come punto più depresso della rete di adduzione quello corrispondente al serbatoio di linea situato alla quota minore tra tutti i serbatoi di linea che fanno capo ad uno stesso impianto (definizione A). In molti casi, soprattutto per i piccoli acquedotti montani, la presenza di serbatoi solo in corrispondenza delle sorgenti non consente la valutazione del potenziale intrinseco secondo la predetta procedura; in queste circostanze il punto di installazione può essere pertanto valutato come punto più basso tra i nodi della rete di adduzione (definizione B).

Alla luce di quanto esposto sono state adottate le seguenti due definizioni di P_{ni} :

Definizione A

Il potenziale intrinseco di un impianto di acquedotto risulta essere pari alla sommatoria dei singoli potenziali delle sorgenti che alimentano l'impianto, ottenuti utilizzando come valore q la portata derivata dalla sorgente e come salto la differenza tra la quota della sorgente e la quota del serbatoio di linea posto alla quota più bassa tra tutti i serbatoi di linea dell'impianto di acquedotto. (figura 4.1)

La formula per la valutazione di P_{ni-A} risulta pertanto:

$$P_{ni-A} = \sum_{j=1}^{n_s} \gamma \cdot q_j \cdot (h_j - h_A) \quad (2.1)$$

dove

- n_s è il numero di sorgenti che alimentano uno stesso impianto;
- γ è il peso specifico dell'acqua pari a 9,81 kN/m³;
- q_j è la portata derivata dalla sorgente j-esima di uno stesso impianto di acquedotto espressa in m³/s;
- h_j è la quota in m s.l.m.m. della sorgente j-esima di uno stesso impianto di acquedotto;
- h_A è la quota in m s.l.m.m del serbatoio di linea con la quota più bassa tra tutti i serbatoi di linea di uno stesso impianto.

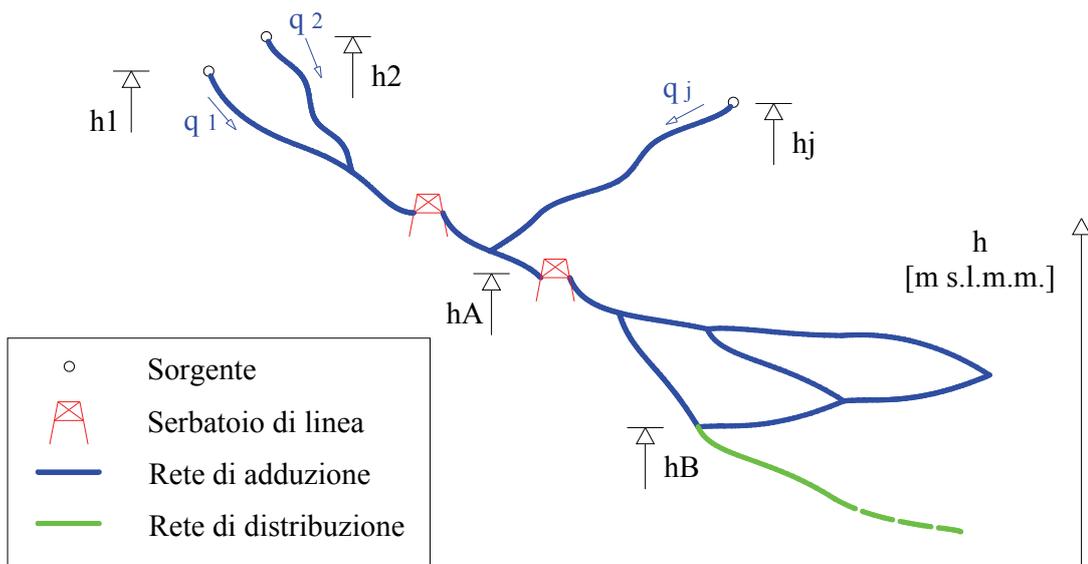


Figura 2.1. Schema considerato per la valutazione dei potenziali Pni-A e Pni-B.

Definizione B

Il potenziale intrinseco di un impianto di acquedotto risulta essere pari alla sommatoria dei singoli potenziali delle sorgenti che alimentano l'impianto, ottenuti utilizzando come valore q la portata derivata dalla sorgente e come salto la differenza tra la quota della sorgente e la quota del nodo della rete di adduzione posto alla quota più bassa tra tutti i nodi della rete di adduzione dell'impianto di acquedotto. (Figura 2.1)

La formula per la valutazione di P_{ni-B} è:

$$P_{ni-B} = \sum_{j=1}^{n_s} \gamma \cdot q_j \cdot (h_j - h_B) \quad (2.2)$$

dove

- n_s è il numero di sorgenti che alimentano uno stesso impianto;
- γ è il peso specifico dell'acqua pari a $9,81 \text{ kN/m}^3$;
- q_j è la portata derivata dalla sorgente j -esima di uno stesso impianto di acquedotto espressa in m^3/s ;
- h_j è la quota in m s.l.m.m. della sorgente j -esima di uno stesso impianto di acquedotto;
- h_B è la quota in m s.l.m.m del nodo della rete di adduzione con la quota più bassa tra tutti i nodi di una rete di uno stesso impianto.

2.2 CALCOLO DEL POTENZIALE PER DIVERSE IPOTESI DI BASE

Le considerazioni fatte nel capitolo precedente hanno evidenziato la presenza di incertezze e incongruenze nelle informazioni disponibili nel database della Regione Piemonte, soprattutto per quanto concerne i valori di portata sorgentizia, e ha spinto alla validazione dei dati mediante approcci di valutazione delle grandezze di interesse; nel presente lavoro, per tener conto delle suddette incertezze, la valutazione del potenziale intrinseco è stata condotta, per entrambe le definizioni, considerando più casi a seconda dei diversi valori di q e h disponibili.

In particolare i valori disponibili per q sono:

- q_{DB} media (media aritmetica tra la portata massima e minima del DB della Regione Piemonte) nel seguito indicata con q_D ;
- $q_{ACDIVODE}$ (portata ricavata a partire dal volume annuo derivato dalle sorgenti) nel seguito indicata con q_A ;
- $q_{VOLUACQUA}$ (portata ricavata a partire dal volume annuo immesso in rete) nel seguito indicata con q_V ;
- $q_{STIMATA}$ (portata stimata a partire dai valori di dotazione idrica e di popolazione) nel seguito indicata con q_S ;

mentre i valori di quota sono:

- h_{DB} nel seguito indicata con h_D ;
- h_{DTM50} nel seguito indicata con h_{50} ;
- h_{DTM250} nel seguito indicata con h_{250} .

Come già anticipato, la necessità di definire il potenziale intrinseco secondo due differenti procedure (A e B), nasce dalla presenza di alcune configurazioni tali per cui la definizione A non fornisce validi risultati; in particolare esistono alcuni casi in cui Pni_A risulta:

- inesistente (non esiste nessun serbatoio di linea);
- zero (serbatoi di linea e sorgenti hanno la medesima quota);

- minore di zero (serbatoi di linea e sorgenti con valori di h tali da rendere negativa la (2.1).

L'adozione della definizione B, sebbene meno realistica, in quanto presuppone l'installazione della turbina in corrispondenza di un nodo della rete di adduzione, consente di superare tali inconvenienti pervenendo conseguentemente in tutti i casi ad un valore di P_{ni} .

In entrambe le definizioni, per ragioni di semplicità e per mancanza di informazioni più dettagliate, non si considera la necessità di installazione di una camera di carico e si valuta il salto risultante H come media dei singoli salti h sorgente – punto di installazione (A – serbatoio di linea, B – nodo della rete di adduzione) ponderati sulle singole portate sorgentizie; per tale ragione il potenziale P_{ni} risulterà essere sicuramente maggiore del potenziale che effettivamente si potrà andare ad installare (potenziale effettivo lordo). Nella fase di valutazione preliminare, tale sovrastima si ritiene tuttavia accettabile, in quanto lo scopo finale è quello di pervenire ad una mappa siti idonei per i quali è opportuno andare ad approfondire lo studio di fattibilità.

I dati sono raggruppati, per comodità, in base ai singoli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO), per i quali, nella Tabella 2.1, si riportano alcune informazioni relative alle infrastrutture acquedottistiche.

Tabella 2.1. Dati relativi agli impianti acquedottistici nella Regione Piemonte.

ATO	Numero di impianti di acquedotto	Numero di abitanti serviti
1 – Novara, Verbania	176	501 723
2 – Vercelli, Biella	271	433 852
3 – Torino	288	2 135 488
4 – Cuneo	312	546 294
5 – Asti	175	233 852
6 – Alessandria	225	319 661
TOTALE	1447	4 170 870

2.2.1 DESCRIZIONE DEI CASI PER P_{NI_B}

La valutazione del potenziale Pni secondo la definizione A (equazione (2.1)), presuppone che la centralina venga installata in corrispondenza del serbatoio di linea posizionato alla quota più bassa. Alla luce di quanto esposto nel precedente paragrafo relativamente ai diversi valori di q e h , nel presente lavoro sono stati considerati i casi riportati in Tabella 2.2.

Tabella 2.2. Casi considerati per la valutazione del potenziale P_{ni-A} .

N	ID	Q	h_j (quota della sorgente)	h_A (quota serbatoio di linea più basso)
01	$q_D H_{DD_A}$		h_{DB}	h_{DB}
02	$q_D H_{5050_A}$	$q_{DBmedia}$	h_{DTM50}	h_{DTM50}
03	$q_D H_{250250_A}$		h_{DTM250}	h_{DTM250}
04	$q_A H_{DD_A}$		h_{DB}	h_{DB}
05	$q_A H_{5050_A}$	$q_{ACDIVODE}$	h_{DTM50}	h_{DTM50}
06	$q_A H_{250250_A}$		h_{DTM250}	h_{DTM250}
07	$q_V H_{DD_A}$		h_{DB}	h_{DB}
08	$q_V H_{5050_A}$	$q_{VOLUACQUA}$	h_{DTM50}	h_{DTM50}
09	$q_V H_{250250_A}$		h_{DTM250}	h_{DTM250}
10	$q_S H_{DD_A}$		h_{DB}	h_{DB}
11	$q_S H_{5050_A}$	$q_{STIMATA}$	h_{DTM50}	h_{DTM50}
12	$q_S H_{250250_A}$		h_{DTM250}	h_{DTM250}

2.2.2 DESCRIZIONE DEI CASI PER P_{NI-B}

La valutazione del potenziale Pni secondo la definizione B (equazione (2.2)), presuppone che la centralina venga installata in corrispondenza del nodo della rete di adduzione ubicato alla quota più bassa. Tale valore, non disponibile da DB, viene ricavato a mezzo del modello digitale del terreno della Regione Piemonte alle risoluzioni 50m e 250m, a seconda del caso considerato.

I casi esaminati per la valutazione del potenziale sono riportati nella Tabella 2.3.

Tabella 2.3. Casi considerati per la valutazione del potenziale P_{ni-B} .

N	ID	q	h_j (quota della sorgente)	h_b (quota nodo più basso)
01	$q_D H_{D50_B}$		h_{DB}	h_{DTM50}
02	$q_D H_{5050_B}$	$q_{DBmedia}$	h_{DTM50}	h_{DTM50}
03	$q_D H_{250250_B}$		h_{DTM250}	h_{DTM250}
04	$q_A H_{D50_B}$		h_{DB}	h_{DTM50}
05	$q_A H_{5050_B}$	$q_{ACDIVODE}$	h_{DTM50}	h_{DTM50}
06	$q_A H_{250250_B}$		h_{DTM250}	h_{DTM250}
07	$q_V H_{D50_B}$		h_{DB}	h_{DTM50}
08	$q_V H_{5050_B}$	$q_{VOLUACQUA}$	h_{DTM50}	h_{DTM50}
09	$q_V H_{250250_B}$		h_{DTM250}	h_{DTM250}
10	$q_S H_{D50_B}$		h_{DB}	h_{DTM50}
11	$q_S H_{5050_B}$	$q_{STIMATA}$	h_{DTM50}	h_{DTM50}
12	$q_S H_{250250_B}$		h_{DTM250}	h_{DTM250}

2.2.3 RISULTATI PER PN_I-A

In Tabella 2.4 si riportano i campi (attributi) presenti nei file shape Pni_A.

Tabella 2.4. Attributi dei file shape Pni_A (metafile).

<i>Attributo</i>	<i>Note</i>	<i>Unità di misura</i>
cod_imp	Codice identificativo dell'impianto	-
Comune	Comune di appartenenza dell'impianto	-
Istat	Codice Istat del Comune di appartenenza	-
quota_imp	Quota del serbatoio più basso	m s.l.m.m
Pni	Potenza intrinseca	kW
Qimp	Portata turbinata (sommatoria di portate medie q_j)	l/s
qimp_min	Portata turbinata (sommatoria di portate minime q_{minj}) – solo per qDB	l/s
Himp	Salto medio sorgente – serbatoio ponderato sulle portate q_j	m
n_tot	Numero di sorgenti censite che alimentano l'impianto	-
n_util	Numero di sorgenti con dato di q disponibile	-
d_min	Diametro minimo tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
d_med	Diametro medio tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
d_max	Diametro massimo tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
dh_med	Perdite di carico corrispondenti al diametro medio	m
dh_max	Perdite di carico corrispondenti al diametro massimo	m
himp_net_med	Salto netto corrispondente al diametro medio	m
himp_net_max	Salto netto corrispondente al diametro massimo	m
pni_net_med	Potenza netta corrispondente al diametro medio	kW
pni_net_max	Potenza netta corrispondente al diametro massimo	kW

Per tutti i casi, oltre a Pni, valutato tramite la (2.1), si forniscono anche le potenze intrinseche al netto delle perdite di carico lungo le condotte. Le perdite di carico sono state valutate in modo semplificato secondo la seguente procedura:

- Individuazione dei diametri minimo, massimo e medio tra tutti i diametri delle condotte di uno stesso impianto;
- Individuazione di un k_s di Strickler medio tra tutti i k_s di Strickler attribuiti ad ogni condotta di adduzione in funzione del materiale della tubazione;
- Calcolo delle perdite di carico totali dell'impianto per d_{med} e d_{max} con la seguente:

$$DH = \Delta H = \sum_{j=1}^{ns} J_j \cdot L_j \quad (2.3)$$

dove:

$$J_j = \frac{10.33}{k_{s_medio}^2} \cdot \frac{q_j^2}{d^{5.33}}, \text{ cadente piezometrica valutata per } d_{med} \text{ e } d_{max};$$

- $L_j = \overline{jA}$ pari alla distanza tra la sorgente j e il serbatoio A ;
- Calcolo del salto al netto delle perdite (H_{imp_net}) per d_{med} e d_{max} ;
- Calcolo del potenziale al netto delle perdite (Pni_{imp_net}) per d_{med} e d_{max} .

Sebbene semplificato, il metodo consente di valutare, in termini grossolani, se le dimensioni (diametro e lunghezza) delle condotte sono compatibili con la presenza di una centralina idroelettrica, a prescindere dalle loro caratteristiche meccaniche.

In Figura 2.2 si riporta a titolo di esempio uno screenshot in ambiente GIS per l'interrogazione dei risultati.

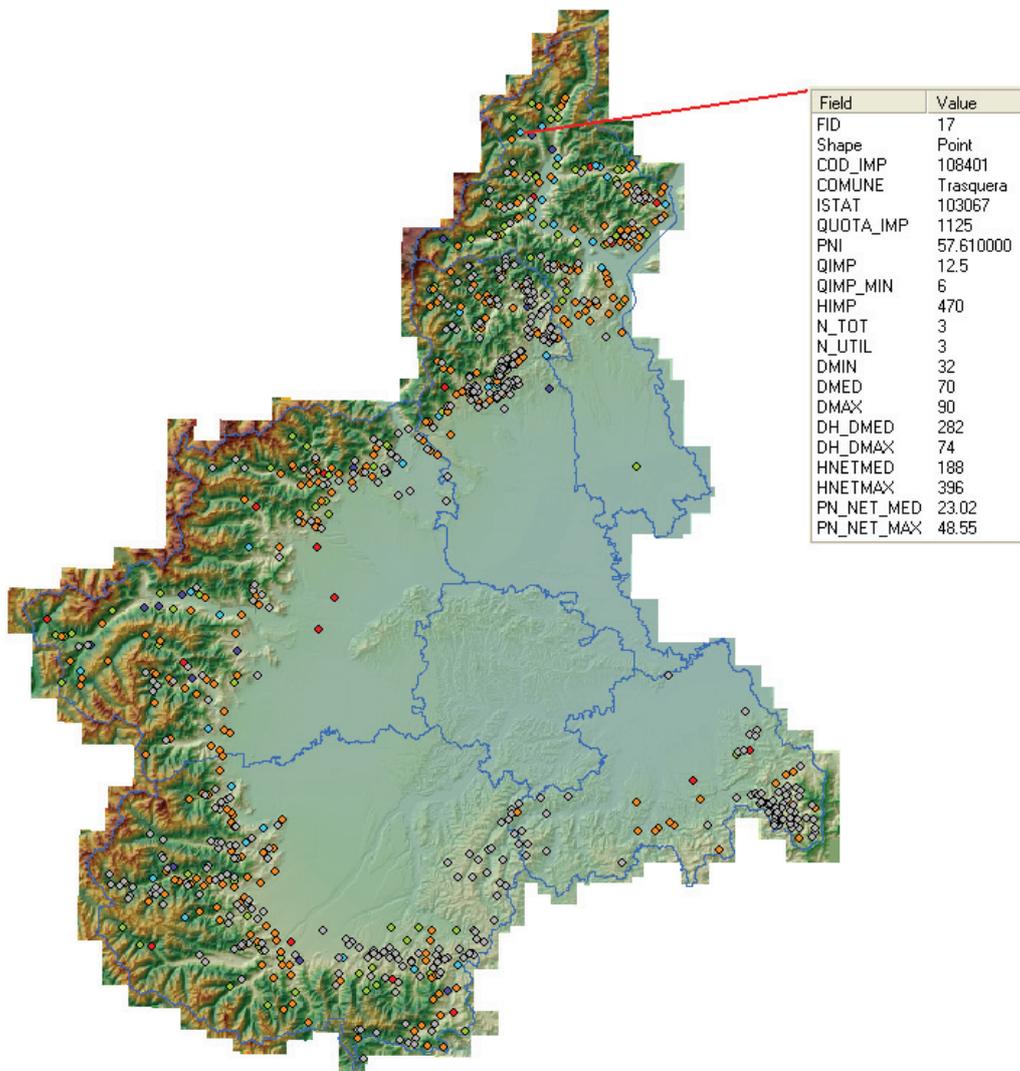


Figura 2.2. Esempio di interrogazione dei risultati in ambiente GIS (caso $q_D H_{DD_A}$).

Nella Figura 2.3 si riportano i grafici a torta con la distribuzione per classe di potenza degli impianti individuati secondo la definizione A per il caso qDHDD_A (vedi Tabella 2.1). Nella Figura 2.3 si riportano gli stessi risultati nel piano Q-H.

I restanti casi sono riportati in Allegato II.

Osservando i risultati ottenuti è possibile fare le seguenti considerazioni:

- gli impianti con potenziale intrinseco superiore a 200 kW risultano essere maggiormente concentrati nell'Ambito Territoriale Ottimale Torinese e Cuneese, e comunque in numero inferiore alle dieci unità;
- la maggior parte degli impianti rilevati si colloca, per tutti gli ATO e per tutti i casi considerati, nella classe di potenza inferiore ai 20 kW con percentuali superiori al 50%; in particolare più del 50% di questi impianti risulta avere un potenziale intrinseco compreso nel range 3kW – 10kW;
- per l'ATO 5 nessun impianto acquadottistico risulta sfruttabile per la produzione di energia idroelettrica;
- le differenze che si rilevano tra i risultati dei dodici casi ricalcano in modo fedele le differenze tra le portate e le quote analizzate nel primo report semestrale.

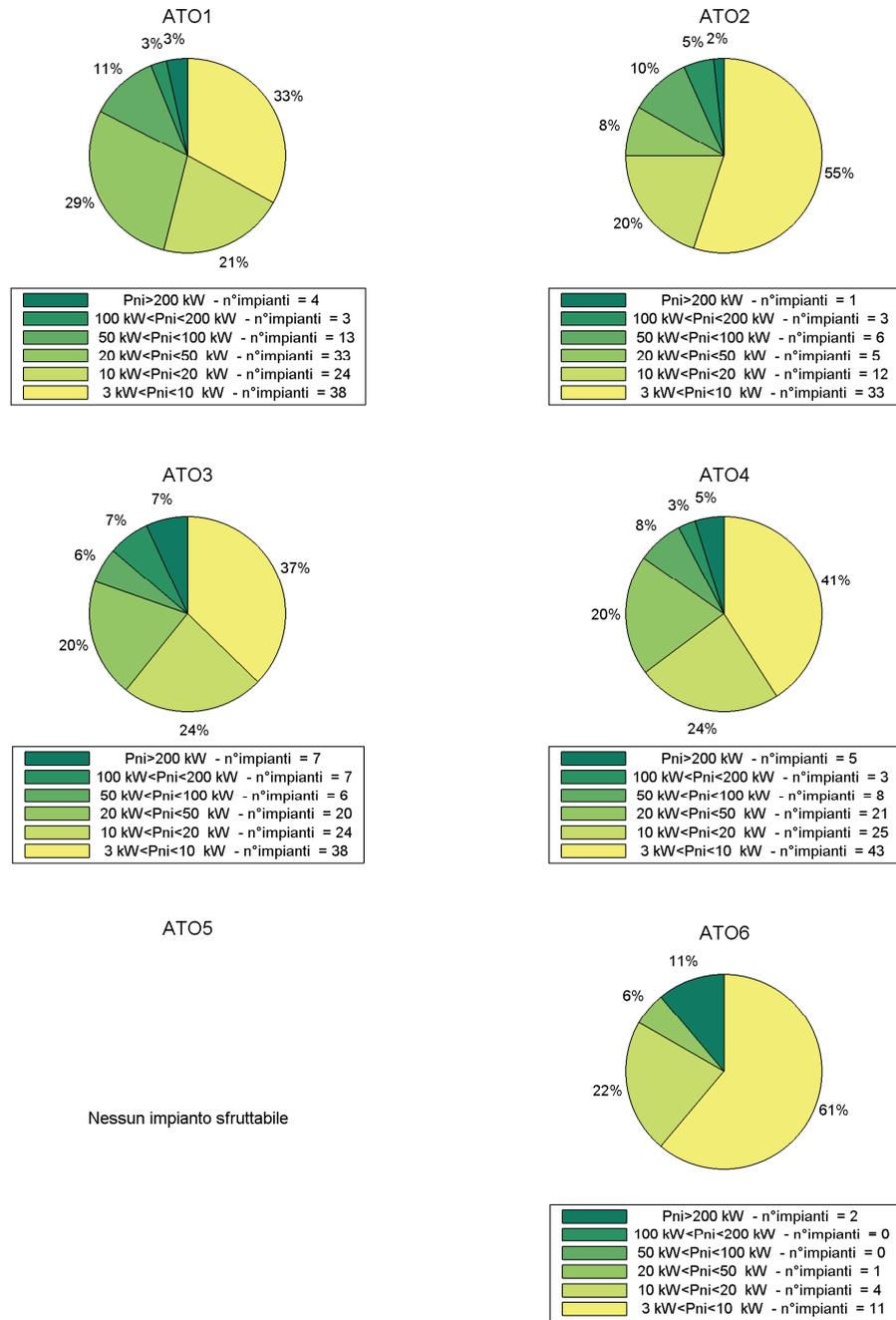


Figura 2.3. Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso $q_D H_{DD_A}$).

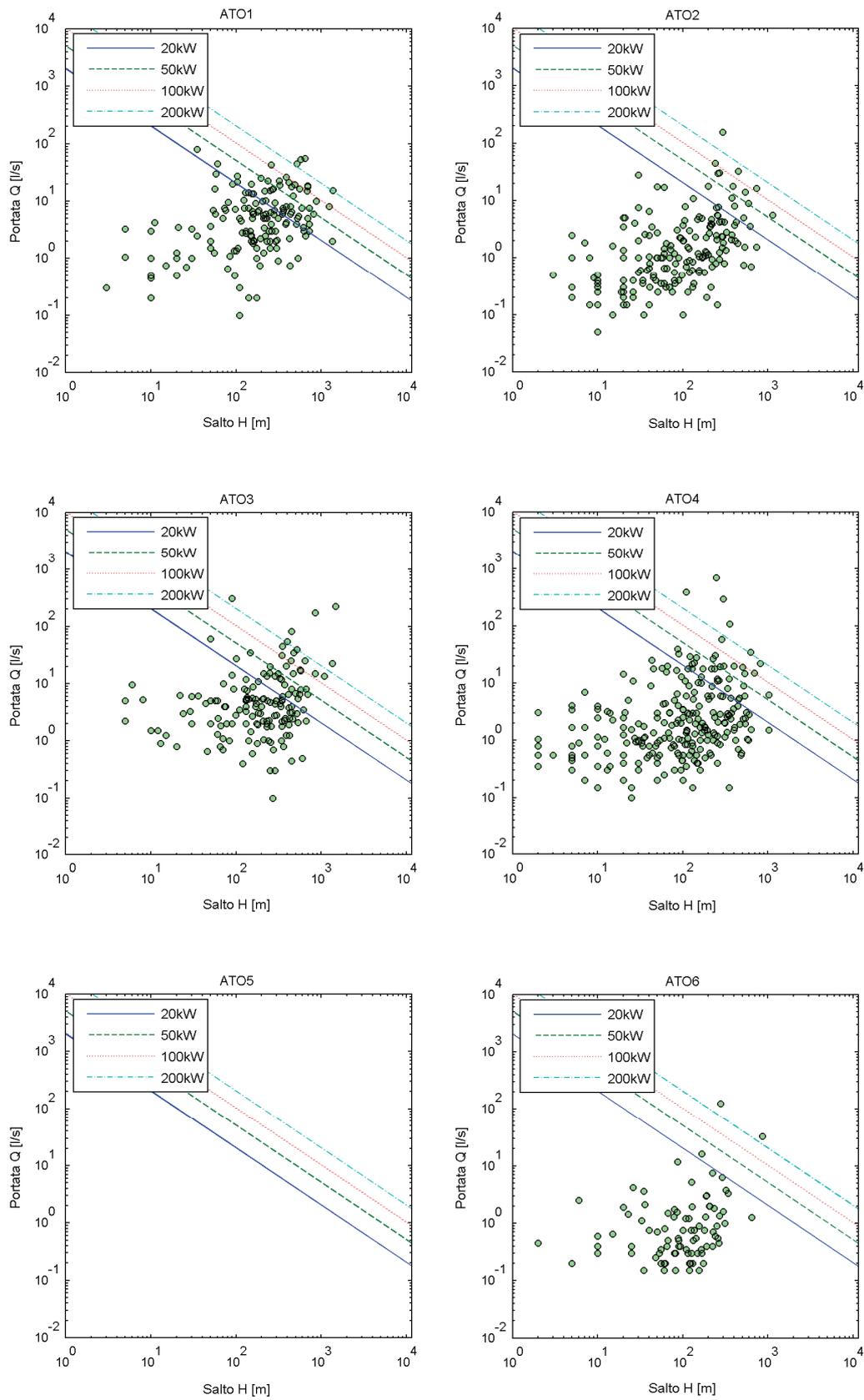


Figura 2.4. Diagramma Q-H – caso $q_D H_{DD_A}$

2.2.4 RISULTATI - PNI-B

Analogamente a quanto fatto per il potenziale con definizione Pni-A viene fornito, per ognuno dei casi elencati in Tabella 2.5, lo shapefile degli impianti individuati.

Tabella 2.5. Attributi dei file shape Pni_B (metafile).

<i>Attributo</i>	<i>Note</i>	<i>Unità di misura</i>
cod_imp	Codice identificativo dell'impianto	-
Comune	Comune di appartenenza dell'impianto	-
Istat	Codice Istat del Comune di appartenenza	-
quota_imp	Quota del nodo della rete di adduzione più basso	m s.l.m.m
Pni	Potenza intrinseca	kW
Qimp	Portata turbinata (sommatoria di portate medie q_j)	l/s
qimp_min	Portata turbinata (sommatoria di portate minime q_{min_j}) – solo per qDB	l/s
Himp	Salto medio sorgente – serbatoio ponderato sulle portate q_j	m
n_tot	Numero di sorgenti censite che alimentano l'impianto	-
n_util	Numero di sorgenti con dato di q disponibile	-
d_min	Diametro minimo tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
d_med	Diametro medio tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
d_max	Diametro massimo tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
dh_med	Perdite di carico corrispondenti al diametro medio	m
dh_max	Perdite di carico corrispondenti al diametro massimo	m
himp_net_med	Salto netto corrispondente al diametro medio	m
himp_net_max	Salto netto corrispondente al diametro massimo	m
pni_net_med	Potenza netta corrispondente al diametro medio	kW
pni_net_max	Potenza netta corrispondente al diametro massimo	kW

In analogia a quanto fatto per la definizione A, per tutti i casi, oltre alla Pni, valutata tramite la (4.2), si forniscono le potenze intrinseche al netto delle perdite di carico lungo le condotte. Le perdite di carico sono state valutate in modo semplificato secondo la seguente procedura:

- Individuazione dei diametri minimo, massimo e medio tra tutti i diametri delle condotte di uno stesso impianto;
- Individuazione di un k_s di Strickler medio tra tutti i k_s di Strickler attribuiti ad ogni condotta di adduzione in funzione del materiale della tubazione;
- Calcolo delle perdite di carico totali dell'impianto per d_{med} e d_{max} con la seguente:

$$DH = \Delta H = \sum_{j=1}^{ns} J_j \cdot L_j$$

dove:

- $J_j = \frac{10.33}{k_{s_medio}^2} \cdot \frac{q_j^2}{d^{5.33}}$, cadente piezometrica valutata per d_{med} e d_{max} ;
- $L_j = \overline{jB}$ pari alla distanza tra la sorgente j e il nodo B ;
- Calcolo del salto al netto delle perdite (H_{imp_net}) per d_{med} e d_{max} ;
- Calcolo del potenziale al netto delle perdite ($P_{ni_imp_net}$) per d_{med} e d_{max} .

Nella Figura 2.5 si riportano i grafici a torta con la distribuzione per classe di potenza degli impianti individuati secondo la definizione A per il caso qDHDD_A (vedi Tabella 2.1). Nella Figura 2.6, si riportano gli stessi risultati nel piano Q-H.

Osservando i risultati ottenuti è possibile fare le seguenti considerazioni:

- il numero degli impianti di produzione di energia idroelettrica individuati risulta essere maggiore rispetto quelli trovati con la definizione A;
- il potenziale intrinseco B risulta sempre maggiore o uguale al potenziale intrinseco A;
- analogamente a quanto visto per la definizione A, gli impianti con potenziale intrinseco superiore a 200 kW risultano essere maggiormente concentrati nell'Ambito Territoriale Ottimale Torinese e Cuneese; nei casi in cui si considera come portata il valore q_v , il numero di impianti superiori ai 200kW per l'ATO1 sale alle 13 unità;
- la maggior parte degli impianti rilevati si colloca, per tutti gli ATO e per tutti i casi considerati, nella classe di potenza inferiore ai 20 kW con percentuali superiori al 50%; in particolare più del 50% di questi impianti risulta avere un potenziale intrinseco compreso nel range 3 – 10 kW;
- per l'ATO 5 nessun impianto acquedottistico risulta sfruttabile per la produzione di energia idroelettrica;

- le differenze che si rilevano tra i risultati dei dodici casi ricalcano in modo fedele le differenze tra le portate e le quote analizzate nel primo report semestrale.

In Figura 2.7 ed in Figura 2.8 si riportano le distribuzioni per classe di potenza degli impianti così individuati a livello di ogni singolo ATO secondo le definizioni A e B.

In Figura 2.9 ed in Figura 2.10 si riportano gli impianti individuati nel piano Q-H a livello di ogni singolo ATO secondo le definizioni A e B.

In Figura 2.11 ed in Figura 2.12 si riportano le cumulate di potenza intrinseca degli impianti individuati a livello di ogni singolo ATO secondo le definizioni A e B.

In Figura 2.13 ed in Figura 2.14 si riportano gli istogrammi di frequenza degli impianti individuati nel range 5-500kW a livello di ogni singolo ATO secondo le definizioni A e B.

In Figura 2.15 ed in Figura 2.16 si riportano le distribuzioni per classe di potenza degli impianti così individuati a livello regionale secondo le definizioni A e B considerando unicamente le valutazioni di potenziale che utilizzano come valore di portata q_D e q_A .

In Figura 2.17 ed in Figura 2.18 si riportano le cumulate di potenza intrinseca degli impianti individuati a livello regionale secondo le definizioni A e B considerando unicamente le valutazioni di potenziale che utilizzano come valore di portata q_D e q_A .

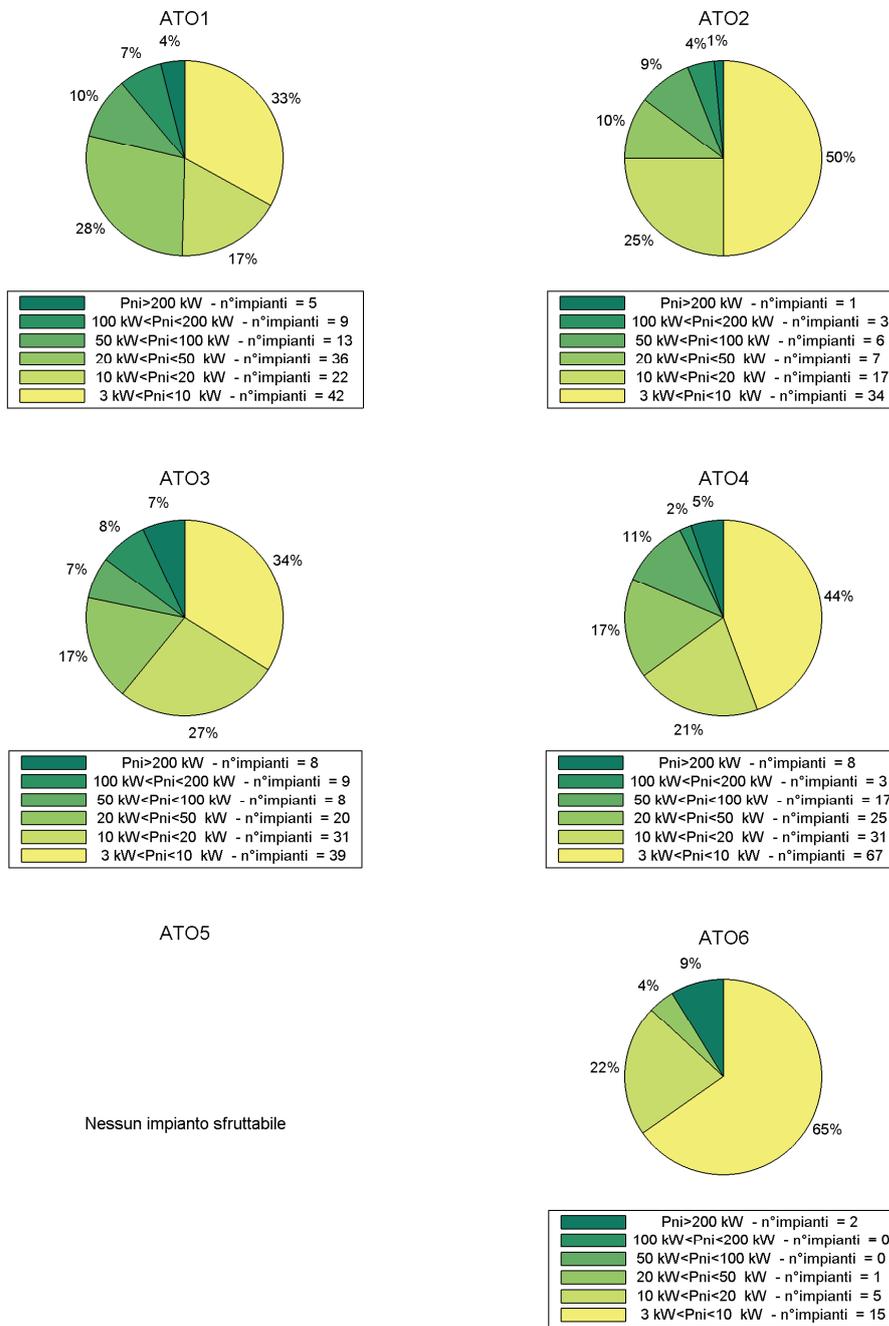


Figura 2.5. Distribuzione per classi di potenza degli impianti (caso $q_D H_{D50_B}$).

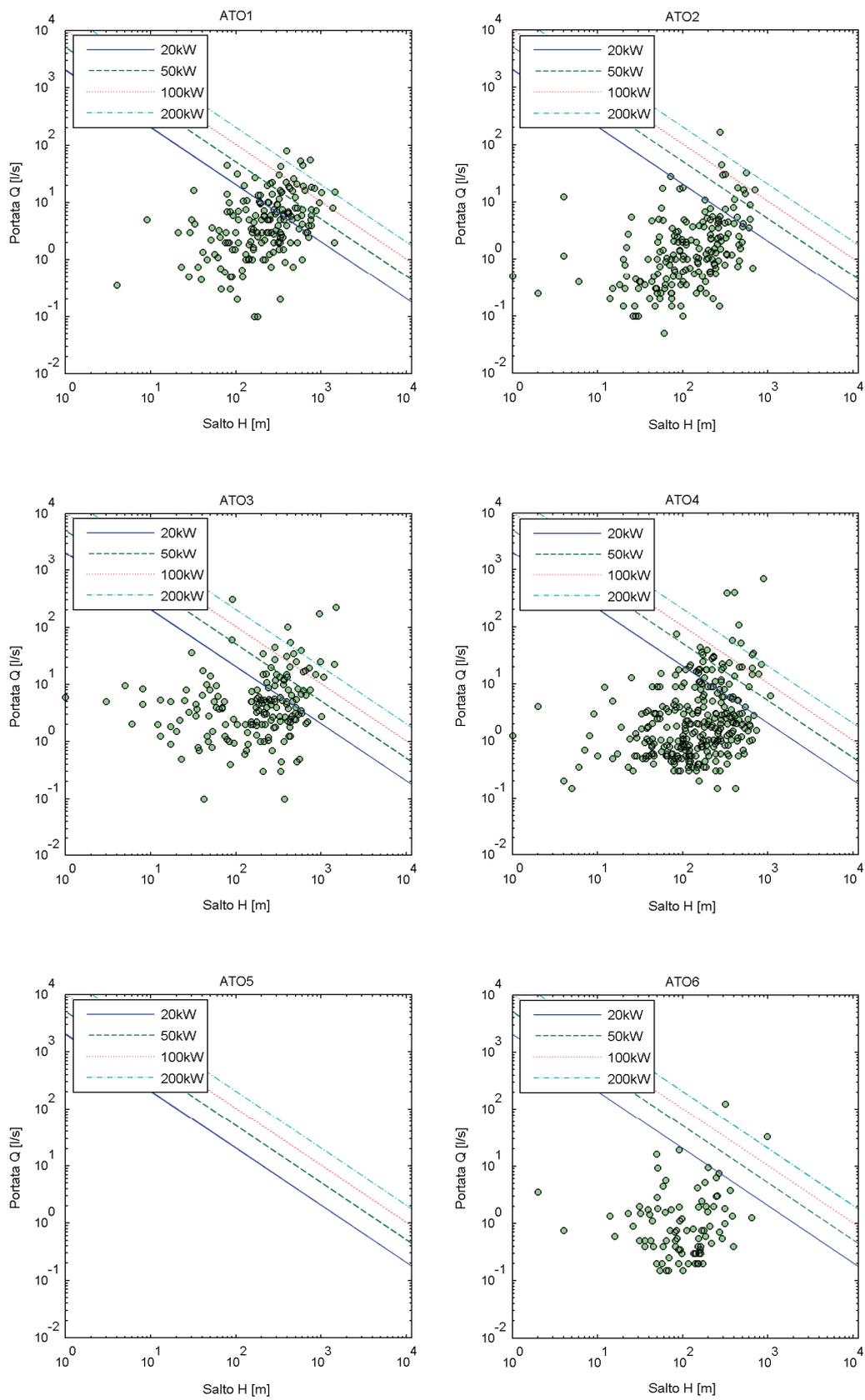


Figura 2.6. Diagramma Q-H – caso $q_D H_{D50_B}$

2.3 RIEPILOGO DEI RISULTATI OTTENUTI

Al fine di rendere più facilmente consultabili i risultati ottenuti e di presentare un quadro riepilogativo, per entrambe le definizioni e per ogni ATO, vengono forniti i file vettoriali con la sintesi dei risultati ottenuti; in particolare sono stati considerati i soli casi q_{DhDD_A} , q_{AhDD_A} , q_{VhDD_A} e q_{ShDD_A} per la definizione A e i casi q_{DhD50_B} , q_{AhD50_B} , q_{VhD50_B} e q_{ShD50_B} per la definizione B; il motivo di tale restrizione risiede nell'incertezza legata ai soli valori di portata sorgentizia. In Tabella 2.6 si riportano i campi riportati nei file vettoriali $ato\#.pni_A_riepilogo.shp$ e $ato\#.pni_B_riepilogo.shp$.

Tabella 2.6. Attributi dei file $ato\#.pni_A_riepilogo.shp$ e $ato\#.pni_B_riepilogo.shp$ (metafile).

<i>Attributo</i>	<i>Note</i>	<i>Unità di misura</i>
cod_imp	Codice identificativo dell'impianto	-
Comune	Comune di appartenenza dell'impianto	-
Istat	Codice Istat del Comune di appartenenza	-
quota_imp	Quota del nodo della rete di adduzione più basso	m s.l.m.m
pqdhdd/50_A/B	Potenza intrinseca q_{DB_HDBDB}	kW
pqahdd/50_A/B	Potenza intrinseca $q_{ACDIVODE_HDBDB}$	kW
pqvhd/50_A/B	Potenza intrinseca $q_{VOLUACQUA_HDBDB}$	kW
pqshdd/50_A/B	Potenza intrinseca $q_{STIMATA_HDBDB}$	kW
qqdhdd/50_A/B	Portata turbinata q_{DB_HDBDB}	l/s
qqahdd/50_A/B	Portata turbinata $q_{ACDIVODE_HDBDB}$	l/s
qqvhdd/50_A/B	Portata turbinata $q_{VOLUACQUA_HDBDB}$	l/s
qqshdd/50_A/B	Portata turbinata $q_{STIMATA_HDBDB}$	l/s
hqdhdd/50_A/B	Salto lordo q_{DB_HDBDB}	m
hqahdd/50_A/B	Salto lordo $q_{ACDIVODE_HDBDB}$	m
hqvhdd/50_A/B	Salto lordo $q_{VOLUACQUA_HDBDB}$	m
hqshdd/50_A/B	Salto lordo $q_{STIMATA_HDBDB}$	m
d1	Diam. medio tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
d2	Diam. massimo tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
pn1qdhdd/50_A/B	Potenza intrinseca netta q_{DB_HDBDB} (dmed)	kW
pn1qahdd/50_A/B	Potenza intrinseca netta $q_{ACDIVODE_HDBDB}/50$ (dmed)	kW
pn1qvhd/50_A/B	Potenza intrinseca netta $q_{VOLUACQUA_HDBDB}/50$ (dmed)	kW
pn1qshdd/50_A/B	Potenza intrinseca netta $q_{STIMATA_HDBDB}/50$ (dmed)	kW
pn2qdhdd/50_A/B	Potenza intrinseca netta $q_{DB_HDBDB}/50$ (dmax)	kW
pn2qahdd/50_A/B	Potenza intrinseca netta $q_{ACDIVODE_HDBDB}$ (dmax)	kW
pn2qvhd/50_A/B	Potenza intrinseca netta $q_{VOLUACQUA_HDBDB}$ (dmax)	kW
pn2qshdd/50_A/B	Potenza intrinseca netta $q_{STIMATA_HDBDB}$ (dmax)	kW

Oltre al precedente riepilogo, con lo scopo di poter avere un unico valore di Pni per ogni sito analizzato, viene presentata un'ulteriore sintesi basata sul seguente ordine di priorità nella scelta del tipo di portate da utilizzarsi, stabilito sulla base dell'attendibilità del valore di q disponibile:

- qD (qDB valore medio tra qmax e qmin);
- qA (qACDIVODE valore ricavato dal volume derivato annuo);
- qV (qVOLUACQUA valore ricavato dal volume immesso annualmente nella rete);
- qS (qSTIMATA valore stimato a partire dal numero di abitanti serviti e dalla dotazione idrica media); tale valore essendo disponibile per tutte le sorgenti censite consente di realizzare un'analisi completa del potenziale intrinseco laddove i precedenti valori non siano disponibili

Per quanto riguarda invece le quote si assumono i valori presenti nel DataBase. Gli impianti così selezionati vengono riportati nei file vettoriali ato#.pni_A_riepilogo2.shp e ato#.pni_B_riepilogo2.shp i cui campi di attributo vengono riportati nella Tabella 2.7.

Tabella 2.7. Attributi dei file ato#.pni_A_riepilogo2.shp e ato#.pni_B_riepilogo2.shp (metafile).

<i>Attributo</i>	<i>Note</i>	<i>Unità di misura</i>
cod_imp	Codice identificativo dell'impianto	-
Comune	Comune di appartenenza dell'impianto	-
Istat	Codice Istat del Comune di appartenenza	-
quota_imp	Quota del nodo della rete di adduzione più basso	m s.l.m.m
Pni	Potenza intrinseca	kW
Qimp	Portata turbinata	l/s
Himp	Salto intrinseco	m
Q	Metodo usato per la valutazione di q	-
d_med	Diam. medio tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
d_max	Diam. massimo tra tutti i diametri delle condotte di adduzione	mm
pninet_dmed	Potenza intrinseca netta (dmed)	kW
pninet_dmax	Potenza intrinseca netta (dmax)	kW

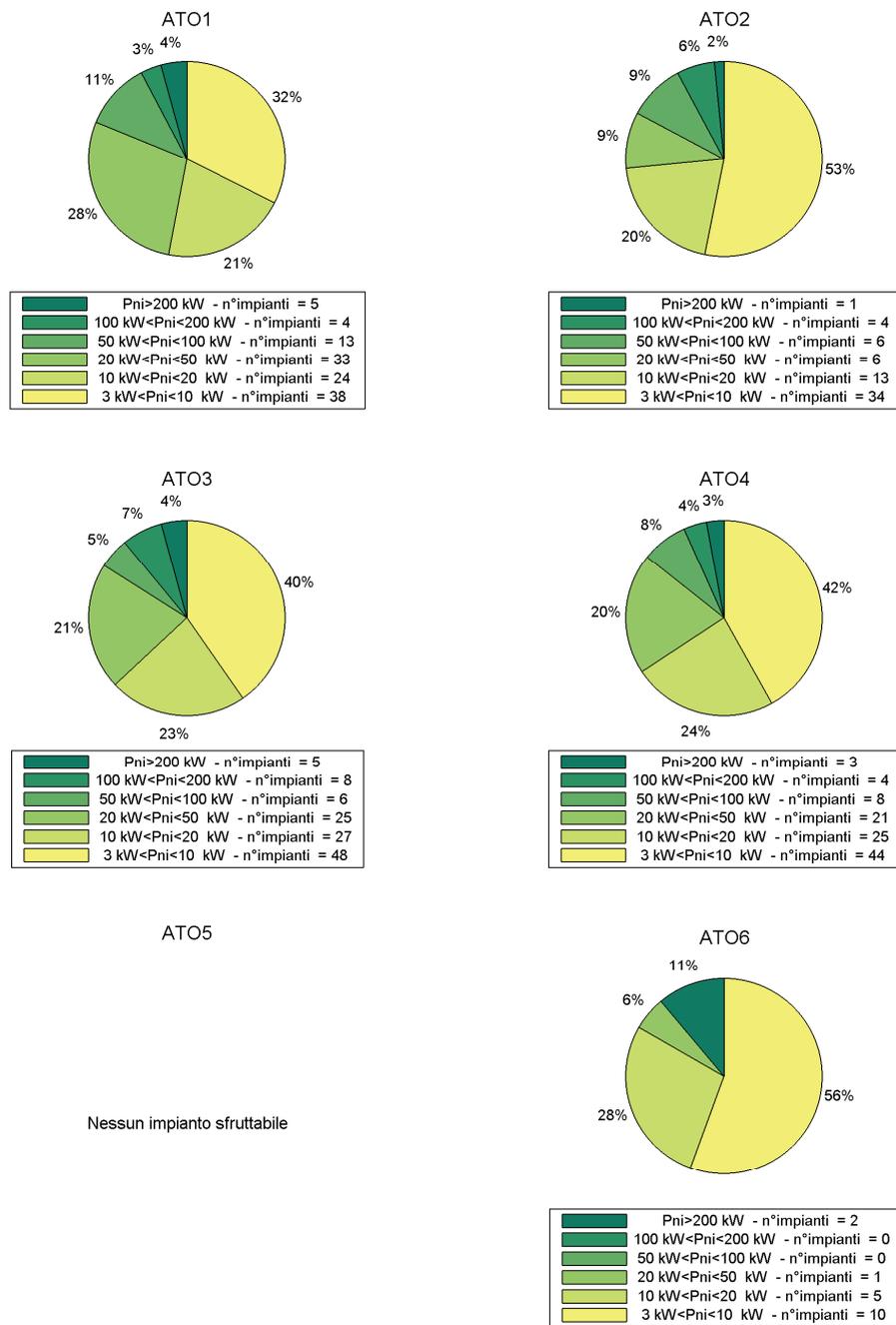


Figura 2.7. Distribuzione per classi di potenza degli impianti (definizione A - riepilogo).

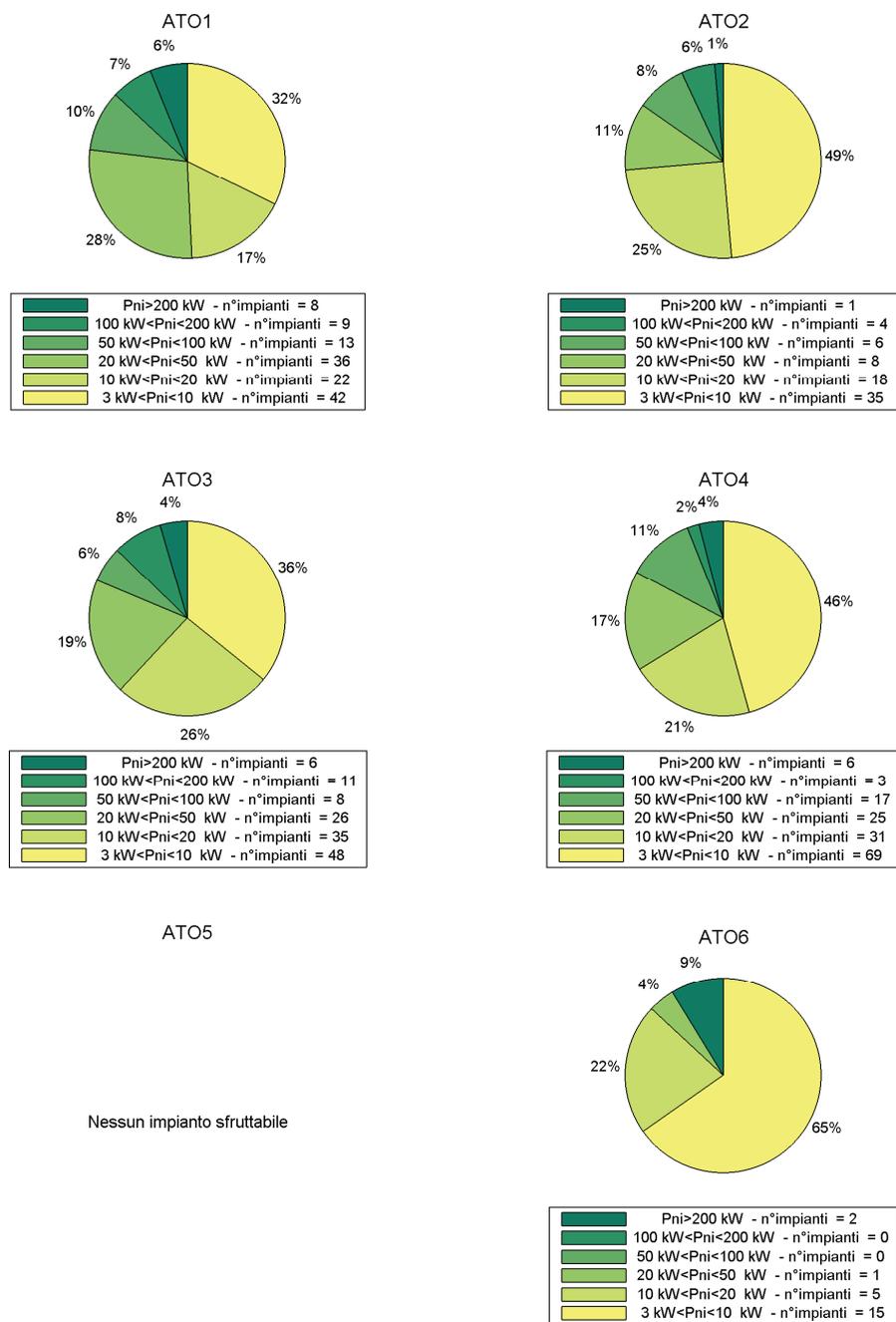


Figura 2.8. Distribuzione per classi di potenza degli impianti (definizione B - riepilogo).

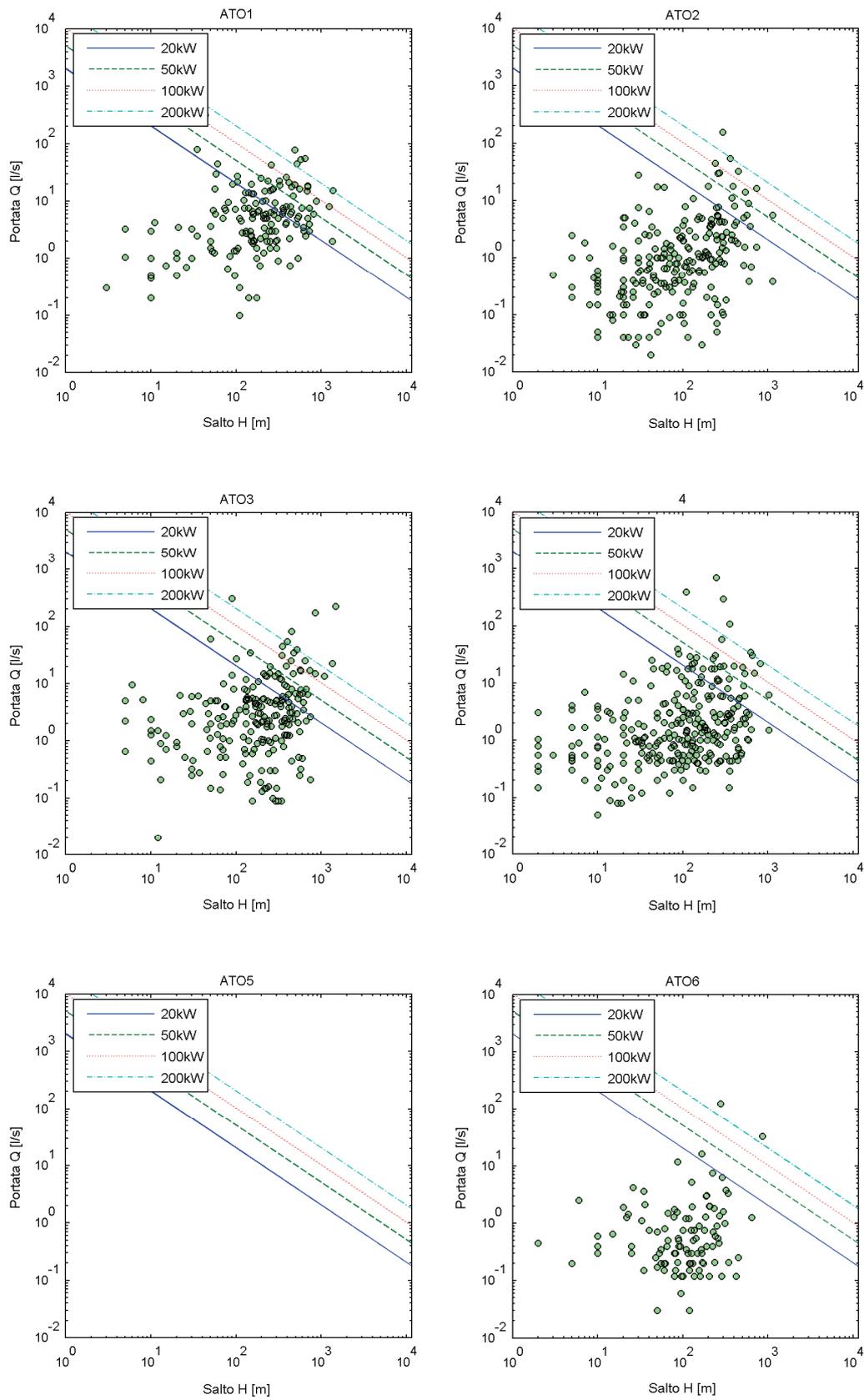


Figura 2.9. Diagramma Q-H (definizione A - riepilogo).

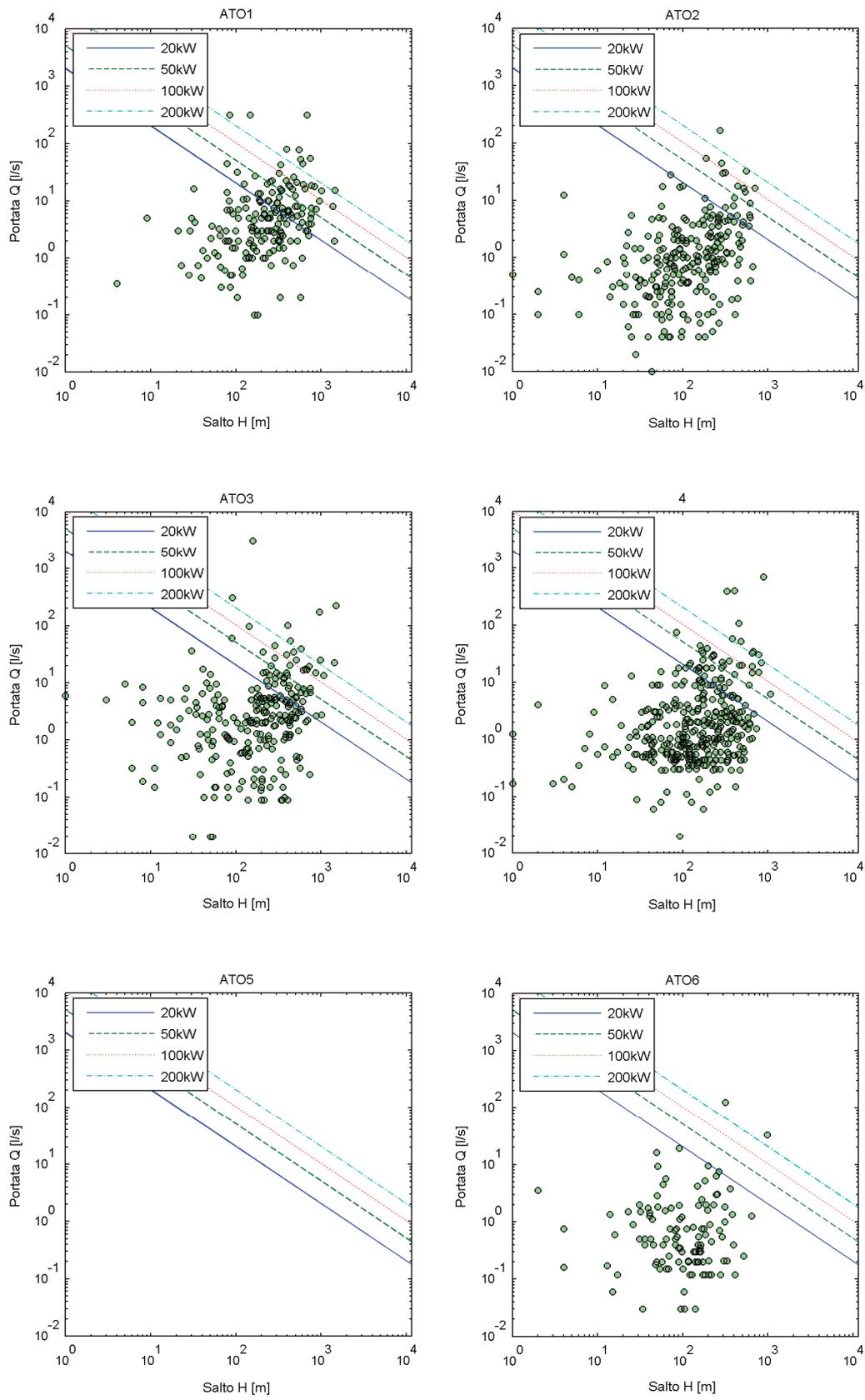


Figura 2.10. Diagramma Q-H (definizione B - riepilogo).

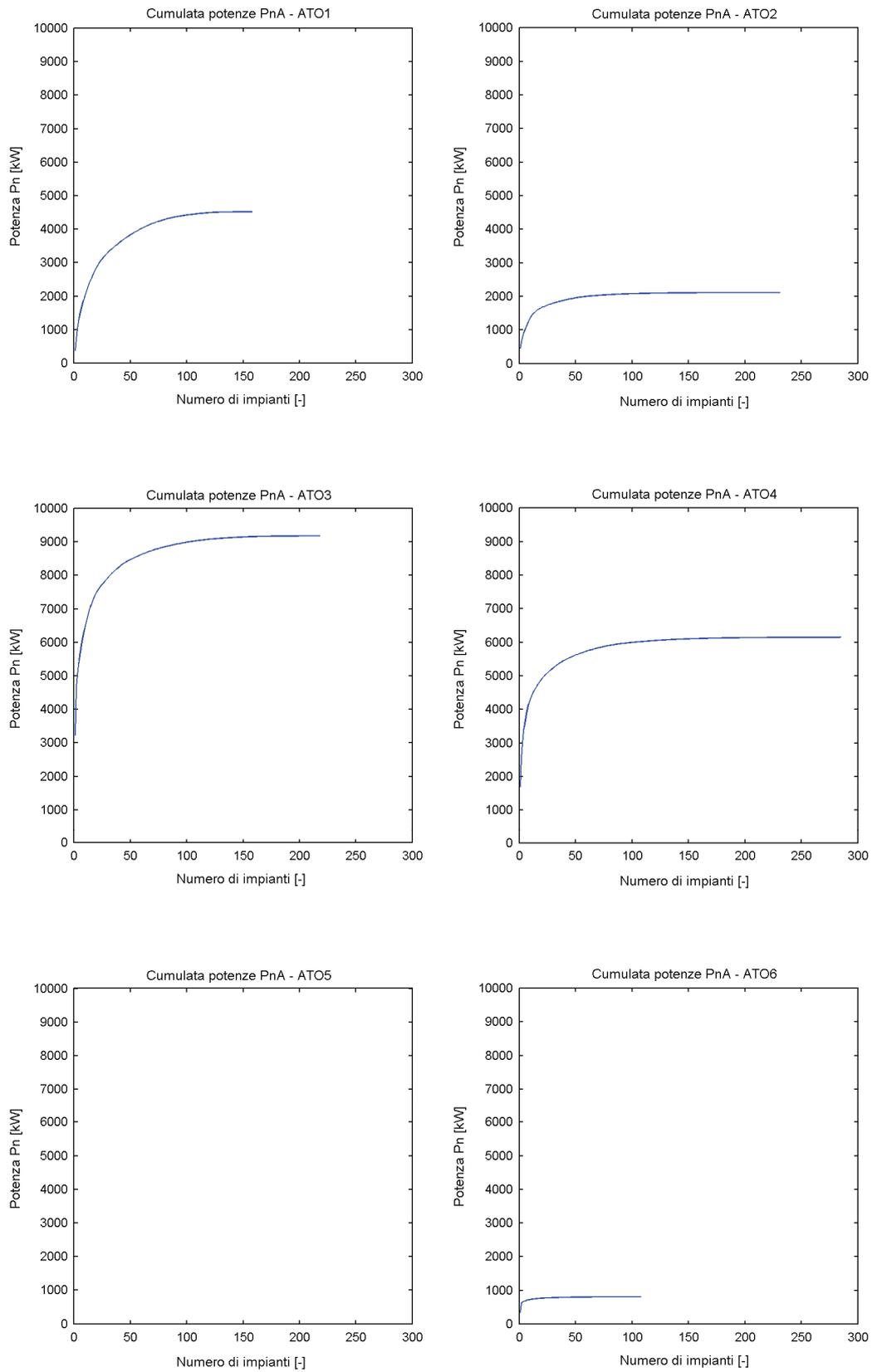


Figura 2.11. Cumulata di potenza per gli impianti individuati (definizione A - riepilogo).

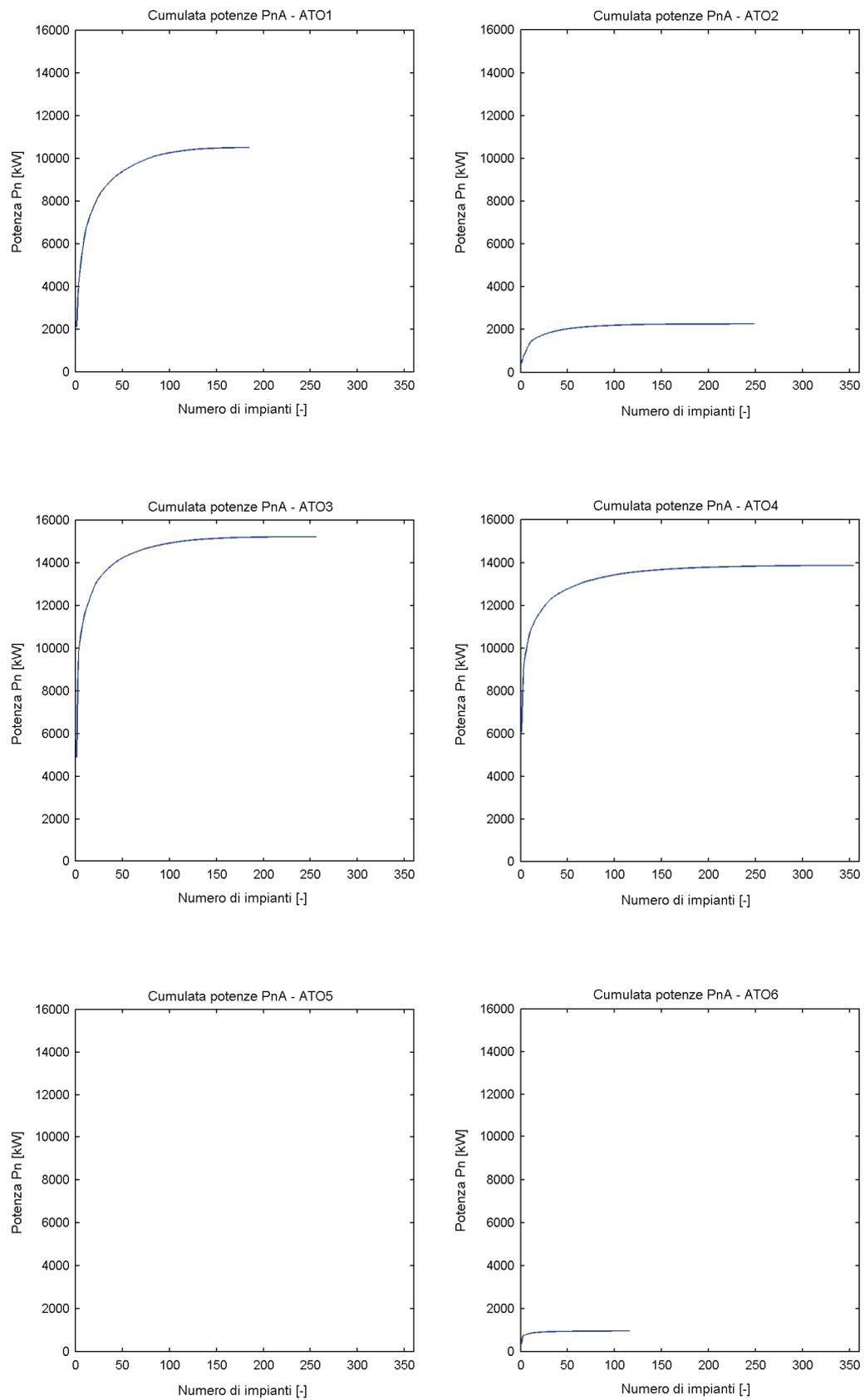


Figura 2.12. Cumulata di potenza per gli impianti individuati (definizione B - riepilogo).

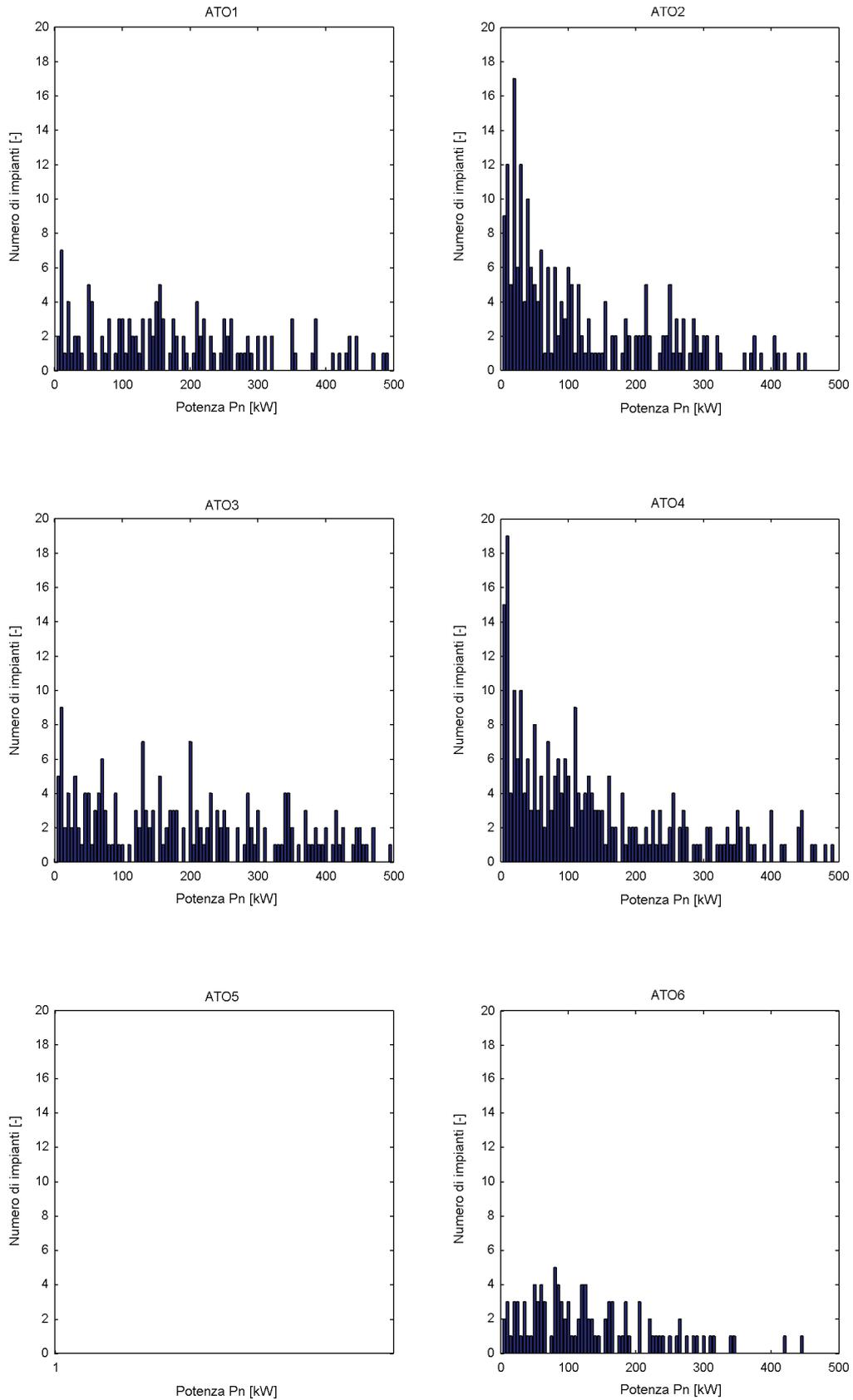


Figura 2.13. Istogrammi di frequenza degli impianti individuati (definizione A - riepilogo).

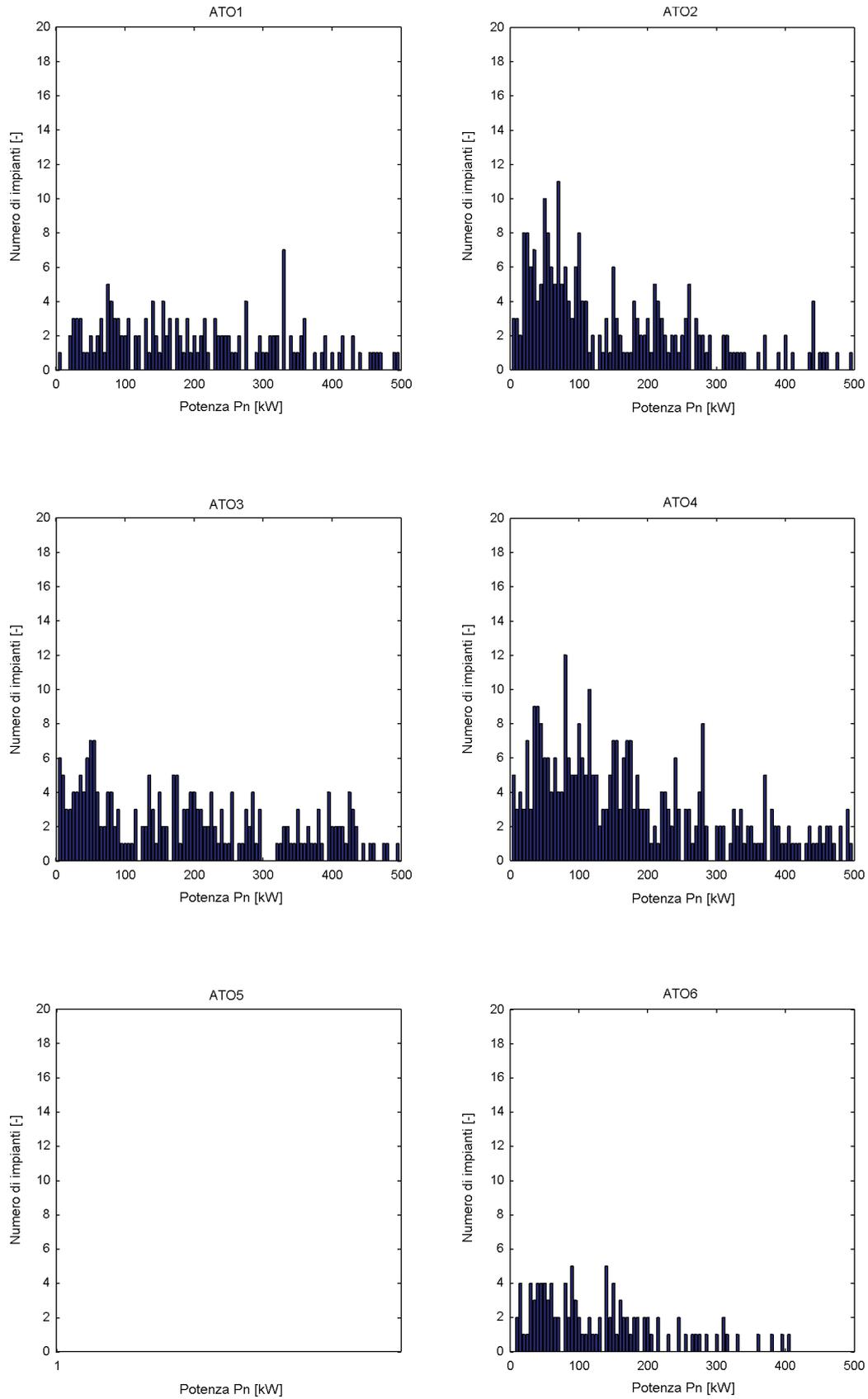


Figura 2.14. Istogrammi di frequenza degli impianti individuati (definizione B - riepilogo).

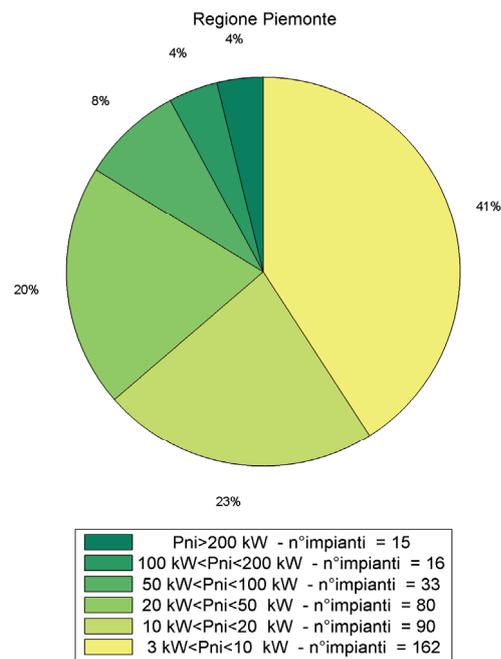


Figura 2.15. Distribuzione per classi di potenza degli impianti (definizione A – riepilogo casi q_D e q_A).

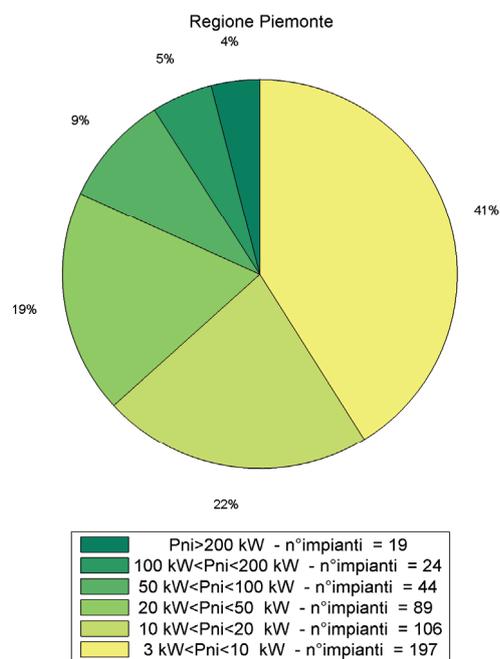


Figura 2.16. Distribuzione per classi di potenza degli impianti (definizione B – riepilogo casi q_D e q_A).

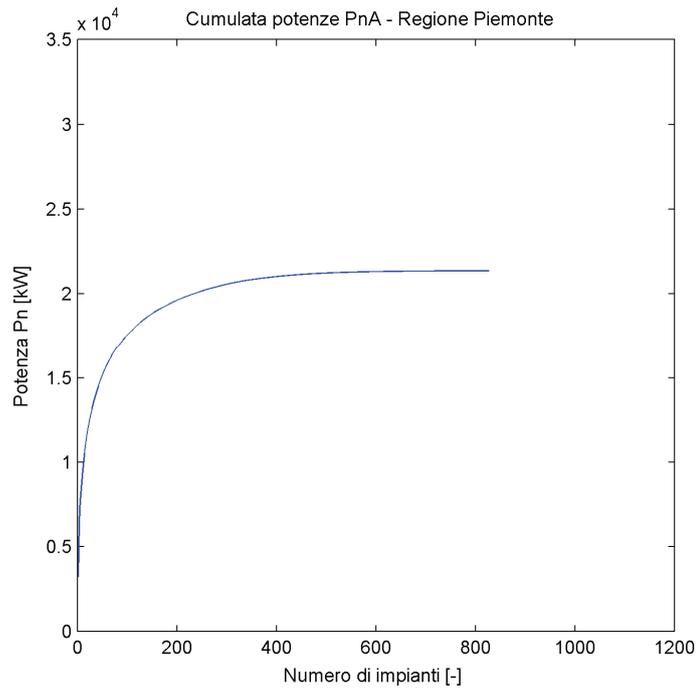


Figura 2.17. Cumulata di potenza degli impianti (definizione A – riepilogo casi q_D e q_A).

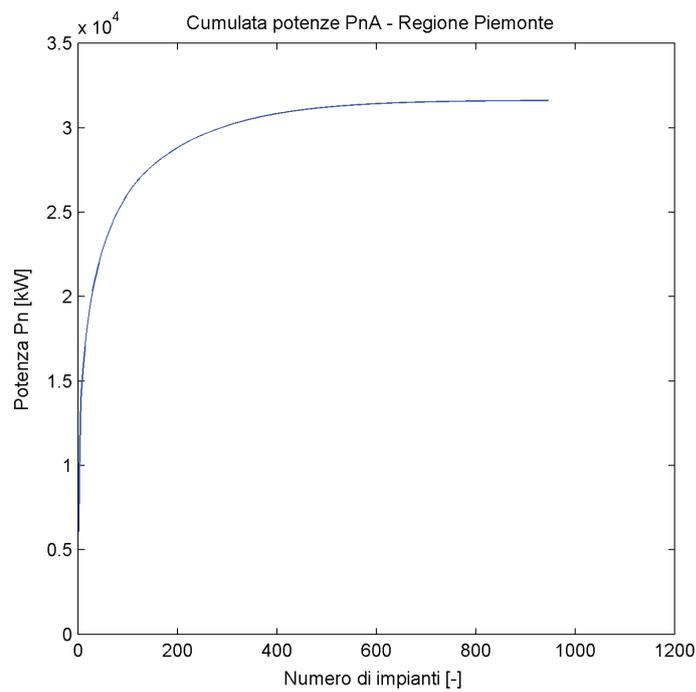


Figura 2.18. Cumulata di potenza degli impianti (definizione B – riepilogo casi q_D e q_A).

2.3.1 CONSIDERAZIONI SUI RISULTATI OTTENUTI

Osservando le figure è possibile giungere alle seguenti considerazioni:

- Secondo la definizione A, gli ATO 1 e 3 presentano il maggior numero di impianti con potenziale intrinseco superiore a 200kW (5 impianti); secondo la definizione B il numero maggiore di impianti (8) si rileva nell'ATO 1;
- Prescindendo dal valore di Pni, l'ATO 4 risulta essere l'ambito con il maggior numero di siti potenzialmente idonei pari a 285 e 354 rispettivamente per la definizione A e la definizione B;
- L'ATO 3 risulta possedere il potenziale intrinseco globale maggiore, pari a 9MW e 15MW rispettivamente per la definizione A e la definizione B; tale valore, di una considerevole entità, è in parte spiegabile con la presenza dei seguenti impianti (definizione A):

Tabella 2.8. Impianti superiori con potenziale maggiore di 500 kW

<i>cod_imp</i>	<i>Comune</i>	<i>Istat</i>	<i>Pni (kW)</i>	<i>Qimp (l/s)</i>	<i>Himp (m)</i>
300101	Venaria	001292	3228.25	222.50	1479
319401	Lanzo Torinese	001016	1450.65	175.00	845

A titolo di esempio si riporta in Figura 2.19la configurazione dell'impianto 300101, il quale è contraddistinto da un'unica sorgente (300101001) ubicata nella piana di Balme in Val di Ala; la sua portata media risulta pari 222.5 l/s. La quota molto alta fa sì che il dislivello tra sorgente e serbatoio di linea (300101002) più depresso sia piuttosto elevato (1479m) portando, nella definizione A, ad un potenziale intrinseco pari a 3228 kW. Analoga situazione si verifica per la definizione B, dove il salto risulta pari a 1502 m in virtù della minor quota del punto di valle per la sua valutazione. Anche il valore elevato per l'impianto 319401, situato in Val Grande, è spiegabile con il notevole dislivello e con i valori cospicui di portata sorgentizia che vanno ad alimentarlo;

- in tutti i casi analoghi ai due casi precedenti, dove dislivelli e/o le portate sono cospicui, i valori del potenziale intrinseco possono verosimilmente essere sensibilmente più elevati rispetto ai valori di potenziale effettivo lordo derivanti dalle effettive installazioni. Questo dipende dal fatto che l'effettiva installazione di una o più centraline idroelettriche deve ovviamente interfacciarsi con le reale configurazione dell'impianto relativamente a

eventuali derivazioni, interconnessioni con altre reti contigue, distribuzioni che avvengono lungo la rete di adduzione. Il caso di valutazione potenziale intrinseca ovviamente si astrae da quelle che sono le reali condizioni impiantistiche, andando a considerare solamente i punti sorgenti e il punto finale, unico per ogni impianto;

- per gli ATO 1, ATO 3 e ATO 6, gli impianti si distribuiscono equamente nell'intervallo tra 5 e 500 kW di Potenziale Intrinseco, mentre per gli ATO 2 e ATO4 si osserva una maggiore frequenza degli impianti nel range tra 5 e 100kW;
- a livello regionale sono stati individuati 827 e 946 siti con potenziale intrinseco maggiore di zero rispettivamente utilizzando la definizione A e B, considerando unicamente le valutazioni di potenziale che utilizzano come valore di portata q_D e q_A .; le potenze globali risultano essere pari a 21364kW per la definizione A e 31616 kW per la definizione B.

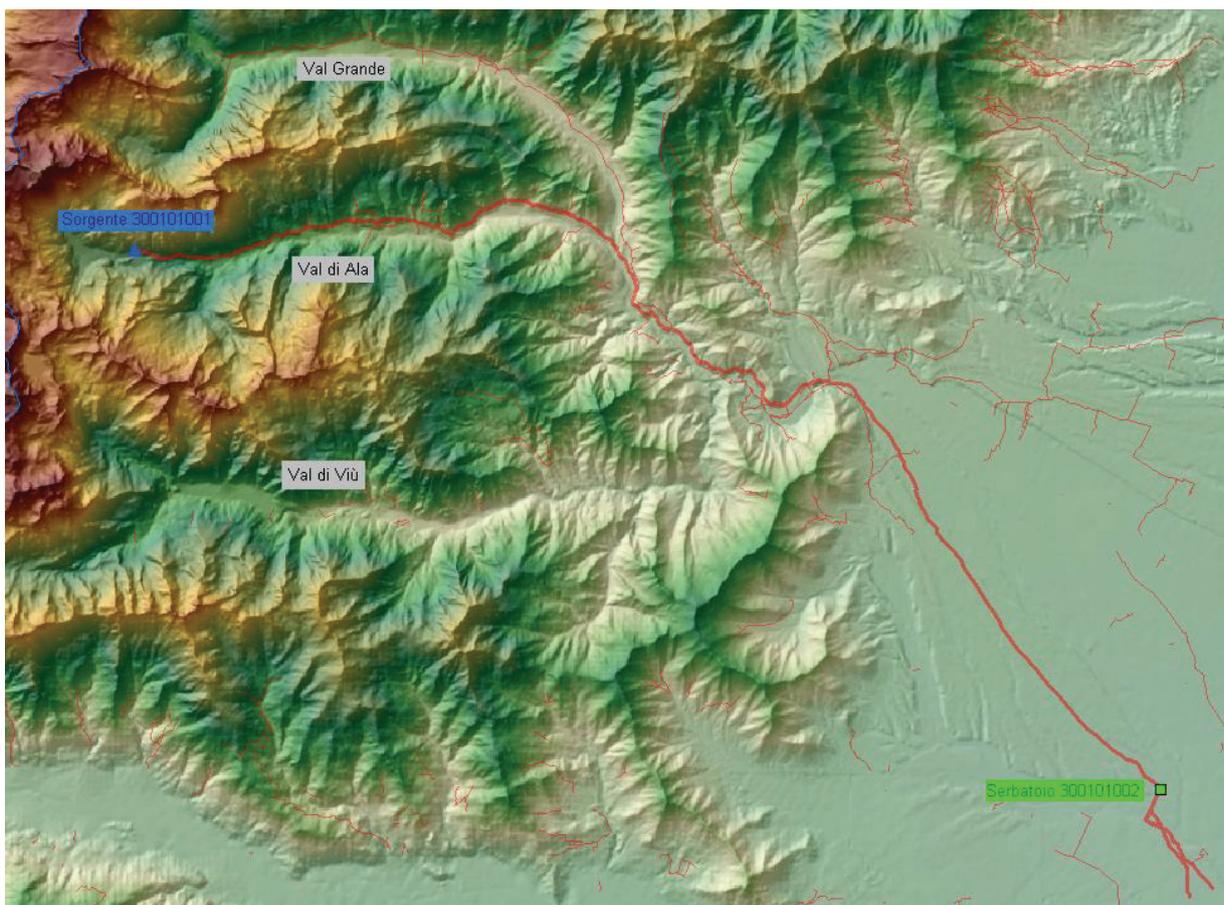


Figura 2.19. Impianto 300101 (linea più marcata), sorgente 300101001 (triangolo) e serbatoio 300101002 (quadrato) usati per la definizione del potenziale intrinseco in accordo alla definizione A.

3 LE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE: LA NORMATIVA DI SETTORE

Lo sviluppo delle energie rinnovabili è sempre stato un obiettivo centrale della politica europea nel campo energetico e della sostenibilità ambientale. I miglioramenti tecnologici per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili da un lato, ed il concomitante aumento dei prezzi delle fonti tradizionali dall'altro, hanno ridotto, se non addirittura eliminato, quello che un tempo era il principale fattore penalizzante delle fonti rinnovabili, vale a dire gli alti costi di generazione.

Il significativo aumento dei prezzi del petrolio a partire dal 2000, da valori attorno ai 30 dollari/barile ai recenti picchi largamente superiori a 100 dollari/barile, ha contribuito ad aumentare significativamente tutti i costi legati alla generazione da fonti fossili tradizionali, diminuendo ulteriormente il distacco con le fonti rinnovabili. Gli elevati prezzi del petrolio sono destinati probabilmente a perdurare, mentre in Europa l'avvio del mercato dei permessi di emissione di CO₂ ha anche aggiunto alla produzione elettrica da fonti fossili ulteriori costi.

Per questi motivi, la normativa riguardante le fonti di energia rinnovabile, i relativi impianti di produzione ed i sistemi di incentivazione è piuttosto recente, con un incremento nel numero di decreti ad esso riferiti in continuo aumento dal 2000 ad oggi.

La prima spinta alla diffusione delle fonti rinnovabili si ha nella seconda metà degli anni '90 con il *Libro Bianco - energia per il futuro – FER (Fonti Energia Rinnovabili)*, in cui si ricorda che “...L'Unione europea ha riconosciuto l'urgente necessità di affrontare la questione del cambiamento climatico e ha adottato per i paesi industrializzati una posizione di negoziato per una riduzione del 15% entro il 2010, rispetto al livello 1990, delle emissioni dei gas ad effetto serra. Per facilitare il raggiungimento da parte degli Stati membri di questo obiettivo, la Commissione nella sua comunicazione sul cambiamento climatico ha individuato una serie di azioni energetiche per le Rinnovabili...”.

La prima normativa europea in materia di fonti rinnovabili è rappresentata dalla Direttiva 2001/77/CE nella quale viene posto l'obiettivo di produzione da FER al 2010

pari al 22% del consumo globale di elettricità nel mercato europeo. Gli obiettivi principali della Direttiva sono:

- protezione dell'ambiente in accordo con il Protocollo di Kyoto;
- riduzione della dipendenza dalle importazioni di energia elettrica da paesi politicamente instabili;
- sviluppo economico tramite la creazione di nuovi posti di lavoro.

In seguito, l'Unione Europea è intervenuta in materia energetica attraverso le politiche economiche di libero mercato e le politiche ambientali. Le prime hanno attivato i processi di privatizzazione e liberalizzazione, in particolare con la Direttiva n. 96/92/CE del 19 dicembre 1996 per quanto concerne il settore elettrico, e con la Direttiva n. 98/30/CE del 28 giugno 1998, per quello del gas. Le seconde, invece, hanno permesso di accelerare il processo di promozione e diffusione delle fonti rinnovabili ed hanno rappresentato un forte fattore di controllo della domanda, in seguito ai limiti/requisiti imposti in termini di efficienza e risparmio energetico, qualità dei carburanti, limiti alle emissioni di gas inquinanti e di gas serra (Protocollo di Kyoto).

In Italia il primo intervento in materia di fonti di energia rinnovabili è rappresentato dall'adozione dei piani energetici del 1981 e del 1988. In particolare in seguito al Piano Energetico Nazionale del 1988 sono state emanate due leggi, la 9 e la 10 del 1999. La prima ha di fatto introdotto una parziale liberalizzazione nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, mentre la seconda si è fatta promotrice di una maggiore sensibilità ambientale nella produzione e nei consumi di energia elettrica.

In attuazione delle suddette leggi, è stato successivamente emanato il noto provvedimento CIP6 del 20/04/1992 contenente le condizioni tecniche per l'ammissibilità alla produzione da fonti rinnovabili ed i prezzi di cessione dell'energia elettrica.

Nel presente capitolo sono forniti gli elementi per tracciare il percorso seguito in ambito italiano dalla normativa relativa alle fonti di energia rinnovabile, in particolare per quanto riguarda il sistema di incentivazione degli impianti. Essendo gli incentivi di notevole entità, uno studio di fattibilità deve necessariamente tenerne conto.

3.1 IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO PRIMA DEL 31 DICEMBRE 2007

3.1.1 I SISTEMI DI INCENTIVAZIONE IN VIGORE FINO AL 31 DICEMBRE 2007

Il quadro normativo complessivo

In Italia i primi provvedimenti adottati per incentivare le fonti rinnovabili sono stati introdotti dalle **leggi 9 e 10 del 1991**: in particolare, tali atti cogenti hanno posto l'obbligo alle Regioni e alle Pubbliche Amministrazioni locali di predisporre dei Piani Regionali e Provinciali relativi all'utilizzo delle fonti rinnovabili e prevedendo specifici incentivi in conto capitale.

Parallelamente a tali provvedimenti, sempre in accordo alle suddette leggi, è stata emanata la **delibera CIP 6 del 26 aprile 1992** che ha stabilito i prezzi di vendita dell'energia per gli impianti qualificati CIP 6 di nuova realizzazione, fornendo conseguentemente incentivi in conto energia.

Il **Decreto 79/1999 (decreto "Bersani)** ha introdotto un'ulteriore forma di incentivazione rappresentata dal meccanismo dei Certificati Verdi (art. 11), in seguito indicati come CV. L'obbligo per i produttori ed importatori non è assoluto, nel senso che produttori ed importatori non devono produrre in proprio l'energia elettrica da fonti rinnovabili e, in questo senso, i CV consentono l'ottemperanza alle prescrizioni suddette, essendo titoli negoziabili attestanti la produzione di energia verde.

Il decreto che definisce gli aspetti tecnici ed operativi del meccanismo dei CV è il **Decreto Ministeriale 11 novembre 1999**. Per ulteriori dettagli si rimanda al paragrafo successivo nel quale si presenta un confronto tra il CIP6 e i CV.

Il **Decreto Ministeriale 18 marzo 2002** introduce alcune modifiche ed integrazioni al precedente decreto, colmando alcuni vuoti normativi.

Il **Decreto MAP (oggi MiSE) del 14 marzo 2003** ha sancito l'avvio della piattaforma di negoziazione dei CV predisposta dal Gestore del Mercato Elettrico (GME)

Il **Decreto Lgs. 387/2003 del 29/12/2003** che recepisce della Direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, stabilisce un incremento annuale dello 0,35% nel periodo 2004-2006 rispetto al 2% iniziale relativamente alla quota di

immissione sul mercato di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili. Il decreto introduce la possibilità dello scambio sul posto (art. 6) per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW.

La **legge 23 agosto 2004 n. 239 (legge “Marzano”)** introduce alcune modifiche ai precedenti atti legislativi; in particolare il comma 87 modifica la taglia minima dei CV, abbassandola da 100 MWh a **50 MWh**. Facendo valere il criterio dell’arrotondamento commerciale, la minima produzione che può accedere ad un CV risulta essere di 26 MWh. Ne segue che una produzione compresa tra i 26 e i 76 MWh dà diritto ad 1 CV, mentre una produzione compresa tra i 76 e i 126 MWh dà diritto a 2 CV e così via.

Il **D.M. 24/10/05** “*Aggiornamento delle direttive per l’incentivazione dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell’articolo 11, comma 5, del D. Lgs. 16 marzo 1999, n. 79*” fornisce alcuni chiarimenti al sistema di incentivazione, con particolare riferimento ai CV, per quanto riguarda sia la modalità di rilascio (art. 5) sia di contrattazione (art.6).

Il **D. Lgs. del 3 aprile 2006 n. 152** “Norme in materia ambientale”: nell’art. 267 comma 4 lettera d) estende a tutte le tipologie di fonti che beneficiano del meccanismo dei CV il periodo di validità dei CV stessi a **12 anni**.

Il D.Lgs. n.79 del 16/3/1999: il “decreto Bersani”

L’attuazione della Direttiva 96/92/CE, relativa alle norme comuni per il mercato interno dell’energia, avviene con l’emanazione della **Legge 24 aprile 1998, n. 124**, recante le disposizioni per l’adempimento di obblighi derivanti dall’appartenenza dell’Italia alla Comunità europea, e del **Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79**, noto come decreto “Bersani”. Gli effetti di questo decreto hanno consentito l’apertura del mercato elettrico, che fin dalla nazionalizzazione del 1962 era di fatto monopolistico (cioè con il solo operatore nazionale ENEL, che poteva produrre e vendere energia elettrica agli utenti), ad altri operatori che diventano così concorrenti.

In merito alla produzione di energia elettrica, il decreto Bersani ha introdotto due importanti novità: ha imposto all’ENEL una soglia massima di produzione pari al 50% della produzione di energia elettrica in Italia ed ha posto l’obbligo allo stesso operatore di vendere parte della capacità di produzione ad altri soggetti, in modo da permettere la nascita di altri operatori elettrici.

Relativamente alla trasmissione ed alla distribuzione dell'energia il decreto ha imposto il regime di monopolio per la gestione della rete tramite due azioni. Da un lato ha portato alla creazione di una società proprietaria della concessione delle infrastrutture della rete, prima di proprietà di ENEL. Da un altro lato ha previsto la creazione di un ente pubblico, denominato Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), per la gestione operativa di tale rete.

Il 31 maggio 1999, in base a quanto previsto dal decreto, si è attuata una divisione societaria di una parte della rete di trasmissione di proprietà dell'operatore monopolistico a favore di una nuova società denominata TERNA, che ne ha assunto la gestione. La proprietà della rete è rimasta in mano a ENEL fino al giugno 2004 quando più del 50% del pacchetto azionario è passato a TERNA. La completa indipendenza di TERNA da ENEL ha fatto venir meno la necessità di una gestione terza della rete, consentendo il riassorbimento delle competenze del GRTN da parte di TERNA che di fatto è diventata concessionaria e gestore della rete. Dopo tale trasformazione, avvenuta nel 2005, il GRTN ha cambiato denominazione in Gestore Servizi Elettrici, GSE con il compito principale di promuovere ed incentivare le fonti rinnovabili.

La fase della distribuzione è costituita dal trasporto e dalla consegna dell'energia elettrica agli utenti a basse e medie tensioni. Il decreto ha assegnato a tale fase la caratteristica di monopolio locale, affidando al distributore di energia elettrica locale il compito di svolgere tale servizio. Le tariffe di distribuzione sono determinate per legge.

Il decreto ha introdotto anche la possibilità, per i clienti idonei, ossia clienti con consumi oltre una determinata soglia, di poter scegliere da chi acquistare l'energia elettrica. La soglia prevista dal decreto Bersani era pari a 30 GWh/anno. Nel 2000 tale soglia è stata ridotta a 20 GWh/anno per arrivare a 9 GWh/anno nel 2002. Dal 1 gennaio 2004 la fascia di clienti idonei è stata allargata a tutti i possessori di partita IVA. Con il Decreto Legge del 18 giugno 2007 n. 73, è stata abbattuta l'ultima barriera alla liberalizzazione aprendo il mercato libero dell'energia anche alle utenze domestiche.

Nell'arco di tempo compreso tra il 1 gennaio 2000 e il 1 luglio 2007 gli utenti di energia elettrica in Italia sono stati divisi in due grossi gruppi, di consistenza mutevole con il procedere delle liberalizzazioni: i clienti idonei, quelli che cioè potevano acquistare energia elettrica sul libero mercato, ed i clienti vincolati.

Con la mancanza di un monopolista si è reso necessario istituire una società denominata Acquirente Unico (AU) la quale ha il compito di fornire elettricità ai clienti vincolati, acquistandola dalla pluralità di operatori produttori alle condizioni più favorevoli e cedendola alle imprese distributrici.

Il Decreto ha previsto due modalità di vendita dell'energia elettrica:

- contratti bilaterali, realizzati direttamente tra il venditore e il compratore;
- contrattazione nella Borsa Elettrica, realizzata tra il venditore ed il compratore attraverso una piattaforma telematica.

Dal punto di vista della promozione delle fonti rinnovabili, il decreto ha introdotto per i grandi produttori l'obbligo di immettere ogni anno in rete una percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 2% dell'energia prodotta o importata nell'anno precedente, valutata sulla parte eccedente i 100 GWh annui. Parallelamente a tale obbligo è stato introdotto il meccanismo dei Certificati Verdi (CV) di seguito più dettagliatamente descritto.

Il sistema CIP6 ed il meccanismo dei Certificati Verdi

Il sistema CIP6.

Fino all'entrata in vigore del Decreto Bersani (D.M. 79/99), il principale strumento legislativo per la promozione delle fonti rinnovabili è stato rappresentato dalla Delibera n. 6 del 29 aprile 1992 del Comitato Interministeriale Prezzi (CIP). Tramite tale delibera sono stati fissati i prezzi relativi alla cessione, al vettoriamento ed alla produzione di energia e sono stati stabiliti i parametri per lo scambio dell'energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili o assimilate.

Il sistema introdotto aveva l'obiettivo di consentire il recupero del capitale investito per la realizzazione degli impianti da fonti rinnovabili o assimilate, tramite contributi incentivanti, valutati sulla base di parametri legati alla tipologia dell'impianto. In tal modo si voleva favorire le tecnologie eco-compatibili e quelle non ancora competitive in termini di produzione.

I prezzi di cessione dell'energia elettrica, in base al provvedimento, vengono valutati secondo il criterio del costo evitato all'ENEL. Tale costo è composto da una serie di voci quali il costo di impianto, di esercizio, di manutenzione, spese generali e costo

della fonte fossile. Nel prezzo di cessione, per i primi otto anni, era inclusa la componente incentivante legata ai maggiori costi dovuti alla tecnologia impiegata.

Le varie componenti del prezzo di cessione sono state aggiornate, come previsto dal provvedimento, sulla base dell'indice ISTAT dei prezzi al consumo e dell'andamento del prezzo del combustibile naturale.

Nel provvedimento CIP 6, come già anticipato, rientrano anche tutti gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti assimilate, vale a dire tutti gli impianti di cogenerazione, quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi e impianti, quelli che usano gli scarti di lavorazione e/o di processi, e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati. Questo, andando in parte contro la filosofia di incentivazione e promozione delle fonti rinnovabili "pulite", ha scaturito diverse polemiche che hanno indotto all'eliminazione, nelle recenti normative di incentivazione, delle fonti cosiddette assimilate.

Nel 2004 il GSE ha ritirato una quantità di energia elettrica prodotta da impianti incentivanti pari a 56,7 TWh, di cui 43,3 TWh da impianti alimentati da fonti assimilate e 13,4 TWh da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

I programmi legati al CIP 6 sono ad oggi in esaurimento, anche se esistono ancora impianti con qualifica CIP 6 in costruzione. Il D.M. 24/01/1997 ha sospeso l'applicazione del Provvedimento ai progetti rientrati in graduatoria entro il giugno 1995.

I costi dell'incentivazione CIP 6 vengono a gravare direttamente sui consumatori mediante maggiorazioni tariffarie (componente A3 della bolletta dell'energia elettrica).

Il meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi.

Come già anticipato, il meccanismo dei CV è stato introdotto dall'art. 11 del Decreto Legislativo n.79 del 1999, di recepimento della Direttiva 96/92/CE. Il nuovo meccanismo di incentivazione si basa su regole di mercato (market oriented) e, conseguentemente, risulta in linea con la filosofia di liberalizzazione introdotta dal corpus normativo del settore elettrico.

I CV sono titoli, emessi dal GSE, che attestano la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Ogni CV attesta la produzione di 50 MWh di energia elettrica ed ha una bancabilità pari a 2 anni. A partire dal 2002 gli operatori che hanno prodotto e/o importato nell'anno precedente energia da fonte convenzionale, sono obbligati ad immettere in rete una quota di energia "verde", cioè ricavata da fonti rinnovabili. Rispetto

all'incentivazione CIP 6, il CV è venduto separatamente dall'energia elettrica e i costi legati ai contributi gravano sui produttori e importatori di energia elettrica.

Uno schema generale di funzionamento del mercato dei CV è riassunto nella figura 1.1.

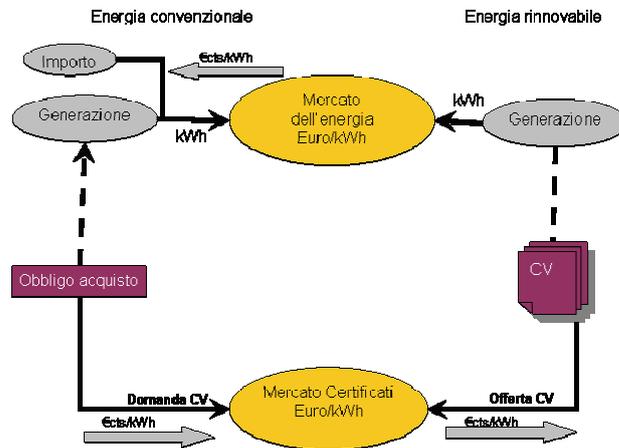


Figura 3.1: Schema di funzionamento del mercato dei CV.

I CV possono essere venduti e acquistati mediante contratti bilaterali o tramite piattaforma di negoziazione del GME (Gestore del Mercato Elettrico).

Nel primo caso, i titoli sono scambiati tra possessori di CV e produttori o importatori soggetti agli obblighi previsti dal decreto Bersani e successivi atti normativi. Le transazioni sono gestite dal GSE a seguito di due richieste di vendita e acquisto tra loro compatibili inviate da acquirente e venditore. Tutta la procedura avviene tramite apposite aree web che si trovano sul sito internet del GSE.

Nel secondo caso, tutte le contrattazioni avvengono attraverso la piattaforma del Mercato Elettrico e sono disciplinate dal D.M. 14/03/2003 contenente la “Disciplina del Mercato elettrico” in accordo all’art. 6 del D.M. “Bersani” n. 79 del 1999. L’accesso alla piattaforma per gli operatori avviene tramite sito web del Gestore del Mercato Elettrico (GME) dove possono essere inserite le proposte di vendita e acquisto dei CV in un apposito “book” di negoziazione organizzato dal GME. Tutte le proposte, caratterizzate da due valori, quantità e prezzo, vengono riorganizzate in due *merit order* secondo la priorità di prezzo, decrescente per le proposte di acquisto e crescente per quelle di vendita, e in caso di identità di prezzo in ordine temporale. Le transizioni avvengono con continuità tramite un meccanismo automatico che abbinava le proposte di acquisto a quelle di vendita di pari o maggiore importo e viceversa. L’abbinamento tra una proposta di

vendita ed una di acquisto si verifica in corrispondenza del prezzo legato alla proposta depositata per prima (pay as bid).

Sul fronte della Domanda i soggetti che sono interessati all'acquisto dei CV sono:

- I produttori che hanno prodotto più di 100 GWh/anno da fonti non rinnovabili, esclusi gli impianti riconosciuti "di cogenerazione";
- Gli importatori che hanno importato più di 100 GWh/anno, escluse le importazioni da fonti rinnovabili.

Sul fronte dell'Offerta i soggetti impegnati nella vendita dei CV sono:

- I produttori di energia da fonti rinnovabili i cui impianti sono entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999;
- Il Gestore del Servizio Elettrico GSE relativamente all'energia prodotta da sole fonti rinnovabili e acquistata da impianti CIP 6 entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999.

Il GSE è obbligato a vendere i propri CV a un prezzo imposto e reso noto agli operatori (prezzo di riferimento), che costituisce un price-cap (prezzo massimo) per il mercato dei CV. Questo impone al singolo produttore privato di vendere i propri CV ad un prezzo inferiore rispetto a quello di riferimento del GSE. La domanda residua, non coperta dalla vendita dei CV dei produttori privati, viene soddisfatta con i CV propri del GSE.

Il prezzo di riferimento dei CV del GSE viene fissato annualmente sulla base di quanto stabilito dall'art. 9 del D.M. 11/11/1999. In particolare il prezzo per l'anno di valutazione è dato dalla differenza tra il costo medio dell'energia CIP 6 (prodotta dai soli impianti a fonti rinnovabili che godono dell'incentivo) acquistata dal GSE nell'anno e il ricavo derivante dalla cessione della stessa energia CIP 6 nello stesso anno. I prezzi dei CV dall'anno 2002 di entrata in vigore al 2007 sono riportati in tabella 1.1. Il prezzo dei CV del GSE per il 2007 è risultato essere pari a: 13,749 €cent/kWh.

Il GSE può emettere CV:

- A **preventivo** per l'anno in corso e per l'anno successivo, sulla base della producibilità attesa (stimata) dell'impianto;
- A **consuntivo** per l'anno precedente, sulla base della dichiarazione di produzione presentata dal produttore all'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF).

Una volta emessi, i CV vengono depositati su di un “conto proprietà” aperto dal GSE a favore del produttore, assimilabile ad un conto corrente bancario elettronico, residente sul sistema informatico del GSE.

Tabella 3.1. Prezzo di riferimento del mercato dei CV.

Anno	Prezzo di riferimento (€/MWh)
2002	84,18
2003	82,40
2004	97,39
2005	108,92
2006	125,28
2007	137,49

I produttori e gli importatori hanno l’obbligo di comunicare entro il 31 marzo di ogni anno, mediante autocertificazione, il valore dell’energia prodotta od importata da fonti non rinnovabili riferita all’anno precedente. Il GSE successivamente effettua il calcolo del numero di CV che devono essere acquistati dal produttore/importatore applicando il 2% sul valore dichiarato e una franchigia pari a 100 GWh annui.

Sempre entro il 31 marzo coloro che sono soggetti all’obbligo devono consegnare i CV acquistati sul mercato dei CV che vengono “annullati” dal GSE. Entro il 30 aprile il GSE effettua la verifica tra numero di CV dovuti e numero di CV consegnati. In caso di esito negativo il produttore/importatore ha tempo fino al 30 maggio per adempiere agli obblighi di legge senza incorrere in sanzioni.

3.1.2 LE PROCEDURE AUTORIZZATIVE PRECEDENTI LA REALIZZAZIONE DELL’OPERA

Per la realizzazione di impianti idroelettrici su acquedotto e per poter beneficiare degli incentivi previsti per legge, è necessario ottemperare ad una serie di obblighi autorizzativi, di seguito elencati.

Concessione per la derivazione di acqua ad uso idroelettrico

La domanda per la concessione per la derivazione di acqua ad uso idroelettrico va inoltrata alla Regione interessata attraverso il suo ufficio del Genio Civile, corredata dal progetto dell’impianto.

Le centraline idroelettriche, oggetto di analisi nella presente guida, vengono ad essere installate su impianti acquedottistici esistenti che hanno già una concessione di uso potabile dell'acqua. La nuova configurazione prevista da simili installazioni implica un uso promiscuo della risorsa idrica poichè viene ad aggiungersi un utilizzo a scopo idroelettrico. Alla stregua di quanto previsto per l'idroelettrico tradizionale, occorre anche in questi casi ottemperare agli obblighi di autorizzazione e concessione per tale uso.

Relativamente alle modalità per l'ottenimento della concessione di utilizzo dell'acqua per la Regione Piemonte, l'atto di riferimento è la Legge Regionale 29 dicembre 2000, n. 6, il cui regolamento è contenuto nel Decreto del Presidente della Giunta Regionale 29 luglio 2003, n. 10/R, Regolamento regionale recante: "Disciplina dei procedimenti di concessione di derivazione di acqua pubblica (Legge regionale 29 dicembre 2000, n. 61)". Nel caso in esame, l'uso primario dell'acqua è quello potabile, punto g) articolo 3 comma 1 del D.P.G.R. n. 10/R del 2003 e l'ulteriore utilizzo, in caso di installazione idroelettrica, è quello energetico, punto d) dell'art. 3 comma 1.

Nel caso di rete acquedottistica da realizzare ex novo con contestuale installazione di centralina, è necessario presentare domanda congiunta di concessione per uso promiscuo potabile ed energetico della risorsa idrica. Il canone annuo dovuto è, ad oggi, stabilito dal Regolamento regionale 10 ottobre 2005, n. 6/R. "Regolamento regionale recante: Misura dei canoni regionali per l'uso di acqua pubblica (Legge regionale 5 agosto 2002, n. 20) e modifiche al regolamento regionale 6 dicembre 2004, n. 15/R (Disciplina dei canoni regionali per l'uso di acqua pubblica)".

Tale regolamento, oltre a fissare gli importi annuali da versare all'amministrazione regionale, prevede che (art. 7 comma 1), nei casi di uso promiscuo, tra i corrispettivi legati ai diversi usi della risorsa sia dovuto solamente quello più elevato.

Per ulteriori dettagli si rimanda al testo normativo.

Nel caso in cui non sia già stata rilasciata una concessione per la derivazione dell'acqua per uso potabile occorre richiedere anche tale concessione. La richiesta di concessione preferenziale va presentata all'ufficio competente della Provincia del territorio interessato dall'intervento.

Valutazione di Impatto ambientale

Rientra tra i documenti previsti in fase di progettazione in base a quanto previsto dal D.P.R. 554 del 1999.

Valutazione di incidenza ambientale

Tale procedimento è obbligatorio per qualsiasi progetto che possa avere incidenze significative su un sito o proposto sito della *rete Natura 2000 (SIC, Siti d'Interesse Comunitario, ZPS, Zone Protezione Speciale)*, singolarmente o congiuntamente ad altri piani o progetti, e tenuto conto degli obiettivi di conservazione del sito stesso. In ambito nazionale, la valutazione d'incidenza viene disciplinata dall'art. 6 del **D.P.R. 12 marzo 2003**.

Autorizzazione paesaggistica e nulla osta ente di gestione area protetta

Nel caso in cui le opere in progetto ricadano all'interno di zone sottoposte a tutela e a vincoli di tipo ambientale, in base a quanto previsto dal Piano Territoriale Regionale e dal Piano Regolatore di competenza, è fatto obbligo di presentare una copia del progetto all'ufficio di competenza della Soprintendenza per i Beni Ambientali.

Parere antincendio VV.FF.

In base a quanto previsto dalla **Legge 26/7/1965 n 966**, del **D.P.R. 29/7/1982 n.577** e del **D.P.R. 12/1/1998 n. 37**, occorre sottoporre il progetto a parere antincendio del VV.FF. a cui seguirà il certificato di prevenzione incendi una volta ultimato l'impianto e dopo sopralluogo effettuato dal comando provinciale dei VV.FF.

Comunicazione di intenti al Ministero delle Attività Produttive

Tale comunicazione si rende necessaria nel caso in cui si realizzi un impianto per la produzione di energia elettrica destinata alla vendita sul mercato.

Comunicazione di intenti al Distributore Elettrico Locale

Tale comunicazione serve per ottenere il nulla osta alla connessione alla rete elettrica. In ogni caso, ad eccezione degli impianti stand-alone che risulteranno scollegati dalla rete, occorre comunicare l'intento di produrre energia elettrica al Distributore Elettrico Locale.

Comunicazione di intenti all'Ufficio Tecnico di Finanza (U.T.F.)

Tale comunicazione si rende necessaria nei casi in cui è necessario in seguito presentare denuncia all'U.T.F.

Domanda al Corpo Forestale dello Stato

La domanda al Corpo Forestale dello Stato deve essere fatta nel caso in cui il progetto preveda lavori interferenti con aree di competenza dello stesso. Nel caso in cui le opere in progetto ricadano all'interno di zone di competenza del Corpo Forestale, così come previsto dal Piano Territoriale Regionale e dal Piano Regolatore di competenza, può essere fatto obbligo di presentare una copia del progetto all'ufficio di competenza del Corpo Forestale.

Domanda di rilascio del Permesso di Costruire e D.I.A.

Così come previsto dal D.Lgs. n.380 del 2001, nel caso in cui il progetto preveda la costruzione di nuove strutture edilizie, è necessario presentare domanda per ottenere il Permesso di Costruire da parte del Comune di competenza. Nei casi previsti dal suddetto decreto è possibile presentare Denuncia di Inizio Attività al posto del Permesso di Costruire. Per ulteriori dettagli si rimanda al testo normativo.

3.1.3 LE PROCEDURE AUTORIZZATIVE SUCCESSIVE ALLA REALIZZAZIONE DELL'OPERA

Ultimato l'impianto occorrerà procedere alla presentazione di ulteriori documenti, elencati nel seguito.

Denuncia all'U.T.F. per potenze nominali superiori ai 20 kW

In base a quanto previsto dalla **Legge n.133 del 1999 (art. 10 c. 7)** gli impianti con potenza nominale fino a 20 kW non sono considerati officine elettriche e, conseguentemente, non sono soggetti a regime fiscale derivante da denuncia all'U.T.F., così come previsto dall'art. 53 c. 1, del Testo Unico approvato con **D.Lgs. 26 ottobre 1995, n. 504**. La Licenza U.T.F. contiene le dichiarazioni bimestrali dell'energia prodotta ai fini della corresponsione delle relative imposte.

Certificato di Collaudo dell'opera

Relativamente alle strutture occorre procedere al collaudo statico delle stesse, così come previsto dall'art. 7 della **Legge n.1086 del 1971**.

Oltre al collaudo statico, occorre realizzare il collaudo idraulico dell'impianto ed il collaudo dell'impianto elettrico, così come previsto dalla **Legge n.46 del 1990**.

Qualifica I.A.F.R.

Per ottenere il diritto di emissione dei CV, gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabili devono ottenere la qualifica I.A.F.R. (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili) da parte del GSE.

Per gli impianti in esercizio si deve presentare:

- Relazione Tecnica di Riconoscimento (RTR) dell'impianto e dell'intervento effettuato;
- Denuncia UTF di apertura dell'officina elettrica;
- Documentazione autorizzativa.

Per gli impianti in progetto si deve presentare:

- Relazione Tecnica di Riconoscimento (RTR) dell'impianto e dell'intervento effettuato;
- Progetto definitivo dell'intervento / progetto preliminare (per impianti con autorizzazione unica di cui all'art. 12 del D.Lgs. n.387/2003);
- Documentazione autorizzativa / copia della richiesta di autorizzazione unica di cui all'art. 12 del D.Lgs. n.387/2003.

Imposte di legge.

L'esercizio di impianti da fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 KW, anche collegati alla rete, non e' soggetto agli obblighi di cui all'art.53 c.1 del testo unico approvato con D.Lgs. n.504 del 26 ottobre 1995. L'energia consumata, sia autoprodotta che ricevuta in conto scambio, non e' sottoposta all'imposta erariale ed alle relative addizionali sull'energia elettrica, mentre negli altri casi occorre ottemperare al pagamento delle imposte erariali quali, ad esempio, l'IRPEG e l'IRAP.

3.1.4 MODALITÀ DI CONNESSIONE DEGLI IMPIANTI FER ALLE RETI

La connessione di impianti alimentati da Fonti di Energie Rinnovabili alle reti elettriche esistenti è regolamentata dalla **Delibera 89/07** della Autorità per l'Energia

Elettrica ed il Gas, AEEG. Tale documento definisce le procedure e le condizioni tecnico-economiche per la connessione alle reti elettriche.

La richiesta di connessione va presentata nei casi di impianti di produzione di nuova realizzazione o oggetto di interventi che comportino un aumento della potenza di generazione installata. In questi casi il soggetto responsabile della connessione deve presentare all'impresa distributrice competente una richiesta di nuova connessione, ovvero di valutazione di adeguamento della connessione esistente.

La richiesta deve comprendere le seguenti informazioni:

- Potenza complessivamente richiesta per la connessione in immissione;
- Potenza nominale dell'impianto di produzione;
- Fonte primaria utilizzata per la produzione di energia elettrica;
- Documentazione progettuale redatta secondo norma CEI 0-2 (Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici);
- Eventuali esigenze tecniche dell'utente della rete che possono influire sulla definizione della soluzione per la connessione;
- Eventuale decisione di avvalersi delle condizioni di ritiro dell'energia elettrica di cui all'art. 13, c. 3 e 4, del D.Lgs n. 387/03, e al c. 41 della Legge n. 239/04;
- Eventuale decisione di avvalersi del servizio di scambio sul posto.

Per la connessione l'impresa distributrice ne deve presentare il preventivo entro 20 giorni lavorativi dalla presentazione della domanda, di validità non inferiore a 3 mesi.

Entro 30 giorni lavorativi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo da parte del soggetto responsabile della connessione, l'impresa distributrice è tenuta a presentare le richieste di autorizzazione eventualmente necessarie per la realizzazione degli interventi in capo alla medesima impresa distributrice.

Nel caso di:

- Lavori semplici, il tempo di realizzazione della connessione è pari, al massimo, a 30 giorni lavorativi;
- Lavori complessi, il tempo di realizzazione della connessione è pari, al massimo, a 120 giorni lavorativi.

Nel caso di richieste di connessione riguardanti impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili i corrispettivi per la connessione sono attribuiti in misura pari al:

- 50% a carico del soggetto responsabile della connessione;
- 50% a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'art. 59 c. 59.1 lettera b) del Testo Integrato AEEG.

I contributi di connessione a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate sono versati dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico alle imprese distributrici su base semestrale.

3.1.5 MODALITÀ DI CESSIONE DELL'ENERGIA

D.Lgs. 387/2003 e delibera 28/06: lo scambio sul posto

L'art. 6 del D.Lgs. n. 387/2003 prevede per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW la modalità di scambio sul posto (net metering), disciplinata dalla Delibera 28/06 AEEG, che sostituisce ogni altro adempimento, a carico dei soggetti che realizzano gli impianti, connesso all'accesso e all'utilizzo della rete elettrica. La Delibera 28/06 riporta le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto.

I soggetti che si avvalgono dello scambio sul posto sono soggetti che, mediamente, su base annua, presentano un prelievo complessivo di energia elettrica superiore rispetto alle immissioni.

Lo scambio sul posto è definito nel seguente modo: *“servizio erogato dal gestore che opera un saldo annuo tra l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di $P < 20$ kW e l'energia elettrica prelevata dalla rete”*.

La Delibera 28/06 prevede alcune importanti semplificazioni e, tra queste, vi è l'esenzione per i produttori che si avvalgono dello scambio sul posto dal dovere versare una serie di corrispettivi, quali quello relativo al servizio di trasmissione e al servizio di misura nei punti di immissione. I produttori non sono inoltre tenuti alla stipula del contratto di dispacciamento.

I produttori che possono avvalersi della modalità di scambio sul posto stipulano un contratto con il gestore, nonché distributore.

Il servizio di misura dell'energia viene affidato in toto al gestore contraente che diviene unico responsabile di installazione, manutenzione, rilevazione e registrazione di tutte le misure di immissione e prelievi di energia elettrica.

Il servizio di scambio sul posto si basa sul calcolo del saldo di energia. Esso può essere valutato in due modi:

- Saldo annuo: l'energia elettrica immessa e quella prelevata si compensano tra loro sulla base dell'anno, indipendentemente dalle fasce orarie in cui l'energia elettrica viene immessa e prelevata;
- Saldo annuo per fasce: l'energia elettrica immessa e quella prelevata si compensano tra di loro sulla base dell'anno in ciascuna fascia oraria. Questa modalità può essere scelta solo se il misuratore è in grado di effettuare rilevazioni per ciascuna fascia oraria.

Il saldo annuo può risultare diverso da zero: se esso risulta maggiore (energia immessa superiore a quella consumata), esso si trasforma in un credito per compensare eventuali saldi negativi. La compensazione è fatta su base triennale, al termine della quale gli eventuali crediti residui vengono in ogni caso azzerati.

Delibera AEEG 34/05: tariffe per la cessione di energia elettrica ai gestori

La Delibera AEEG 34/05 e successive modifiche e integrazioni, stabilisce le modalità ed i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta ai gestori della rete ai sensi dell'art. 13 c. 3 e 4 del D.Lgs. 387/03 e dell'art. 41 della Legge n.239/04. La norma si applica agli impianti di produzione da energia rinnovabile con potenza fino a 10MVA. L'energia prodotta in questi casi, in seguito alla richiesta del produttore, deve essere obbligatoriamente ritirata dal gestore della rete cui l'impianto è connesso o dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

La Delibera AEEG 34/05 riconosce ai produttori che si avvalgono delle modalità da essa previste, il prezzo di vendita dell'energia definito dall'art.30, c. 30.1 lettera a) del **Testo Integrato** (Allegato A della Delibera AEEG 5/04).

Il produttore, dietro esplicita richiesta nella fase di stipula della convenzione, così come allegata alla Delibera AEEG 165/05, può richiedere un prezzo unico indifferenziato per fasce orarie. In particolare, per impianti con potenza fino a 1 MW vengono

riconosciuti prezzi minimi garantiti per scaglioni progressivi di produzione, così come riportati nella tabella 1.2. I prezzi sono aggiornati al 07/02/2007.

Nella tabella 1.3 si riportano a titolo di esempio i prezzi di cessione dell'energia elettrica per il mese di agosto 2007 ai sensi dell'art 30 del Testo Integrato (Delibera AEEG 5/04). Tali prezzi vengono aggiornati mensilmente e sono reperibili sul sito internet dell'Acquirente Unico (www.acquirenteunico.it).

Tabella 3.2. Prezzi minimi garantiti in funzione della energia annua prodotta (Delibera AEEG 34/05).

Produzione	Prezzo riconosciuto
fino a 500'000 kWh annui	96,40 €/MWh
da oltre 500'000 fino a 1'000'000 di kWh annui	81,20 €/MWh
da oltre 1'000'000 fino a 2'000'000 di kWh annui	71,00 €/MWh
Oltre i 2'000'000 di kWh annui	È riconosciuto il prezzo secondo l'art. 30 del Testo Integrale

Tabella 3.3. Prezzi di cessione dell'energia elettrica per fasce orarie.

Fasce orarie	Prezzo comma 30.1 a) €/kWh	Prezzo comma 30.1 b) €/kWh	Prezzo comma 30.1 c) €/kWh	Totale €/kWh
F1	9,1315	0,6411	0,0073	9,7799
F2	7,3487	0,6411	0,0073	7,9971
F3	4,67775	0,6411	0,0073	5,3259

Il prezzo di cessione è pari, in ciascuna delle fasce orarie F1, F2 e F3 di un mese, alla somma di tre componenti:

- La media, ponderata per le rispettive quantità di energia elettrica, dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente unico nelle ore comprese in detta fascia oraria (c. 30.1 a));
- Il costo unitario sostenuto dall'Acquirente Unico in qualità di utente del dispacciamento per il mercato vincolato nelle ore comprese in detta fascia oraria (c. 30.1 b));
- Il corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente Unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato (c. 30.1 c)).

Le tre fasce orarie sono definite con la Delibera 181/06:

- F1, ore di punta lun.-ven. dalle 8.00 alle 19.00
- F2, ore intermedie lun.-ven. dalle 7.00 alle 8.00 e dalle 19.00 alle 23.00 e sab. dalle 7.00 alle 23.00
- F3, ore fuori punta lun.-sab. dalle 23.00 alle 7.00 e domenica intera giornata.

3.2 IMPIANTI ENTRATI IN ESERCIZIO DOPO IL 1 GENNAIO 2008

3.2.1 IL NUOVO QUADRO NORMATIVO IN VIGORE DAL 1 GENNAIO 2008

Dal 1 gennaio 2008 sono entrate in vigore due disposizioni che in parte hanno modificato l'approccio al sistema di incentivazione e le condizioni economiche di riferimento per gli impianti alimentati da fonti da energia rinnovabile. Queste disposizioni sono state sancite tramite la Delibera 280/07 dell'AEEG, facente riferimento alla modalità di ritiro dedicato dell'energia, e la Legge 24 dicembre 2007 n.244, che costituisce la "Finanziaria" per l'anno 2008.

Restano comunque valide le prescrizioni esposte al paragrafo 2 del presente capitolo per quanto riguarda le procedure autorizzative, le connessioni di impianti FER alle reti e le Delibere ed i Decreti Legislativi precedentemente riportati salvo specifiche indicazioni.

La Delibera 280/07, infatti, tende a semplificare l'iter amministrativo per l'allaccio degli impianti di produzione alla rete, mentre la Finanziaria 2008 modifica in parte il sistema di incentivazione degli impianti alimentati da FER. Nel seguito sono comunque fornite le indicazioni necessarie a comprendere l'aggiornamento apportato da dette disposizioni agli impianti idroelettrici qui trattati.

Delibera AEEG 280/07: modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica

Il produttore di energia, ad eccezione delle convenzioni di cessione destinata pluriennali, può scegliere di cedere l'energia con due modalità:

- Al mercato, vendendo l'energia elettrica ad un cliente finale idoneo o grossista, tramite contrattazione bilaterale, oppure vendendola direttamente in borsa;
- **Ritiro dedicato:** il produttore può richiedere il ritiro dell'energia elettrica prodotta, ammesso che rientri nell'ambito di applicazione previsto dell'art.13, commi 3 e 4, del D.Lgs. n.387/03 e dal comma 41 della Legge n.239/04.

Dal 1 gennaio 2008, grazie all'entrata in vigore della Delibera 280/07, che recepisce la Direttiva 2003/54/CE (con la quale dal 1 luglio 2007 tutti i clienti hanno acquisito la qualifica di cliente idoneo), il ritiro dell'energia elettrica viene effettuato dal GSE. Poiché le imprese distributrici non svolgono più l'attività di commercializzazione dell'energia, si è stabilito che la funzione di ritiro fisico dell'energia elettrica, oltre alla funzioni di rilevazione e registrazione delle misure, venga affidata al gestore di rete.

In ottemperanza a quanto indicato, l'AEEG ha deciso di affidare al GSE il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori ed il sistema elettrico, diventando in questo modo la controparte commerciale dei produttori, provvedendo a collocare l'energia sul mercato.

Con la Delibera 280/07, chi accetta il ritiro dedicato, riconosce il GSE come utente del dispacciamento in immissione e come utente del trasporto. In questo modo, il GSE gestisce anche i rapporti con Terna e con le imprese distributrici applicando la regolazione vigente. Il GSE, tra l'altro, regola anche il ritiro commerciale e l'accesso alla rete dell'energia elettrica con i produttori applicando le semplificazioni proposte nel documento per la consultazione.

Lo scopo della modalità di ritiro dedicato è quello di fornire una semplificazione nella procedura di commercializzazione dell'energia prodotta, senza fornire nessuna forma di incentivazione.

In effetti, i produttori che accedono al ritiro dedicato stipulano una sola convenzione con il GSE, ottenendo una maggiore semplicità gestionale ed organizzativa rispetto alla precedente Delibera n.34/05. Tale convenzione comprende tutto tranne le connessioni e la misura (servizi che continuano ad essere erogati dalle imprese distributrici), oltre a non riguardare i prelievi di energia elettrica che continuano ad essere

regolati come avviene oggi (come ad esempio per lo scambio sul posto in cui si prevede un'immissione/prelievo di energia verso e dalla rete).

Accedendo alla modalità del ritiro dedicato, tramite questa unica convenzione, il GSE:

- Riconosce i prezzi definiti dall'AEEG per l'energia elettrica immessa in rete, maggiorandola delle perdite standard, valutate del 5,1% per allacciamenti in MT e del 10,8% in BT;
- Applica il CTR (un ricavo per il produttore) ed il corrispettivo di trasmissione (un costo per il produttore);
- Per i soli impianti di potenza nominale superiore a 50kW, applica i corrispettivi per il servizio di aggregazione delle misure delle immissioni;
- Per i soli impianti alimentati da fonti programmabili, applica i corrispettivi di sbilanciamento;
- Applica un corrispettivo pari allo 0,5% del controvalore dell'energia elettrica ritirata a copertura dei costi amministrativi, fino ad un massimo di 3500 euro all'anno per impianto.

I prezzi per il ritiro dell'energia

I prezzi per il ritiro dell'energia non sono stati sostanzialmente modificati dalla Delibera 280/07, permettendo al produttore di scegliere tra due modalità.

La prima modalità prevede che il ritiro dell'energia sia effettuato riconoscendo al produttore i prezzi zonalari orari, variabili in base alla zona in cui l'impianto è posizionato, avendo individuato sul territorio nazionale alcune macro-aree di riferimento, come emerge dall'esempio riportato in figura 1.2. Questi coincidono con i prezzi che il produttore otterrebbe se partecipasse direttamente al mercato. Tali prezzi non sono differenziati tra fonti rinnovabili, cogenerazione ad alto rendimento ed altro. Inoltre, non comportano oneri a carico della collettività in quanto coincidono i costi ed i ricavi del GSE.

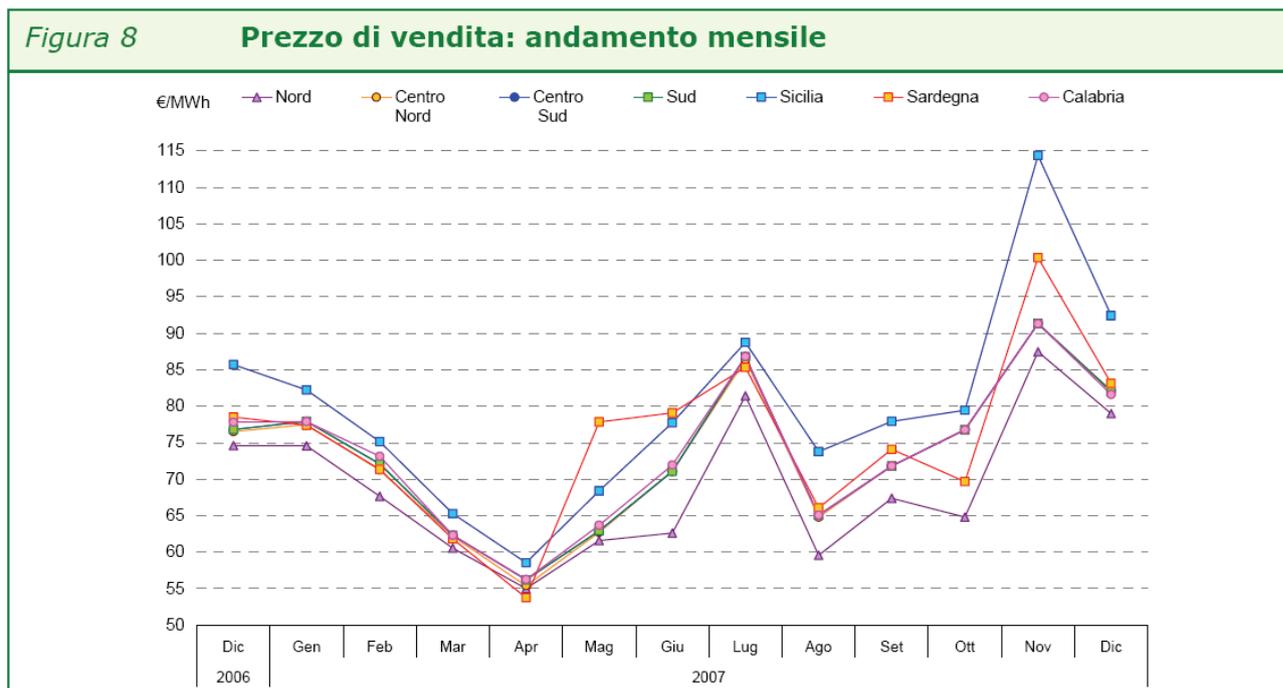


Figura 3.2: Andamento mensile del prezzo zonale di vendita (fonte: “Rapporto mensile sulle contrattazioni di borsa – Dicembre 2007”, www.mercatoelettrico.org).

In alternativa ai prezzi di mercato, in ottemperanza alla Legge 24 dicembre 2007 n.244, è possibile ottenere i prezzi minimi garantiti per i primi 2 milioni di kWh, ritirati da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1MW.

In base ai dati validi per il 2008, il GSE riconosce:

- Per i primi 500'000 kWh annui, 98,0 euro/MWh;
- Da 500'000 a 1'000'000 kWh annui, 82,6 euro/MWh;
- Da 1'000'000 a 2'000'000 kWh annui 72,2 euro/MWh;
- Oltre i 2'000'000 kWh annui, il prezzo zonale orario, valutato per la regione Piemonte in 69,0 euro/MWh.

Questi prezzi sono aggiornati applicando, su base annuale, ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat.

Nel caso in cui il prezzo di vendita dell'energia sul libero mercato sia maggiore dei valori indicati per i prezzi garantiti, con conguaglio annuale il GSE versa ai produttori la differenza.

Al momento della redazione della guida l'AEEG ha dichiarato di voler rivedere i prezzi minimi garantiti, ridefinendo per fonte di produzione il valore ed il numero dei scaglioni, mantenendo comunque la taglia massima pari a 1MW e la quantità massima di energia elettrica ammissibile a tali prezzi a 2GWh annui.

Corrispettivi di trasporto.

Nel caso di ritiro dedicato, il GSE riconosce ai produttori la componente CTR (rappresenta quindi un incasso), nel caso di impianti connessi in MT o BT, ricevendo la stessa componente dalle imprese distributrici. Il valore per il 2008 è di 0,326 c€/kWh per l'energia elettrica immessa, aumentata del 9,9% in BT e del 4,2% in MT.

I produttori sono comunque tenuti a versare al GSE il corrispettivo di trasmissione (rappresenta un costo), identificabile in una componente per il servizio di trasmissione, pari a 0,0256 c€/kWh nel 2008 per l'energia elettrica immessa. A sua volta il GSE versa questa componente a Terna.

Corrispettivi di aggregazione delle misure.

Per i soli impianti di potenza nominale elettrica superiore a 50 kW, il produttore riconosce al GSE i corrispettivi di aggregazione delle misure, per un importo pari a 11 euro al mese (valore del 2007). Il GSE riconosce questi corrispettivi a Terna per tutti gli impianti, anche di potenza fino a 50kW.

Corrispettivi di sbilanciamento per impianti alimentati da fonti programmabili.

La Delibera 280/07 permette anche la modalità di ritiro dedicato anche agli impianti alimentati da fonti programmabili, con i quali il produttore si impegna a fornire energia alla rete con modalità (fasce orarie di produzione e quantità) stabilite a priori, identificabili in un programma di immissione in rete di elettricità. In questi casi il GSE ribalta nei confronti dei produttori, titolari di questa tipologia di impianti, la quota onerosa degli sbilanciamenti afferente a ciascun punto di dispacciamento.

Il caso qui trattato di un impianto idroelettrico in cui la turbina è posizionata in asse alla condotta di adduzione dell'acquedotto è da ritenersi un impianto alimentato da fonte non programmabile. L'acqua in transito nella turbina alimenta anche l'acquedotto, imponendo che il suo funzionamento sia indipendente dalle esigenze produttive. E',

infatti, più plausibile che esso funzioni in continuo trattando sempre la massima quantità di acqua possibile, al limite sfiorando al serbatoio di valle la portata in eccesso.

La Legge 24 dicembre 2007 n.244: “Finanziaria 2008”

La Legge 24 Dicembre 2007, n. 244 “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato”, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 300 del 28 dicembre 2007, nel seguito indicata come “Finanziaria 2008”, prevede importanti novità nel panorama delle fonti rinnovabili, quali, per esempio, i commi dal 143 al 174 dell’art. 2 che introducono alcune modifiche sugli incentivi legati alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

La produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, a seguito di nuova costruzione, rifacimento o potenziamento, è incentivata con i meccanismi di cui ai commi da 144 a 154. Tale disposizione annulla di fatto, per i nuovi impianti, il precedente sistema.

Per gli impianti idroelettrici di taglia inferiore a 1 MW valgono i disposti del comma 145 e, in particolare, **per un periodo di 15 anni** e dietro esplicita richiesta, il produttore può vendere l’energia elettrica ad una tariffa onnicomprensiva di cui al comma indicato, che può essere variata ogni tre anni con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, assicurandone la congruità della remunerazione, al fine di incentivare lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili. Il valore al kWh riconosciuto è pari a 22 Eurocent.

Certificati Verdi.

La taglia dei CV, che continuano a valere per gli impianti già in esercizio al 31 dicembre 2007 e per gli impianti di potenza superiore a 1MW, viene ridotta a 1 MWh e vengono emessi dal GSE per ciascun impianto a produzione incentivata di cui al art. 2 c. 143 della “Finanziaria 2008”, in numero pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili moltiplicata per un coefficiente, riferito alla tipologia della fonte (1 per l’idroelettrico).

A partire dal 2008, i CV emessi dal GSE, ai sensi dell’art. 2 c. 3, del D.Lgs. n.79 del 16 marzo 1999, sono collocati sul mercato ad un prezzo, riferito al MWh elettrico, pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione in

180,00€ per MWh, ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica, definito dall'AEEG in attuazione dell'art. 13 c. 3, del D.Lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa AEEG entro il 31 gennaio di ogni anno a decorrere dal 2008.

Il prolungamento del periodo di diritto ai CV a 12 anni, di cui all'art. 267 c. 4, lettera d), del D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006, si applica ai soli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007. Negli altri casi il periodo di validità torna ad essere pari a 8 anni (comma 157).

L'art. 2 c. 150 della “Finanziaria 2008” pone le basi per l'estensione della modalità di scambio sul posto agli impianti fino a 200kW.

Attuale modalità di ritiro dell'energia elettrica prodotta

Risulta utile a questo punto fare una precisazione: quanto riportato nei due paragrafi precedenti rappresenta lo scenario futuro a cui dovranno adeguarsi i nuovi impianti basati su FER. In realtà, a maggio 2008 non esistono ancora decreti attuativi o disposizioni dell'AEEG o del GSE che permettano di applicare completamente le nuove disposizioni.

I gestori degli impianti di nuova costruzione possono così scegliere tra le seguenti opzioni:

- Se la potenza nominale è inferiore a 200kW, possono avvalersi dello scambio sul posto;
- Altrimenti, possono scegliere solo tra la vendita dell'energia al prezzo di mercato o la vendita in base ai prezzi garantiti, non essendo ancora entrata in vigore la possibilità della vendita con la tariffa onnicomprensiva;
- Possibilità di scegliere la modalità del ritiro dedicato, rimanendo valida l'indicazione del punto precedente.

4 VALUTAZIONE DI MASSIMA DEI COSTI E DEI BENEFICI

La realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica, con la turbina installata lungo una condotta acquedottistica montana di adduzione, passa attraverso il soddisfacimento di una serie di requisiti legati alla compatibilità impiantistica, alla fattibilità tecnica ed economica dell'intervento.

Supponendo soddisfatti i primi due requisiti, la convenienza di realizzazione dipende unicamente dai risultati delle analisi di fattibilità economica.

Nel presente capitolo, attraverso diversi scenari economici, sono presentati gli esiti di possibili analisi di fattibilità economica relative all'installazione di turbine lungo le condotte di adduzione degli acquedotti, per diversi valori di potenza nominale.

L'obiettivo di tali analisi è quello di pervenire ad un primo strumento per la valutazione dei principali parametri di redditività di un investimento (VAN, TIR, payback period) in funzione della potenza nominale installabile in un generico sito e dei diversi scenari economici analizzati.

4.1 LA FATTIBILITÀ ECONOMICA

La valutazione di un investimento per la realizzazione e la gestione di un impianto idroelettrico equivale ad analizzare il suo sviluppo finanziario. Come per tutte le analisi di investimento, i parametri da considerare per poter esprimere la convenienza dell'intervento sono:

- I costi
- I ricavi
- Il tempo

I costi rappresentano il capitale richiesto per la realizzazione dell'opera e per la sua corretta manutenzione al fine di garantire un adeguato e corretto funzionamento. Essi possono essere suddivisi per diverse tipologie di oneri, quali:

- *I costi per la realizzazione dell'impianto*: essi rappresentano gli oneri per la realizzazione dell'impianto e di tutte le opere accessorie ad esso connesse,

nonché quelli legati alle progettazioni delle opere idrauliche, elettriche ed edili. In questo studio, di carattere generale, non si considera la necessità di sostituzione della condotta di adduzione, considerandola idonea alla nuova configurazione impiantistica e quindi in grado di sopportare le sovrappressioni statiche e dinamiche (fenomeni di colpi di ariete). Sebbene apparentemente troppo semplificata, tale assunzione ben si inserisce in un contesto di valutazione dell'investimento esclusivamente dal lato dell'impianto di produzione di energia elettrica. La sostituzione della condotta è, infatti, una eventualità che si verifica nei casi di obsolescenza della stessa e che comporterebbe la sua sostituzione a prescindere dall'installazione di una turbina. Gli oneri per la sostituzione non rientrano, pertanto, come quota parte del costo per gli impianti su acquedotto: solo nei casi in cui un incremento di diametro garantisca una cospicua riduzione delle perdite di carico, è corretto addebitare il surplus di investimento al costo iniziale dell'impianto idroelettrico.

Rientrano in questa categoria i costi per:

- le opere civili;
 - la turbina e il generatore;
 - il quadro di comando;
 - la sonda di livello per la vasca di carico;
 - il montaggio dei vari componenti e loro messa in esercizio;
 - la progettazione di tutte le opere idrauliche, elettriche, meccaniche ed edili;
- *I costi annui di esercizio e di manutenzione:* essi comprendono tutte le spese di gestione dell'impianto durante il suo funzionamento e tutti gli oneri delle manutenzioni periodiche ordinarie e straordinarie. Rientrano in questa tipologia di costi anche quelli legati ai canoni di concessione;
 - *I costi generali:* comprendono i costi legati all'assicurazione e all'amministrazione dell'impianto quali conduzione del registro UTF, imposta di fabbricazione, servizi ed illuminazione;
 - *Le imposte d'esercizio:* sono costituite dal regime fiscale da applicare alla rendita dell'impianto.
-

I ricavi sono rappresentati dagli introiti derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta. Nel caso di impianti di potenza fino a 10 MVA, è possibile avvalersi della possibilità di vendita dell'energia elettrica a prezzi garantiti che consente di avere introiti sicuri che non sono soggetti alla variabilità di mercato.

Oltre a tali entrate, nei casi di produzioni annue pari ad almeno 26 MWh, per i primi 12 anni di produzione, un'ulteriore fonte di guadagno è rappresentata dalla vendita dei CV.

Il parametro tempo è legato alla vita fisica, tecnica e commerciale dei beni che caratterizzano l'investimento. In generale è un'informazione nota dai dati sulla durabilità delle turbomacchine usate negli impianti tradizionali.

In base alle informazioni riportate, è possibile effettuare un'analisi dell'investimento, al fine, quindi, di comprendere se sia conveniente o meno procedere con l'installazione di simili impianti laddove i siti lo consentano, dal punto di vista del potenziale idroelettrico.

La valutazione della convenienza di un investimento viene in questa sede condotta e proposta attraverso la determinazione di alcuni parametri economici (VAN, TIR, payback period) con criteri basati sull'attualizzazione dei flussi di cassa. Tale modo di valutare la convenienza economica di un investimento rientra tra i metodi di valutazione chiamati "DCF" (Discounted Cash Flow).

4.1.1 "VALORE ATTUALE NETTO" (VAN) E PAYBACK PERIOD

La convenienza economica di un investimento è legata al valore del tasso di attualizzazione scelto. Usualmente esso si pone uguale al valore del tasso di interesse che, corrisponde al costo medio del capitale che l'azienda deve sostenere per i suoi prestiti. La positività del VAN è sinonimo di convenienza economica dell'investimento.

Sfruttando il metodo di calcolo del VAN è possibile ricavare il tempo di ritorno dell'investimento (payback period), vale a dire il tempo per cui si ha l'annullamento del VAN e conseguentemente il recupero dell'investimento iniziale. Esso è dato dalla formula

$$VAN = \sum C_k / (1+i)^k \quad (IV.1)$$

dove:

- k rappresenta le scadenze temporali;

- C_k è il flusso finanziario (positivo o negativo) al tempo k ;
- i è il tasso di attualizzazione. Esso è la somma di tre componenti:
 - la prima rappresenta il tasso di inflazione (3-4%)
 - la seconda rappresenta il tasso di rendimento sicuro che si avrebbe impegnando il denaro in investimenti sicuri quali ad esempio BOT e titoli di Stato (2-3%);
 - la terza componente rappresenta il fattore di rischio il cui valore può variare dal 3% al 9%. Esso è di difficile determinazione e spinge ad adottare più valori in altrettanti scenari di analisi.
- $1/(1+i)^k$: fattore di attualizzazione al tempo k . Come si nota al crescere di i diminuisce il valore attualizzato.

4.1.2 “TASSO INTERNO DI RENDIMENTO” (TIR)

Il tasso di rendimento interno viene definito come il tasso di attualizzazione (i) che rende nullo il valore attuale netto.

Determinato il TIR è possibile effettuare la valutazione dell'investimento confrontando il valore ottenuto con un valore di rendimento prefissato o con un costo in termini di tasso di interesse predefinito. Se il TIR risulta superiore al tasso di attualizzazione (i), il VAN risulta positivo e viceversa.

Anche il metodo del TIR, come quello del VAN, rientra tra i metodi di valutazione degli investimenti di tipo economico, da preferire di conseguenza rispetto a quelli di tipo contabile.

4.2 IPOTESI E SCENARI DI ANALISI

Nel seguente paragrafo sono eseguite una serie di analisi economiche di investimento a carattere generale sulla base di diversi scenari e assunzioni che vengono di seguito illustrati.

L'obiettivo di analisi generale del presente studio comporta inevitabilmente l'adozione di forti semplificazioni, con l'assunzione di ipotesi diversificate per i vari scenari investigati. In particolare l'indeterminatezza che caratterizza alcuni dei parametri

economici, legata in parte alla mancanza di informazioni di dettaglio circa l'investimento, obbliga ad assumere più valori che rendono, quindi, variabili più parametri.

Di seguito si descrivono tutte le ipotesi e gli scenari considerati.

4.2.1 COSTI.

Dati relativi all'impianto

Nel presente studio l'analisi economica è effettuata considerando la potenza nominale (definita come somma aritmetica delle potenze nominali dei generatori elettrici, compresi quelli di riserva destinati alla produzione di energia elettrica ai sensi dell'art. 1 Delibera AEEG n.5/04) variabile tra 3 kW e 400kW con intervallo di 10 kW per le potenze comprese tra 10 e 400 kW e 1 kW per quelle tra 3 e 10 kW.

Costi per la realizzazione dell'impianto

In questa sede si analizzano a carattere generale unicamente i casi in cui l'installazione dell'impianto sia completamente compatibile con la situazione esistente e, in particolare, si ipotizza la presenza di una condotta di adduzione di diametro e caratteristiche meccaniche adeguate ai nuovi scopi idroelettrici. Si effettua l'analisi economica considerando la presenza di tutti i componenti, quali vasche di carico a monte e serbatoio di valle. Il motivo di tale scelta risiede nella impossibilità di generalizzare, poichè i sopraccitati componenti risultano variabili da caso a caso relativamente alle caratteristiche costruttive.

Sotto tali ipotesi, l'investimento iniziale comprende l'installazione della/e turbina/e, del quadro elettrico e di tutti i componenti elettrici necessari, la realizzazione dei collegamenti idraulici con la condotta esistente, del sistema di by-pass atto a garantire l'approvvigionamento di acqua al serbatoio di valle anche in caso di guasto all'impianto idroelettrico, l'edificio di contenimento degli impianti sopraccitati, nonché la progettazione delle opere e tutti gli oneri amministrativi necessari per la realizzazione.

Costi della turbina, del generatore e del quadro di comando

Il cuore degli impianti oggetto di studio è costituito, senza dubbio, dalle turbomacchine. Come riportato in Appendice B, a seconda delle esigenze è possibile procedere con diversi tipi di installazione. Senza dubbio la soluzione più frequente è

rappresentata dall'installazione di turbine Pelton, mentre, in alcuni casi, si può optare per l'installazione di una pompa inversa (PAT).

In questa sede, dopo aver condotto un'indagine di mercato, si è giunti alla definizione di un'espressione che individua il costo unitario riferito al kW del sistema costituito dalla turbina e dal generatore, dal montaggio e loro messa in esercizio, dal quadro di comando, dalla sua regolazione e gestione, dalla sonda di livello e dalla sua messa esercizio.

Il costo, unitario riferito al kW, è dato da:

$$C = 25182 \cdot P_n^{-0.6855} \text{ [€/kW]} \quad (\text{IV.2})$$

Il costo viene approssimato per eccesso alla migliaia di euro. Come si nota il costo unitario decresce al crescere della potenza P_n . La curva è stata ricavata sulla base di una indagine di mercato effettuata su impianti con potenza variabile tra 4 e 280 kW, di cui si riporta in Figura 4.1 il grafico della corrispondenza tra il costo di ogni kW di potenza nominale installata e la corrispondente potenza. In totale è stato possibile accedere ai dati di 6 impianti realizzati in Svizzera tramite i quali è stato possibile ricavare la relazione precedentemente riportata.

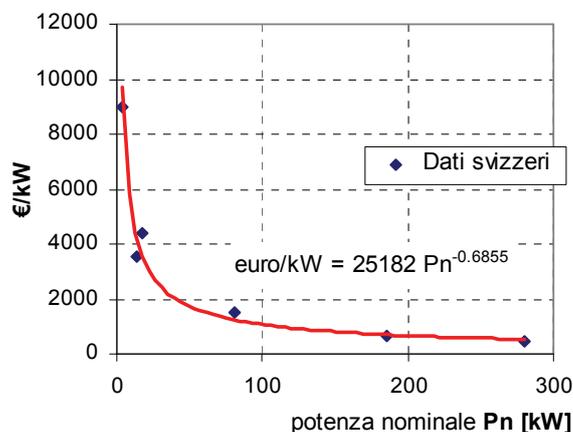


Figura 4.1.: Costo della turbina e degli impianti elettromeccanici: corrispondenza tra il costo per kW di potenza nominale della turbina e la potenza nominale stessa. In rosso è riportata la curva interpolante.

Si ricorda nuovamente che i costi effettivi dell'installazione dell'impianto sono inequivocabilmente legati al singolo caso. Fattori come l'accessibilità dell'area possono infatti fortemente influenzare verso l'alto i costi.

Costi delle opere civili e delle opere idrauliche di collegamento

Relativamente ai costi delle opere civili e delle opere idrauliche accessorie per l'installazione dell'impianto, si è adottata l'espressione

$$C = 10124 \cdot P_n^{0.1682} \text{ [€/kW]}. \quad (\text{IV.3})$$

Anche in questo caso il valore ricavato viene approssimato per eccesso alla migliaia.

La curva è stata ottenuta sulla base di computi metrici sommari per l'edificio tipo in funzione delle dimensioni degli stessi a loro volta legati alla potenza P_n . In Figura 4.2 si riporta la variazione del costo delle opere civili, valutato in base alla potenza nominale della turbina installata, e la corrispondente curva interpolatrice utilizzata nelle analisi.

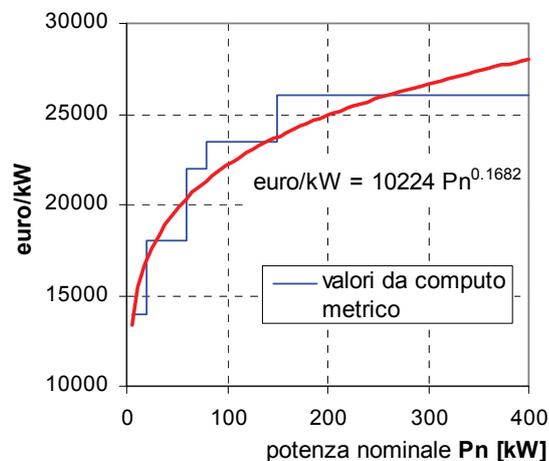


Figura 4.2: Costo delle opere civili: corrispondenza tra il costo per kW di potenza nominale della turbina e la potenza nominale stessa. In rosso è riportata la curva interpolante.

Costi annui di esercizio e costi straordinari di manutenzione

Per quanto riguarda le spese di gestione e manutenzione (ordinaria e straordinaria), i valori ipotizzati risultano essere in linea con quanto proposto dall'ENEA (Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente) nella pubblicazione "Le Fonti Rinnovabili 2005 - Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità" dove i costi operativi sono valutati come il 2% - 3% del costo di investimento.

Nella Tabella 4.1 sono riportate le percentuali rispetto all'investimento iniziale a cui ci si deve riferire per quantificare i costi di esercizio e manutenzione ordinaria e straordinaria.

Tabella 4.1. Costi di esercizio e manutenzione al variare della vetustà dell'impianto. Valori espressi in termini percentuale rispetto al valore dell'investimento iniziale.

Periodo di riferimento	Percentuale rispetto all'investimento iniziale
1-2 anni	1%
3-10 anni	2%
10-20 anni	3%
20-40 anni	4%

Nei costi annui di esercizio rientrano inoltre i canoni di concessione per utilizzo dell'acqua.

Nel caso di impianto idroelettrico su acquedotto si ha un uso promiscuo dell'acqua ovvero un uso a scopo potabile e un altro a scopo energetico. La normativa regionale vigente prevede che sia dovuto unicamente il maggiore tra i due canoni di utilizzazione. In questa sede, per semplicità si ammette che il canone maggiore sia sempre quello dovuto per uso energetico e, sebbene questo sia determinato in maniera precisa e sia trascurabile rispetto alla quantificazione sommaria degli altri costi di esercizio, viene conteggiato in maniera dettagliata con l'unico di scopo di evidenziare tale voce di spesa.

Quanto sopra risulta in base al regolamento della Regione Piemonte n. 6/R del 10 ottobre 2005 che prevede un canone per uso energetico pari a 13.70 € per ogni kW di potenza nominale, con un minimo di 330.00 € per impianti con portate medie di prelievo superiori a 0,1 l/s.

Per gli impianti con Pn maggiore o uguale a 220 kW è previsto un sovracanone pari a 4.91 € per ogni kW di potenza installata così come previsto dal Decreto Direttoriale 31 gennaio 2006 dell'Agenzia del Demanio.

Costi annui generali ed assicurativi.

Gli oneri generali sono in relazione alla taglia della centrale. Dai dati ufficiali forniti dall'APER, Associazione Produttori di Energia da fonti Rinnovabili, per il 1998 si può assumere che il costo in Euro di questo onere sia funzione dei kW installati secondo la seguente legge logaritmica¹:

$$C_{gen} = C_{att} \cdot (1'156,80 \cdot \ln(Pn) - 4'075,10) \quad (IV.4)$$

¹ La curva è ricavata con riferimento al seminario dell'INEA "Energia verde – sfruttamento del potenziale idroelettrico inutilizzato negli schemi irrigui del centro-sud". I dati sono estesi all'idroelettrico su acquedotto.

dove con C_{att} si indica il coefficiente che permette di attualizzare i prezzi al 2007 assumendolo pari a 1,03 ipotizzando quindi un incremento annuo del 3%.

Per potenze inferiori a 35 kW la curva utilizzata risulta, però, essere minore di 0. Per ovviare a questa anomalia e per evitare cifre inverosimilmente troppo basse, si è introdotta una soglia minima pari a 500 €.

Per quanto riguarda i costi assicurativi è possibile, sempre partendo da dati ufficiali forniti dall'A.P.E.R. nel 1998, assumere una curva che lega gli oneri alla potenza installata²:

$$C_{ass} = C_{att} \cdot (4,474 \cdot P + 1865,5) \text{ [€/kW]} \quad (IV.5)$$

Anche per tale voce si assume un C_{att} pari a 1.30.

Costi per l'allacciamento alla rete elettrica e costi amministrativi e gestionali dovuti al GSE.

Gli impianti oggetto del presente studio, sono alimentati da fonti rinnovabili e vale, quindi, la seguente prescrizione: le condizioni economiche per l'allacciamento degli impianti di produzione di energia elettrica alla rete vengono fissate con la **Delibera AEEG 89/07**. In particolare all'art.7 c. 7.6 si afferma che, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, i costi per l'allacciamento alla rete elettrica sono per il 50% a carico del soggetto responsabile della connessione e per il restante 50% a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'art. 59, c. 59.1, lettera b), del Testo Integrato, ovvero il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili alimentato dalla componente tariffaria A3.

Ne segue che da lato produttore tali oneri di allacciamento sono nulli poiché interamente assorbiti dal GSE. Tale aspetto può rappresentare un indubbio vantaggio nel caso di impianti situati a distanza considerevole dalla rete esistente.

I produttori, ai sensi dell'art. 6 della delibera AEEG 34/05, per l'energia elettrica ritirata, debbono riconoscere al gestore della rete:

- un corrispettivo fisso pari a 120,00 € all'anno e uno proporzionale allo 0,5% del controvalore dell'energia ritirata a copertura dei costi amministrativi;

² La curva è ricavata con riferimento al seminario dell'INEA "Energia verde – sfruttamento del potenziale idroelettrico inutilizzato negli schemi irrigui del centro-sud". I dati sono estesi all'idroelettrico su acquedotto.

- un ulteriore corrispettivo fisso pari a 120,00 € all'anno e uno proporzionale allo 0,5% del controvalore dell'energia ritirata a copertura dei costi gestionali nel caso di gestione dei contratti di cui al comma 3.7;

Oltre ai corrispettivi di cui sopra in base all'art.19 del Testo Integrato AEEG (Delibera 05/04) il produttore deve riconoscere un onere pari a 0.0267 €/kWh quale corrispettivo per il servizio di trasmissione dell'energia. Un ulteriore onere da riconoscere è quello pertinente al servizio di misura dell'energia, così come stabilito dall'art. 40 del Testo Integrato. Nel presente studio si assume un onere forfettario pari a 800,00€ annui. Tale onere è sicuramente in linea con quanto previsto dai distributori di energia, quali, ad esempio, AEM Distribuzione che prevede due oneri differenti in base al tipo di collegamento alla rete: per i produttori connessi in BT è previsto un onere di 340,00 € che sale a 774,00 € per la connessione in MT, così come sancito dal documento redatto in ottemperanza alla Delibera AEEG 88/07. Nella presente analisi si ipotizza una connessione in MT.

Imposte di esercizio

Sono rappresentate dall'IRES (Imposta sul Reddito delle Società), che per l'anno 2007 risultava pari al 33%, e dall'IRAP (Imposta regionale sulle attività produttive) pari al 4,25%. Tali valori sono stati ridotti, così come previsto dalla legge Finanziaria 2008, diminuendo le precedenti aliquote rispettivamente a 27,5% e 3,9%. In questa sede sono condotte entrambe le analisi considerando entrambe le aliquote.

Le percentuali suddette si applicano all'imponibile IRES e IRAP, dato dalla differenza tra *marginale operativo* (Ricavi totali – Costi totali) e *quota di ammortamento*.

Il **D.M. 31/12/1998** stabilisce, per le centrali idroelettriche, le aliquote di ammortamento riportate nella Tabella 4.2 per il gruppo di interesse.

Le opere necessarie alla realizzazione di un impianto di energia elettrica lungo acquedotti montani appartengono a categorie diverse per le quali sono previste aliquote per l'ammortamento fiscale.

Nel presente studio, per semplicità, si adotta un unico coefficiente di ammortamento pari al 5%.

Tabella 4.2. Aliquota di ammortamento dei vari elementi che compongono un impianto idroelettrico.

Gruppo XVII INDUSTRIE DELL'ENERGIA ELETTRICA, DEL GAS E DELL'ACQUA Specie 1^a/a Produzione e distribuzione di energia elettrica idroelettrica	
Fabbricati destinati all'industria	3%
Costruzioni leggere (tettoie, baracche, ecc.)	1%
Opere idrauliche fisse	1%
Condotte forzate	4%
Centrali idroelettriche esclusi i fabbricati	7%
Linee di trasporto A.T.	4%
Sottostazioni di trasformazione	7%
Rete di distribuzione B.T.	8%
Attrezzatura varia e minuta, apparecchi di misura e controllo	10%
Impianti destinati al trattamento ed al depuramento delle acque, fiumi nocivi, ecc. mediante impiego di reagenti chimici	15%
Mobili e macchine ordinarie d'ufficio	12%
Macchine d'ufficio elettromeccaniche ed elettroniche compresi i computers e i sistemi telefonici elettronici	20%
Autoveicoli da trasporto (autoveicoli pesanti in genere, carrelli elevatori, mezzi di trasporto interno, ecc.)	20%
Autovetture, motoveicoli e simili	25%

4.2.2 RICAVI

Le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica sono descritte nella Delibera AEEG 34/05, art 5. Per gli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW sono previsti prezzi minimi garantiti per scaglioni progressivi di produzione, secondo quanto riportato alla Tabella III.1, qui riproposta per comodità di lettura (Tabella 4.3).

Tabella 4.3. Prezzi minimi garantiti in funzione della energia annua prodotta (Delibera AEEG 34/05)

Produzione	Prezzo riconosciuto
fino a 500'000 kWh annui	96,40 €/MWh
da oltre 500'000 fino a 1'000'000 di kWh annui	81,20 €/MWh
da oltre 1'000'000 fino a 2'000'000 di kWh annui	71,00 €/MWh
Oltre i 2'000'000 di kWh annui	È riconosciuto il prezzo secondo l'art. 30 del Testo Integrale

Per i primi dodici anni di esercizio è possibile beneficiare della vendita dei CV, ognuno dei quali certifica la produzione di 50MWh. Il prezzo di riferimento individuato dal GRTN per i CV per l'anno 2007 è pari a 137,49 €/MWh (al netto dell'IVA del 20 %).

Sebbene dal 2006 al 2007 il prezzo di riferimento, passando da 125,92 €/MWh a 137.49 €/MWh, abbia subito un incremento del 9%, nella presente analisi viene adottato per l'intero periodo di diritto all'ottenimento dei CV il prezzo del 2007 non prevedendo alcun tipo di aumento. Non solo, poiché il prezzo di riferimento fissato dall'AEEG rappresenta una soglia massima oltre la quale non è possibile vendere i titoli sul mercato ed essendo prevedibile una vendita degli stessi a prezzi inferiori, nelle analisi degli investimenti qui presentate viene previsto un ribasso forfettario pari al 20% rispetto al prezzo fissato dall'AEEG.

La producibilità di un impianto, legata alle condizioni di funzionamento (ore di funzionamento dell'impianto) e alla variabilità della portata in arrivo, viene calcolata come:

$$\text{Prod [kWh]} = \eta_q \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot P_n \text{ [kw]} \cdot 365 \cdot 24 \quad (\text{VI.6})$$

dove

- η_q è un coefficiente che tiene conto della variabilità della portata;
- η_t è un coefficiente che tiene conto del possibile funzionamento discontinuo dell'impianto per consentire le operazioni di manutenzione;
- η_g è il rendimento globale dell'impianto, legato alle sue caratteristiche meccaniche, che può essere assunto cautelativamente pari a 75%.

Un ulteriore ricavo per il produttore è rappresentato dalla componente CTR a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale fissato in 0,33c€/kWh dalla Delibera AEEG 203/06. Tale corrispettivo va ad applicarsi all'energia immessa in rete incrementata del 9,8% o del 4,2% per le perdite, rispettivamente per i collegamenti in BT e in MT. Nel presente studio si considera un collegamento in MT.

4.2.3 TEMPO

Stabilire in modo univoco la vita utile di un impianto di turbinaggio per la produzione di energia elettrica non è un'operazione semplice: le variabili che entrano in gioco, infatti, sono numerose e di difficile definizione. Per tale motivo, in questa sede, vengono esplorate cinque diverse situazioni, facendo variare la vita utile da 20 a 40 anni con un intervallo di 5 anni.

4.3 IMPIANTI CON POTENZA NOMINALE FINO A 20KW

Per gli impianti con potenza nominale fino a 20 kW, oltre alle possibilità descritte nei paragrafi precedenti valevoli anche per gli impianti di taglia superiore, l'art. 6 del D.Lgs. 387/03 prevede la possibilità di usufruire del servizio di scambio sul posto. Tale servizio, regolamentato dalla Delibera AEEG 28/06, comporta una serie di semplificazioni amministrative e burocratiche, oltre che l'esenzione degli oneri fiscali. In questo caso il soggetto che richiede il servizio non può vendere l'energia elettrica prodotta, ma può solo utilizzarla, anche in maniera differita nel tempo, per coprire i propri consumi.

La tecnologia dello scambio sul posto consente al produttore di sfruttare la rete come un accumulatore, potendo cedere alla rete stessa l'energia non consumata ed assorbirla nei momenti di mancata copertura dei propri fabbisogni. Per gli impianti con potenze nominali fino a 20 kW, tale soluzione può risultare senza dubbio più conveniente rispetto alle possibilità illustrate nei precedenti paragrafi, in virtù delle semplificazioni amministrative e burocratiche oltre che delle esenzioni esattoriali.

4.3.1 COSTI

I costi sono rappresentati dagli oneri di costruzione ed installazione dell'impianto, dai costi assicurativi e di gestione. Tra questi rientra anche il canone per l'utilizzo dell'acqua ed il costo di 30.00 € annuale per la gestione del servizio di scambio sul posto, così come previsto dall'art.8 della Delibera AEEG 28/06. Lo scambio sul posto prevede l'esenzione dagli oneri esattoriali quali IRAP e IRES. Per il servizio di scambio sul posto è dovuto al Gestore un corrispettivo pari a 30.00 € annui ai sensi dell'art. 7 c. 1 del Testo Integrato dello scambio sul posto approvato con Atto 31/07 del 31 luglio 2007.

4.3.2 RICAVI

I ricavi sono rappresentati dal costo evitato per l'acquisto di energia elettrica dal gestore. Nel presente studio si assume un prezzo medio di acquisto del kWh pari a 0,21 €/kWh (fonte Eurostat 1/1/2006). Si ipotizza un'inflazione annua pari al 4%.

Nel caso in cui la produzione annua sia sufficiente, vale a dire pari ad almeno 26 MWh, (ad esempio con un impianto di 10 kW occorrerebbero 6500 ore di funzionamento a pieno carico, ipotizzando un rendimento globale pari al 40%) è possibile fare rientrare nella voce dei ricavi annui anche i CV, sempre per i primi dodici anni di esercizio.

4.3.3 TEMPO

In questo caso, dovendo essere soggetti al regime fiscale, perde di significato parlare di vita utile fiscale e, quindi, di ammortamento dell'impianto. Restano valide, nell'ottica di analisi dell'investimento, le ipotesi fatte per gli impianti di taglia superiore relativamente alla vita utile fisica delle opere.

Lo scambio sul posto (net metering) diventa conveniente nel caso in cui l'energia consumata sia mediamente pari a quella autoprodotta. Sotto queste condizioni, infatti, si materializzano i guadagni come costi evitati. Nei casi in cui, invece, tali condizioni non si verificano, occorre valutare l'investimento nella stessa prospettiva relativa agli impianti con taglia superiore ai 20 kW. In questo studio, per gli impianti con potenza inferiore ai 20 kW, viene assunta come soddisfatta l'ipotesi di cui sopra in virtù della quale può risultare conveniente la scelta di avvalersi dello scambio sul posto.

4.4 CONFIGURAZIONI ANALIZZATE

Dato che quanto esposto nel presente studio è volto a fornire delle indicazioni di massima su come condurre un'analisi di fattibilità tecnico/economica per questa tipologia di impianti idroelettrici, si è scelto di analizzare diverse configurazioni potenzialmente individuabili in casi reali.

Sono stati analizzati diversi impianti, con potenza nominale variabile tra 5 kW e 400 kW, considerando diversi scenari sia per quanto riguarda il rendimento complessivo dell'impianto che il tasso WACC con il quale valutare la sua capacità in termini di rendita economica.

Essi possono distinguersi in due macro gruppi: il primo, relativo agli impianti con potenza nominale installata compresa tra 20 kW e 400 kW; il secondo, relativo agli impianti con potenza nominale compresa tra 5 kW e 20 kW, per i quali è stata considerata l'opzione di scambio sul posto.

Per entrambi i macro gruppi si considerano variabili i seguenti parametri:

- tasso di attualizzazione: variazione della componente di rischio secondo le seguenti percentuali: 3% - 6% - 9%. I tassi di attualizzazione risultano pertanto pari a 8% - 11% - 14%.
- rendimento di produzione: comprende anche il rendimento globale, fatto variare in funzione delle ore di disponibilità della massima potenzialità. Si considera un

rendimento globale pari a 30%, 40% e 50% che corrispondono rispettivamente a 3600, 4900 e 6100 ore di funzionamento annuo a pieno carico su 8760 ore disponibili, assumendo un rendimento globale dell'impianto pari a 75% e un rendimento legato al non funzionamento dell'impianto per operazioni di manutenzione anche in presenza di disponibilità di portata pari a 95%.

E' evidente che, oltre ai due parametri citati, esistono una infinità di fattori che possono variare l'analisi degli investimenti. Essi sono, tuttavia, assunti costanti a dispetto della loro incertezza per ragioni di semplicità, essendo lo scopo di tale guida quello di fornire un esempio da seguire per condurre simili analisi che devono, poi, essere calate e plasmate sul caso specifico di interesse dell'utilizzatore della presente guida.

Dato che, per gli impianti entrati in funzione dopo il 1 gennaio 2008 è necessario applicare le disposizioni previste nella Legge 24 dicembre 2007 n.244 ed è possibile avvalersi delle semplificazioni previste dalla Delibera 280/07 AEEG, i risultati delle analisi economiche sono stati suddivisi in due parti principali. La prima fa riferimento agli impianti entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2007, per i quali è ancora possibile applicare le disposizioni previste nelle precedenti normative. La seconda, invece, contiene i risultati delle analisi svolte in base ai dettami della nuova normativa in vigore.

4.4.1 IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE PRIMA DEL 31 DICEMBRE 2007

I risultati esposti in questo paragrafo si riferiscono ad un'analisi economica svolta in base a quanto previsto dal sistema incentivante precedente le disposizioni contenute nella Delibera 280/07 e nella Legge 24 dicembre 2007 n. 244, quindi valida per impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007.

Anche se gli impianti progettati e realizzati attualmente, quindi dopo il 1 gennaio 2008, devono sottostare alle nuove disposizioni in materia, si è ritenuto opportuno mostrare i risultati per gli impianti entrati in funzione prima di tale data, in quanto per essi è ancora in parte valida la normativa precedente. Quanto esposto, inoltre, permette anche una discussione sugli sviluppi della normativa nel campo degli incentivi agli impianti alimentati da FER.

Nel caso di scambio sul posto (Figure IV.3 – IV.5), valida per potenze installate inferiori a 20kW, si nota che, se da un'analisi preliminare è possibile installare un gruppo di produzione con potenza superiore a 6kW è possibile avere un ritorno economico se il

rendimento complessivo dell'impianto è superiore al 50%. Nel momento in cui il rendimento scende a valori inferiori, si deve poter installare un gruppo di produzione con potenze superiori, con soglia inferiore posta a circa 10kW. Per potenze così basse, infatti, i costi dell'impianto sono decisamente elevati e, seppur presenti delle forme di incentivazione, non si è in grado di avere una resa economica significativa.

Il risultato è evidente in termini di VAN (Figura IV.3), di TIR (Figura IV.5) e, soprattutto, in termini di Payback Period (Figura IV.4), da cui si desume che per riuscire ad ammortizzare l'impianto in tempi ragionevoli (minori di 10 anni) sono necessarie potenze superiori a 6 kW.

Nel caso di vendita dell'energia a prezzi garantiti, procedura valida per potenze installate superiori a 20kW, si nota dalla Figura 4.6 che il VAN è positivo solo se le potenze installate sono superiori a circa 50 kW, con rendimenti complessivi superiori al 50%. Nel momento in cui il rendimento scende a valori inferiori, si deve poter installare un gruppo di produzione con potenze superiori a circa 80kW. Si presenta infatti lo stesso problema ottenuto per potenze inferiori: anche nel caso di incentivi statali, il costo di realizzazione dell'impianto è tale da richiedere potenze elevate.

Lo stesso risultato è evidente in termini di TIR (Figura IV.8) e, soprattutto, in termini di Payback Period (Figura IV.7), da cui si desume che per riuscire ad ammortizzare l'impianto in tempi ragionevoli (minori di 10 anni) sono necessarie potenze superiori a 50 kW.

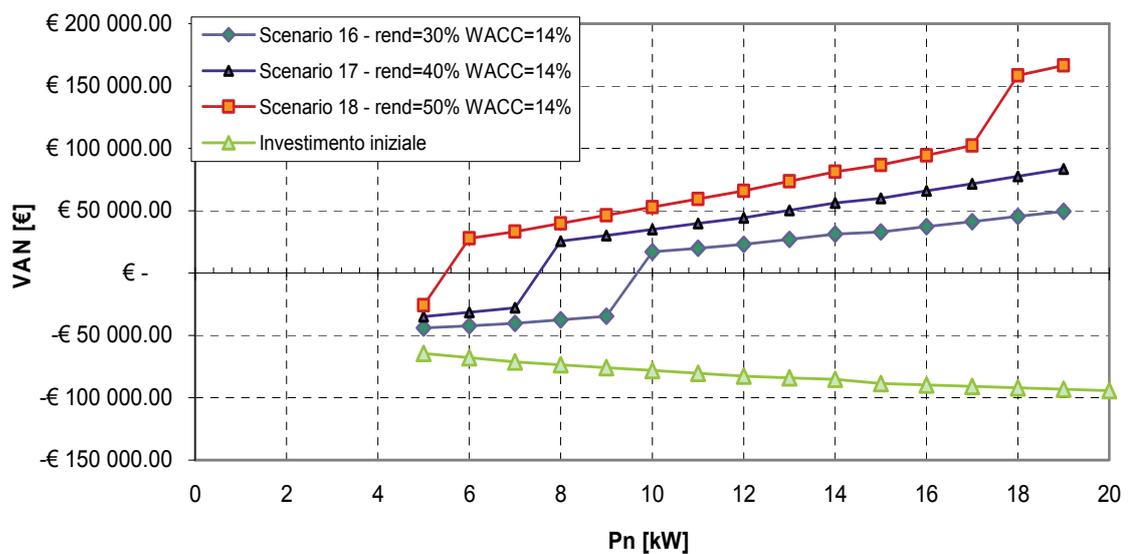
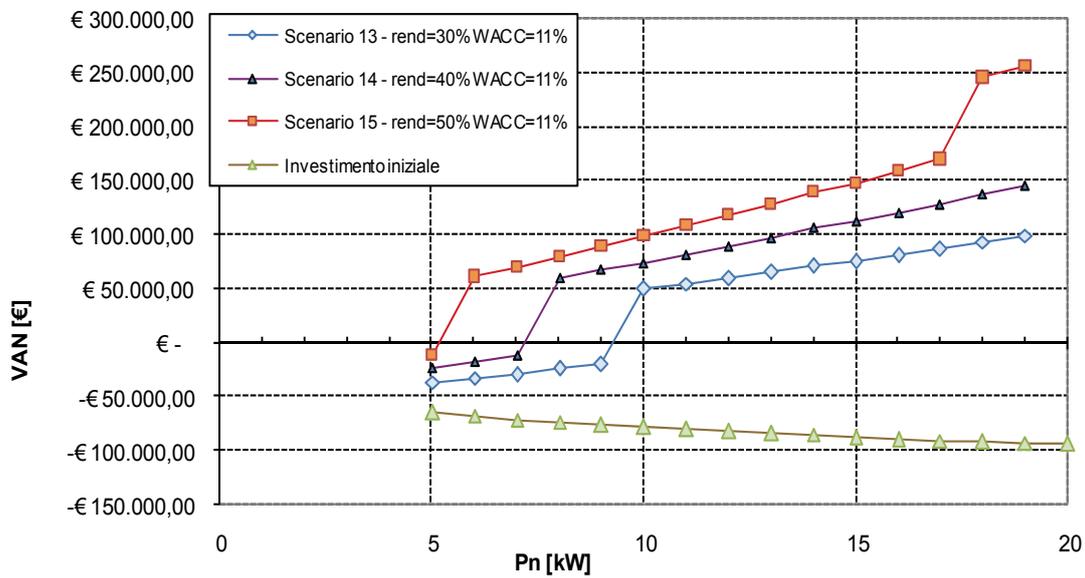
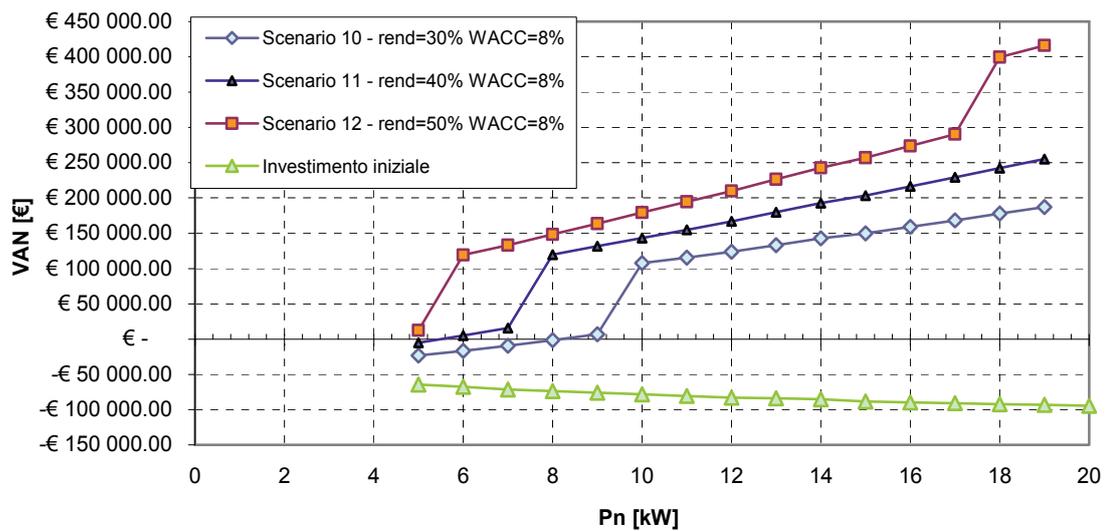


Figura 4.3: Ipotesi di scambio sul posto: valori del VAN a 40 anni.

In Figura IV.3i valori del VAN a 40 anni ottenuti al variare della potenza e per alcuni scenari di riferimento si riferiscono ad impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007.

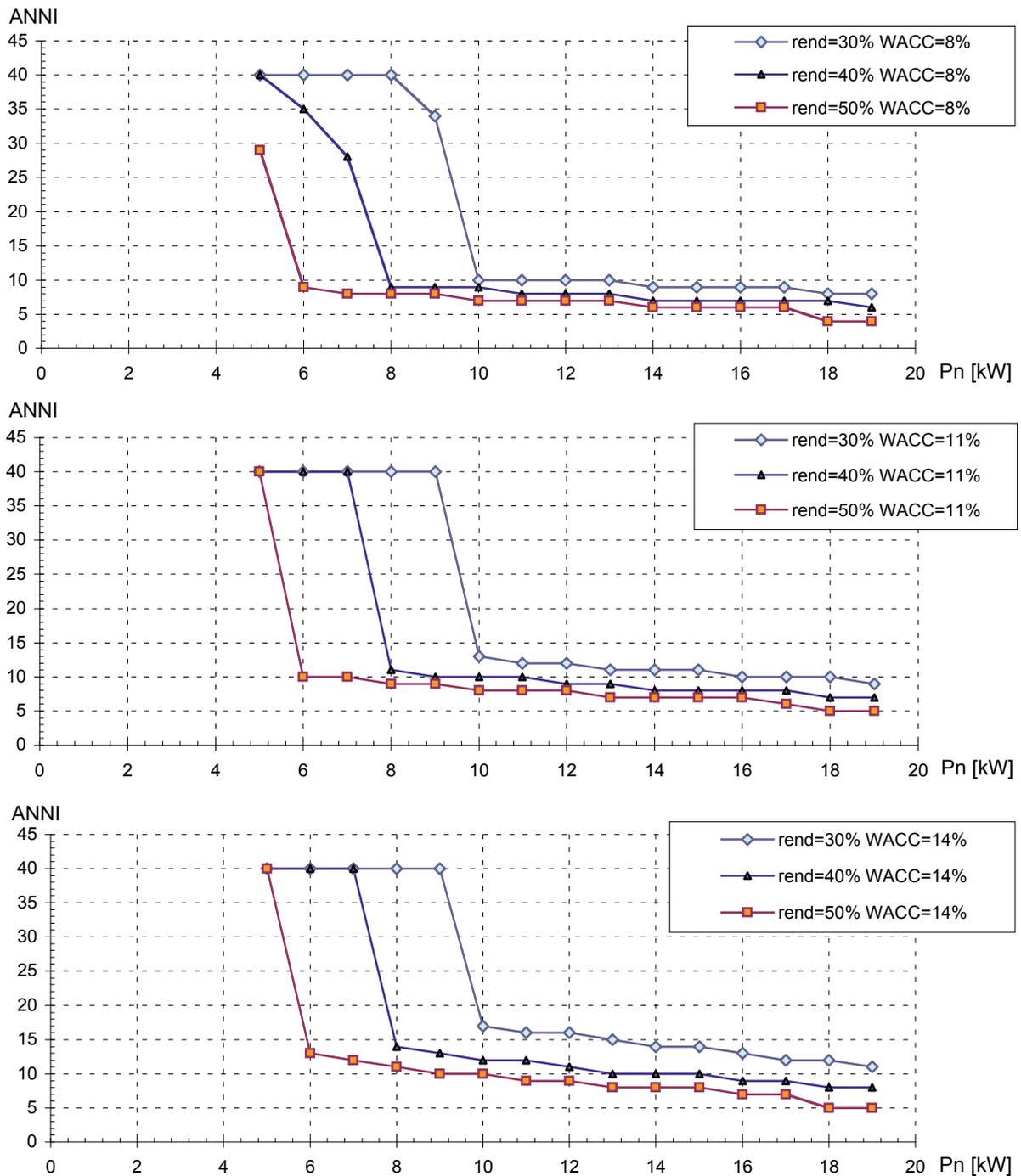


Figura 4.4: Ipotesi di scambio sul posto: valori del Payback Period ottenuti al variare della potenza e del rendimento dell'impianto. Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007.

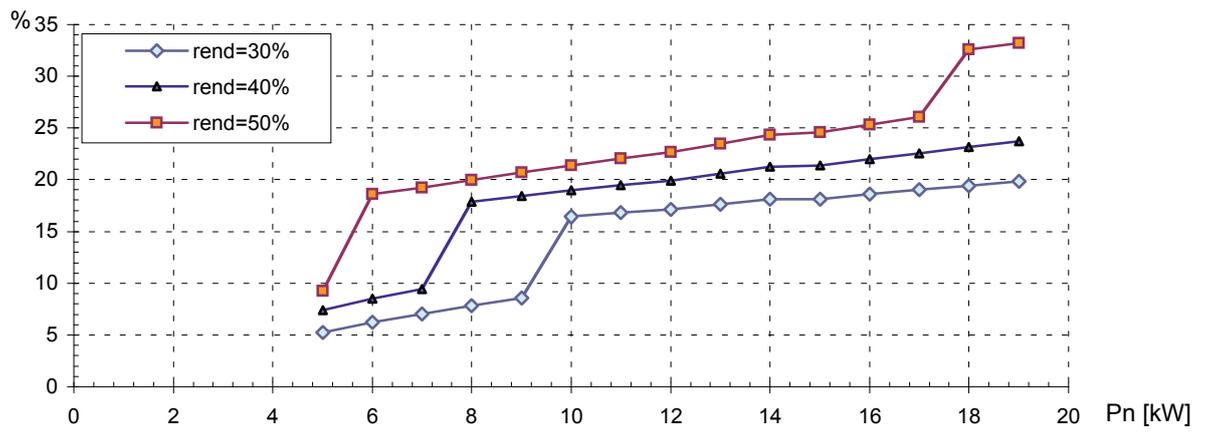


Figura 4.5: Ipotesi di scambio sul posto: valori del TIR (durata di vita dell'impianto di 40 anni) ottenuti al variare della potenza e del rendimento dell'impianto. Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007.

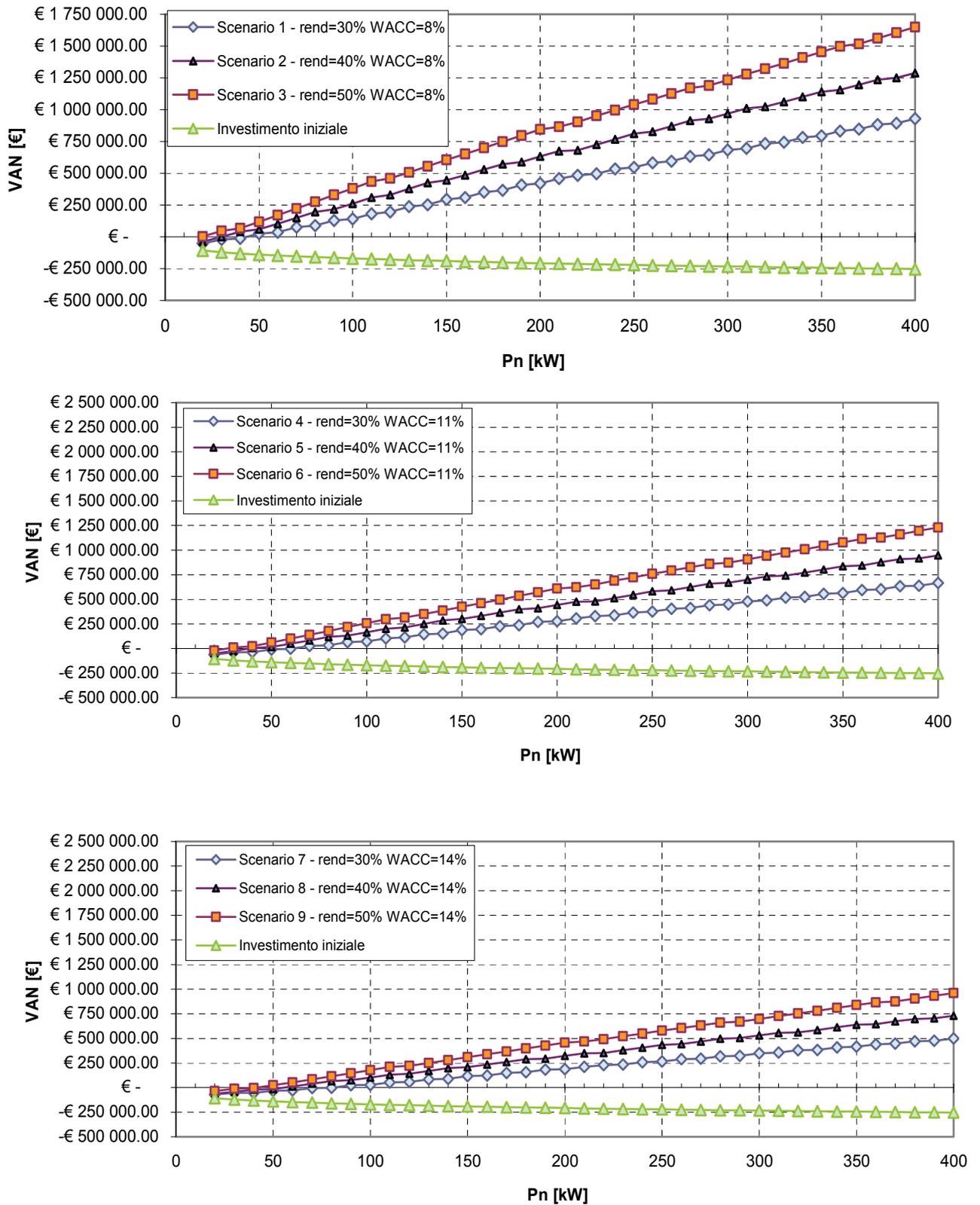


Figura 4.6: Ipotesi di vendita dell'energia a prezzi garantiti: valori del VAN a 40 anni ottenuti al variare della potenza e per alcuni scenari di riferimento. Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007

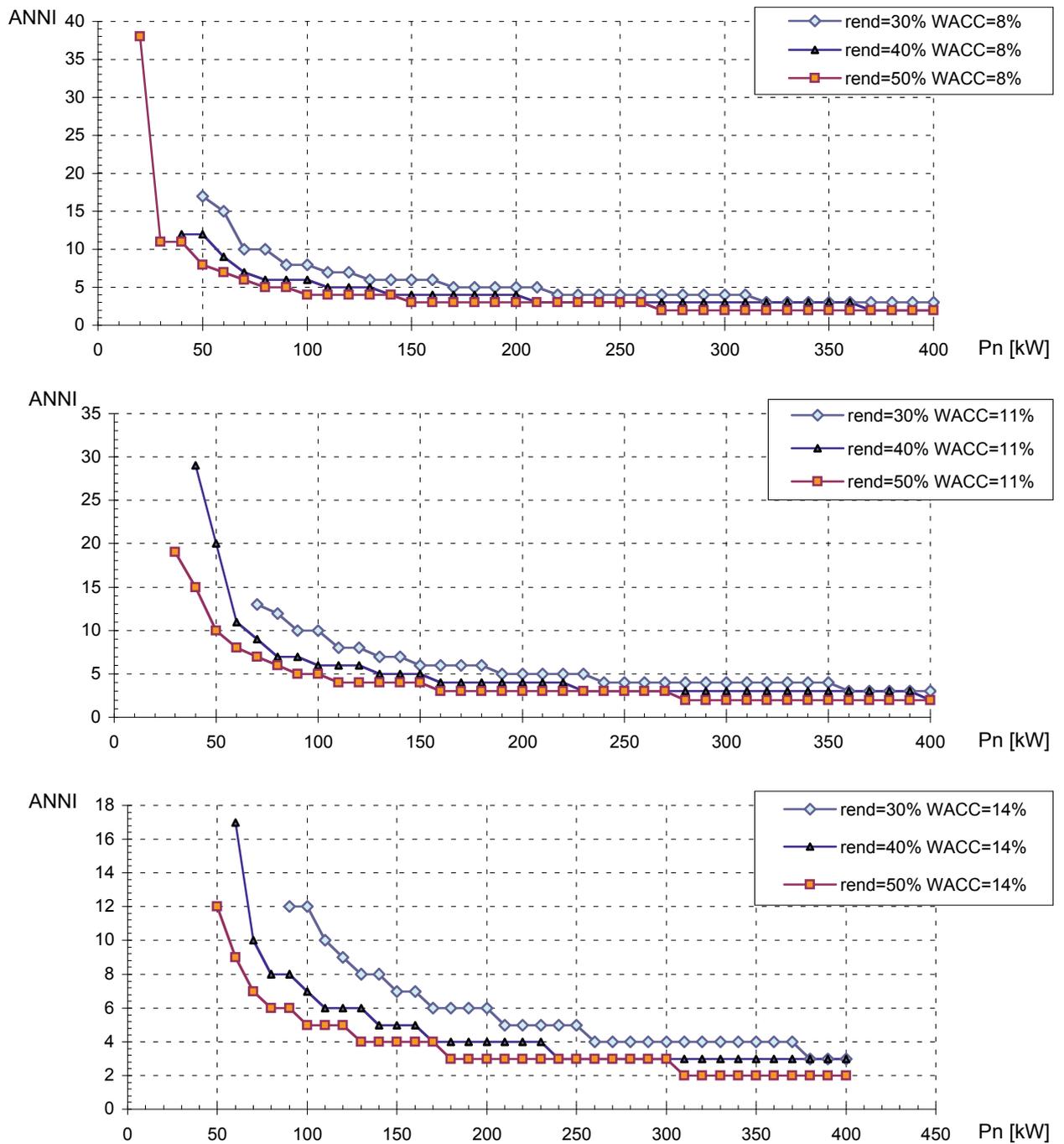


Figura 4.7: Ipotesi di vendita dell'energia a prezzi garantiti: valori del Payback Period ottenuti al variare della potenza e del rendimento dell'impianto. Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007.

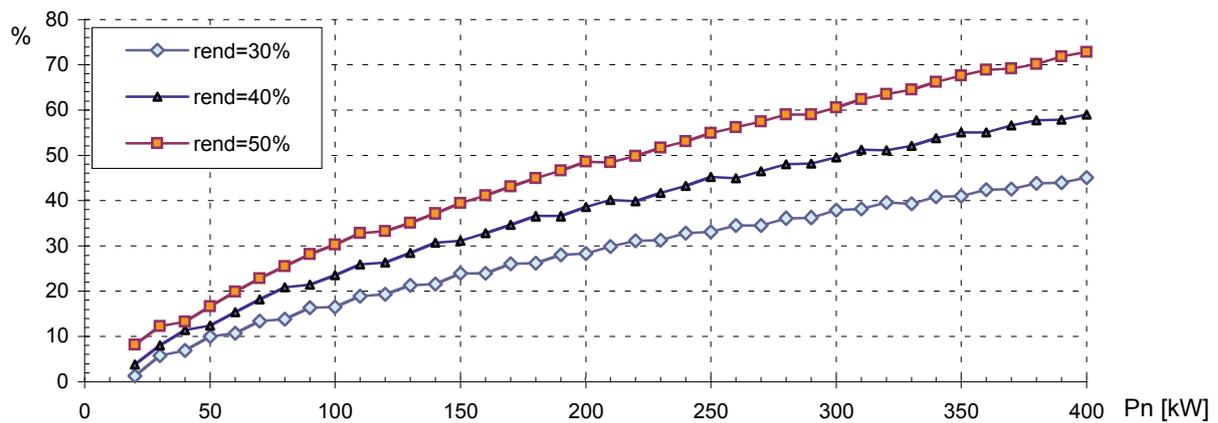


Figura 4.8: Ipotesi di vendita dell'energia a prezzi garantiti: valori del TIR (durata di vita dell'impianto di 40 anni) ottenuti al variare della potenza e del rendimento dell'impianto. Impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007.

Alla luce dei risultati presentati nei precedenti grafici è possibile fare alcune considerazioni generali relative ai vari sistemi di incentivazioni, valutando anche la convenienza economica di un investimento sul micro-hydro acquedottistico.

Rendimento di produzione

In tutti i casi analizzati, a prescindere dai meccanismi di incentivazione, i parametri economici dell'investimento, VAN, TIR e payback period, sono fortemente influenzati dalla reale produzione di energia elettrica (kWh), sul cui valore vengono a determinarsi le entrate annuali. Nel presente studio sono stati considerati vari scenari con rendimenti di produzioni globali, che tengono conto di tutti i fattori che possono arrecare mancate produzioni rispetto alla quota teorica massima raggiungibile. I tre valori utilizzati, riferiti a rendimenti dell'impianto del 30%, 40% e 50%, applicati sulla produzione annua di kWh, sono sicuramente cautelativi, soprattutto nei confronti del regime delle portate sorgentizie disponibili: applicare un coefficiente pari a 0.5 significa, infatti, poter disporre della massima potenzialità teorica per meno della metà dell'anno, e prevedendo lo stop dell'impianto per il resto del periodo. Invero, tale scelta permette di considerare in modo semplificato periodi con disponibilità della massima portata ridotta e che pertanto risulta essere sicuramente congrua.

Il sistema incentivante nell'era pre-Finanziaria 2008.

La Finanziaria 2008 ha introdotto novità importanti nel sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili. Il precedente meccanismo, che resta in vigore per gli impianti già in esercizio che hanno aderito a tale sistema, alla luce delle analisi qui condotte, risulta sicuramente valido per impianti che presentano determinate taglie tali da consentire una convenienza certa dell'investimento. Osservando i grafici del VAN è possibile affermare che la convenienza economica certa, in tutti i casi contemplati, si ha con potenze superiori 90 kW, mostrando comunque che in alcuni casi è possibile avere una rendita già a partire da potenze di 20-30kW (figura 5.6).

Da quanto sopra emerge che, per gli impianti compresi tra 20 kW e 50 kW, esiste una certa percentuale di rischio che nell'arco di vita di 40 anni l'investimento iniziale possa non essere remunerato. Il ruolo che gioca un fattore chiave è senza dubbio la quantità di ore annue con funzionamento al massimo delle potenzialità che regola i kWh prodotti.

Anche dal punto di vista del TIR (Figura IV.8), i risultati di convenienza, rispecchiano quelli ottenuti per il VAN.

Maggiore completezza di informazione circa la qualità dell'investimento si può ricavare nei grafici del payback period (Figura IV.7), dai quali è possibile individuare anche il periodo in anni necessario per vedere remunerato l'investimento iniziale. Per gli impianti con potenze superiori ai 60 kW entro i primi 10 anni è possibile azzerare le spese di investimento sostenute.

4.4.2 IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE DOPO IL 1 GENNAIO 2008

Gli impianti entrati in funzione dopo il 1 gennaio 2008 sono sottoposti alle nuove direttive in materia di impianti alimentati da FER. Risulta quindi necessario applicare quanto riportato nella Legge 24 dicembre 2007, lasciando alla libera scelta del produttore se avvalersi o meno anche della possibilità del ritiro dedicato, così come previsto dalla Delibera 280/07 dell'AEEG.

Il nuovo meccanismo di incentivazione, congiuntamente agli sgravi fiscali introdotti dalla nuova finanziaria 2008, ha portato ulteriori vantaggi nei confronti della redditività degli investimenti.

In analogia a quanto fatto precedentemente, anche per gli impianti entrati in vigore dopo il 1 gennaio 2008 si espongono i risultati dell'analisi economica per gli impianti caratterizzati da una potenza nominale installata fino a 400kW.

Una delle principali differenze rispetto al precedente sistema normativo riguarda le modalità di vendita dell'energia prodotta. Stando al nuovo regime normativo, esistono due soglie di potenza principali: 200 kW e 1 MW.

Nel caso in cui un impianto sia caratterizzato da una potenza nominale installata maggiore di 1 MW la vendita dell'energia prodotta avviene al prezzo di mercato, utilizzando come sistema incentivante il meccanismo dei Certificati Verdi, rilasciati nel rapporto di 1CV per 1MWh di energia prodotta.

Per gli impianti con potenza nominale inferiore ad 1MW esiste la possibilità, oltre alla vendita dell'energia ai prezzi di mercato, di avvalersi della vendita dell'energia a prezzi garantiti, fornendo, come mezzo di incentivazione, la possibilità di vendere l'energia ad una tariffa onnicomprensiva per i primi 15 anni. Dato che, allo stato attuale, l'AEEG non permette ancora questa modalità di vendita, in quanto si è in attesa dei decreti attuativi, questa tipologia di incentivi viene utilizzata come possibile scenario futuro.

Al di sotto di 200 kW, inoltre, è possibile accedere alla modalità di vendita definita di "scambio sul posto", già ampiamente trattata, e con la quale i ricavi si configurano come mancati costi.

In definitiva, nelle Figure dalla 4.9 alla 4.12, si espongono i risultati dell'analisi economica secondo tre diverse modalità di vendita dell'energia:

- scambio sul posto per impianti fino a 200kW;
- ritiro dedicato in base alla Delibera 280/07, tenendo conto della situazione attuale che permette la vendita a prezzi garantiti;
- ipotesi di un possibile scenario futuro in cui tutti gli incentivi previsti dalla Legge 24 dicembre 2007 n.244 diventino effettivi.

Gli scenari economici trattati, essendo tutto ancora in fase di sviluppo, hanno riguardato due valori del rendimento complessivo dell'impianto, pari al 30% e al 50%, e due valori del WACC, valutato del 8% e del 14%.

I risultati ottenuti, mostrati nelle successive figure, evidenziano il fatto che, per impianti fino a 200 kW, la modalità di scambio sul posto è quella più vantaggiosa per i

produttori. La possibilità di evitare i costi dovuti all'acquisto dell'energia elettrica comporta un netto vantaggio rispetto alle altre due modalità di vendita dell'energia rappresentate. In particolare, si ha che nell'ipotesi migliore da qui prevista, ottenuta ipotizzando un rendimento del 50% ed un WACC del 8%, è possibile avere una rendita economica, misurata in termini di VAN valutato per una durata dell'impianto di 40 anni, con una potenza installata superiore a 9kW (figura 5.10).

Per potenze installate inferiori ai 20 kW si può notare un netto peggioramento rispetto a quanto previsto per gli impianti realizzati prima del 31 dicembre 2007, in quanto per essi era possibile avere una rendita già con potenze di circa 5 kW.

Il vantaggio offerto dalle nuove disposizioni risiede, però, nel fatto che da 9 kW a 200 kW tutti gli impianti presentano un VAN positivo, colmando l'intervallo compreso tra 20 kW e circa 50 kW per il quale, tramite le disposizioni precedenti la Legge 24 dicembre 2007 n.244, gli impianti non riuscivano nemmeno a prevedere il rientro del capitale investito.

Operando in questo modo, inoltre, se da un punto di vista strettamente economico si perde la convenienza ad installare piccolissimi impianti, dall'altro si evita una rincorsa verso l'utilizzo indiscriminato di questi impianti, favorendo la realizzazione solo di quelli di una certa dimensione che, per come sono concepiti, garantiscono una maggiore resa, almeno dal punto di vista della continuità di produzione di energia.

Potenze elevate, infatti, sono normalmente legate a portate in transito nelle condotte più elevate, e quindi a reti acquedottistiche di una certa importanza, per cui i maggiori controlli e manutenzione degli impianti lasciano ipotizzare un più elevata probabilità di garantire dei livelli minimi di produzione.

Non a caso sono presenti dei corrispettivi di sbilanciamento al fine di "obbligare" il produttore ad assicurare una continuità nel caso in cui l'impianto venga alimentato tramite fonti programmabili.

Quanto previsto dal ritiro dedicato, pur essendo riportato, al momento non è da ritenersi significativo, in quanto la normativa è ancora in fase di sviluppo. Quando le disposizioni contenute nella Legge 24 dicembre 2007 n.244 saranno completamente applicate, si avranno degli incentivi economici in grado di migliorare la rendita degli impianti.

Se si esegue un confronto tra i grafici, si nota ad esempio che per un rendimento del 30% ed un WACC del 8% il VAN passa dai circa 800'000 euro attribuibili ad impianti realizzati prima del 31 dicembre 2007 ai circa 1'200'000 euro per i nuovi impianti, con un miglioramento complessivo sui 40 anni di circa il 50%.

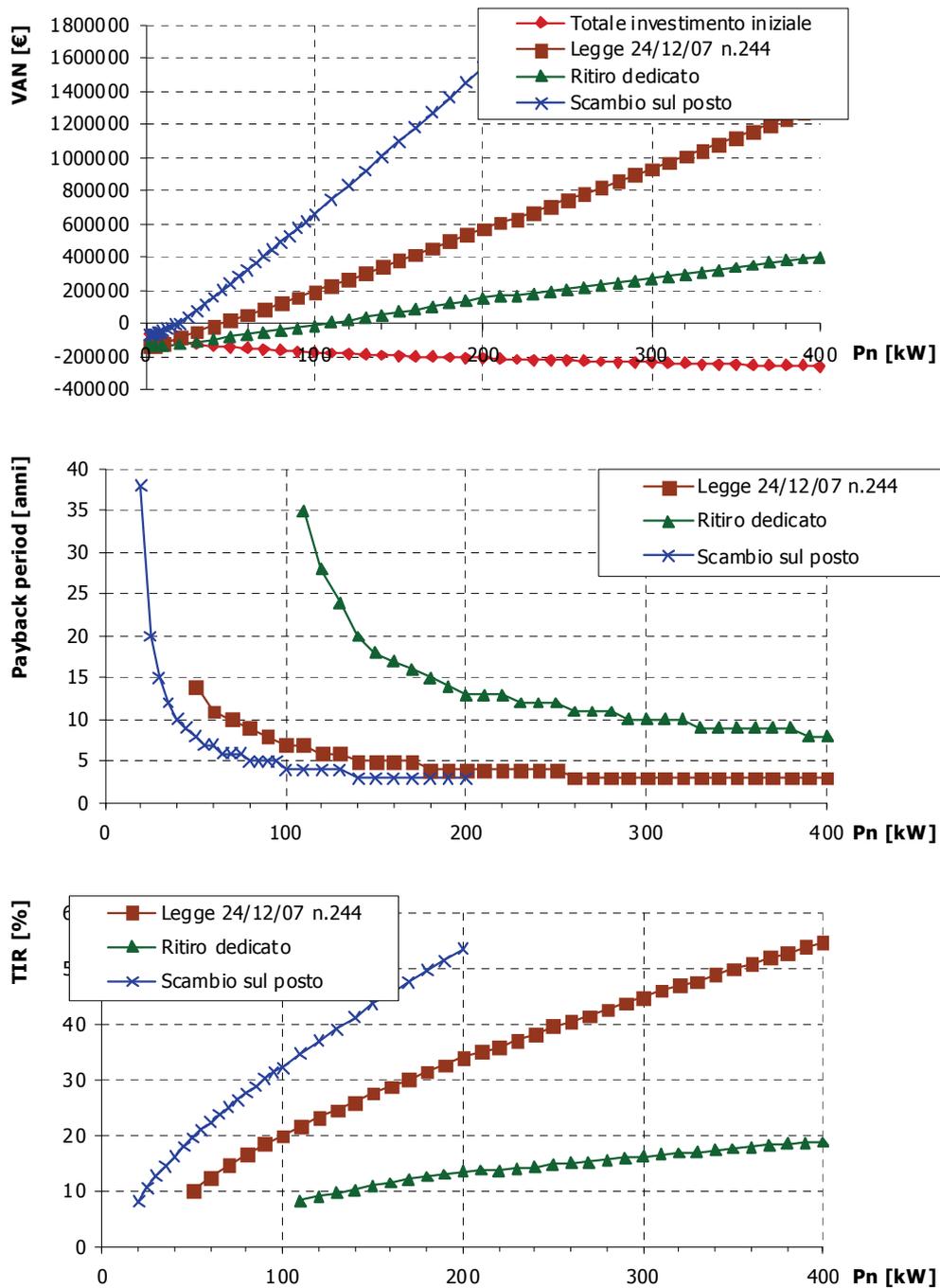


Figura 4.9: Impianti entrati in funzione dopo il 1 gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 30% ed un WACC del 8%.

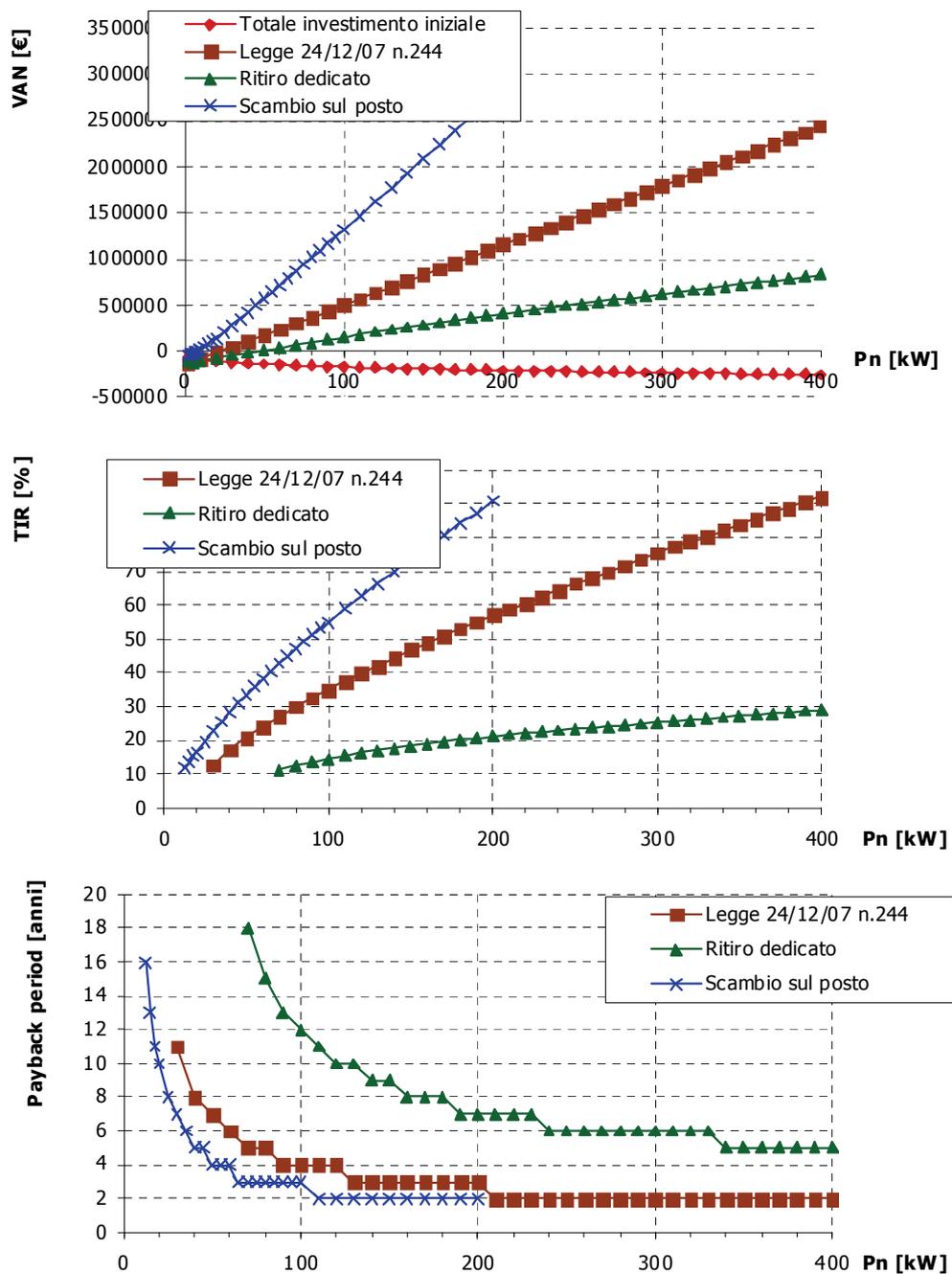


Figura 4.10: Impianti entrati in funzione dopo il 1 gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 50% ed un WACC del 8%.

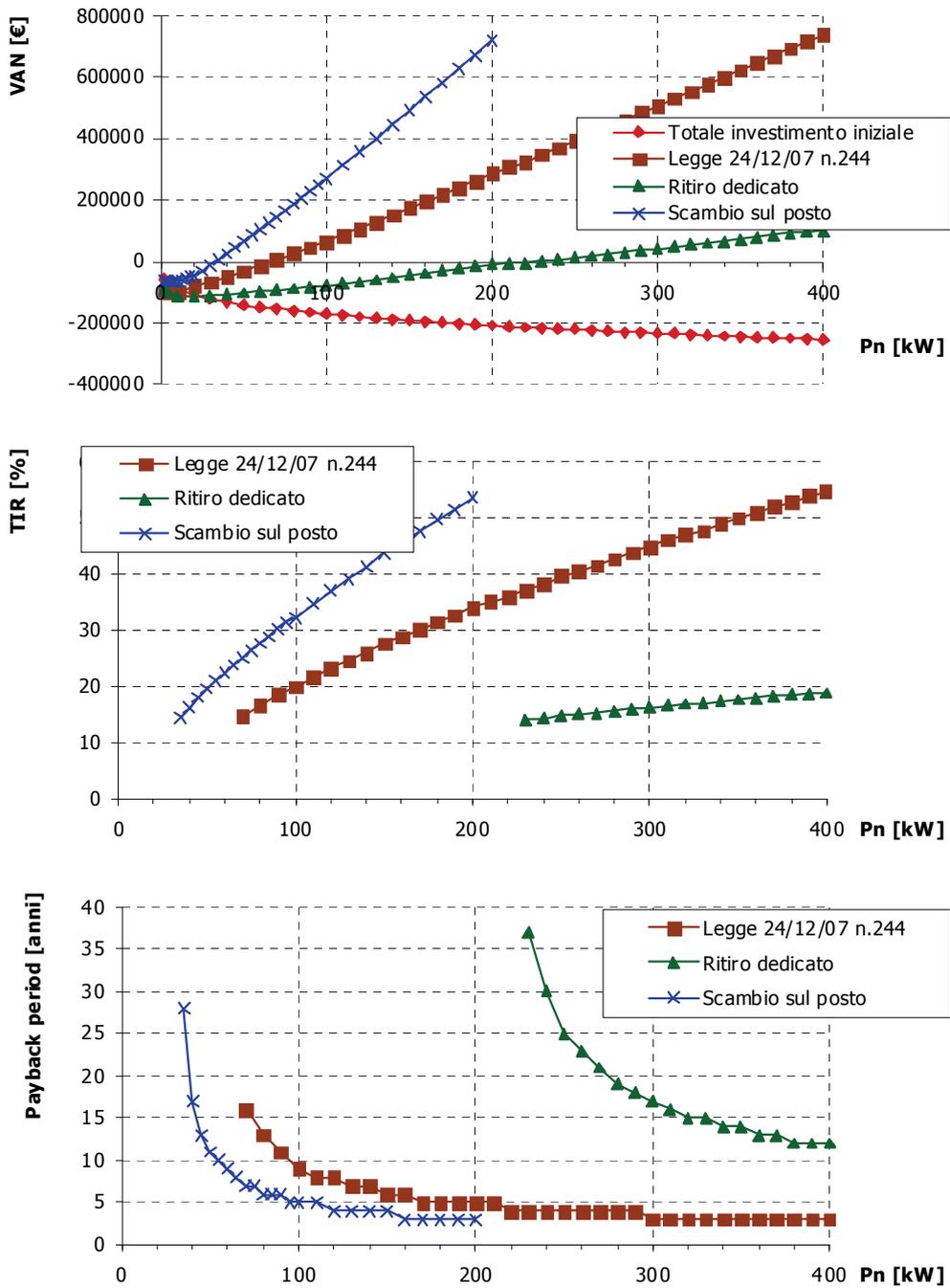


Figura 4.11: Impianti entrati in funzione dopo il 1 gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 30% ed un WACC del 14%.

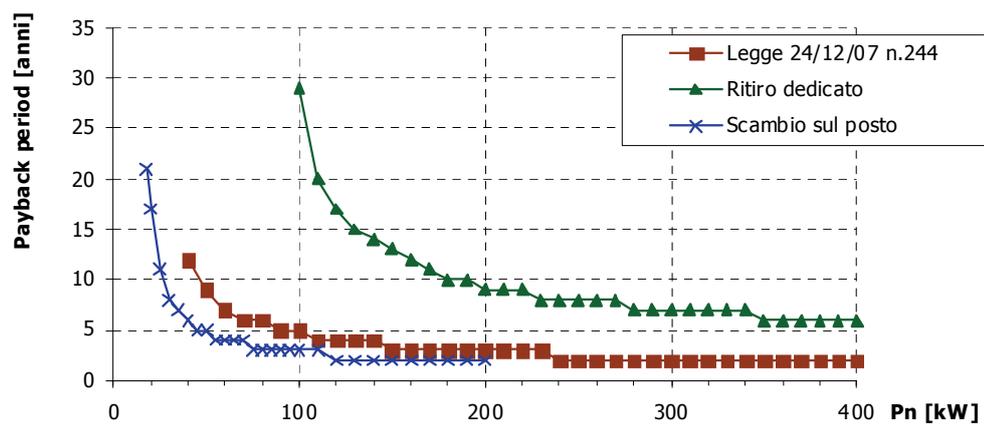
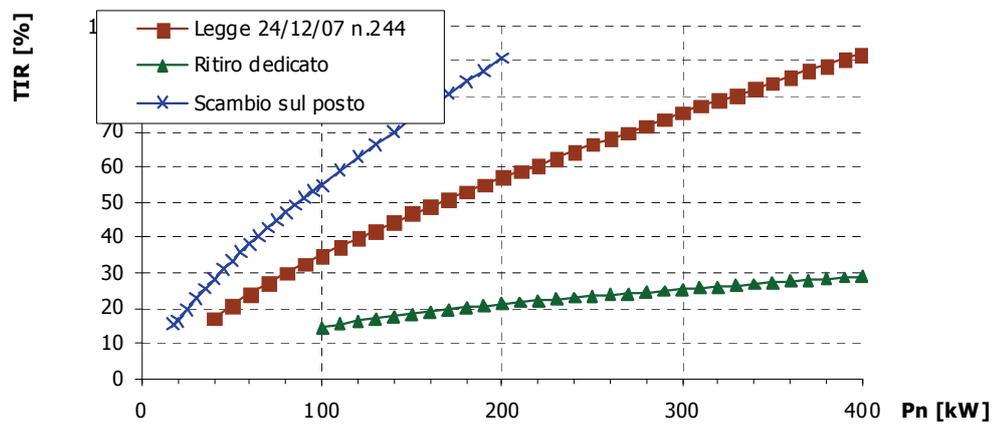
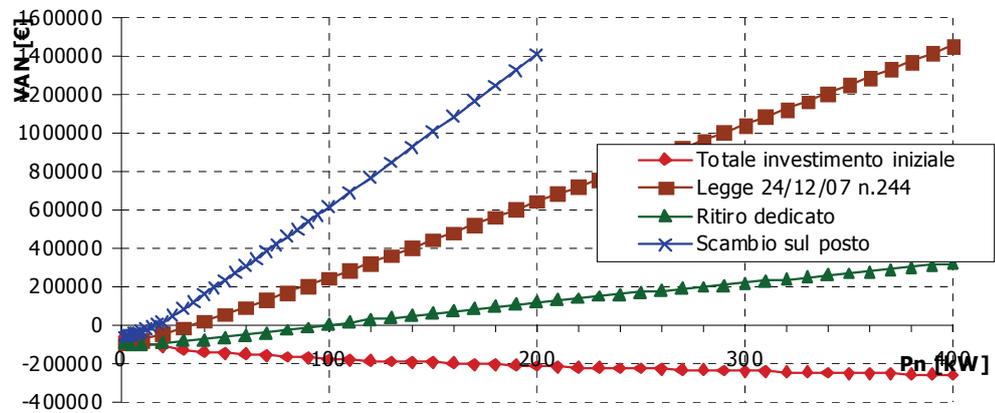


Figura 4.12: Impianti entrati in funzione dopo il 1 gennaio 2008. Risultati delle analisi nell'ipotesi di un rendimento dell'impianto del 50% ed un WACC del 14%.

5 POTENZIALE ECONOMICO

Nei capitoli precedenti sono stati presi in esame gli impianti di adduzione delle reti acquedottistiche della Regione Piemonte ed è stata effettuata una valutazione a scala regionale delle potenzialità idroelettriche di ogni singolo impianto di acquedotto. I risultati di questa prima fase di studio hanno permesso la redazione di mappe di potenzialità che potranno essere utilizzate per approfondimenti successivi. Lo scopo di questa prima fase di studio è stato di creare degli strumenti che semplificassero la ricerca dei siti potenzialmente idonei e per i quali eseguire sopralluoghi, avviare indagini approfondite e realizzare una valutazione di fattibilità tecnica ed economica per stabilire se l'installazione di una o più turbine potesse garantire una produzione annua di energia elettrica economicamente conveniente.

Sono stati presentati, inoltre, i risultati di possibili analisi di fattibilità economica relative all'installazione di turbine lungo le condotte di adduzione degli acquedotti, per diversi valori di potenza nominale e in funzione di diversi scenari economici. L'obiettivo delle analisi è stato di produrre un primo strumento per la valutazione dei principali parametri di redditività di un investimento (VAN, TIR, payback period) in funzione della potenza nominale installabile in un generico sito e dei diversi scenari economici analizzati.

Nel presente capitolo verranno applicati gli strumenti sviluppati ed illustrati in precedenza per l'analisi di fattibilità economica ai risultati ottenuti dalla valutazione del potenziale energetico a scala regionale. L'obiettivo è di poter stimare in questo modo il massimo ricavo derivante dall'installazione di una o più centraline idroelettriche lungo le condotte di adduzione degli impianti d'acquedotto della Regione Piemonte.

5.1 CALCOLO DEL POTENZIALE PER DIVERSE IPOTESI DI BASE

L'analisi è stata condotta sulla base sia delle disposizioni che si riferiscono al sistema incentivante precedente alle disposizioni contenute nella Delibera 280/07 e nella Legge 24 Dicembre 2007 n. 244, sia seguendo le disposizioni del sistema incentivante

previsto da queste ultime. In questo modo, è stato inoltre possibile verificare quale sia l'entità dei miglioramenti introdotti dai nuovi meccanismi.

Punto di partenza per l'analisi è stata la costruzione degli istogrammi di frequenza degli impianti presenti sul territorio piemontese, suddivisi in classi di potenza di 5 kW.

Osservando i risultati in Fig. V.1 è immediato notare come la maggior parte degli impianti si collochi in classi di potenza comprese tra i 5 kW ed i 50 kW, raggiungendo un valore di potenza massimo cumulato di oltre 21 MW (Cap. II, Fig. II.17).

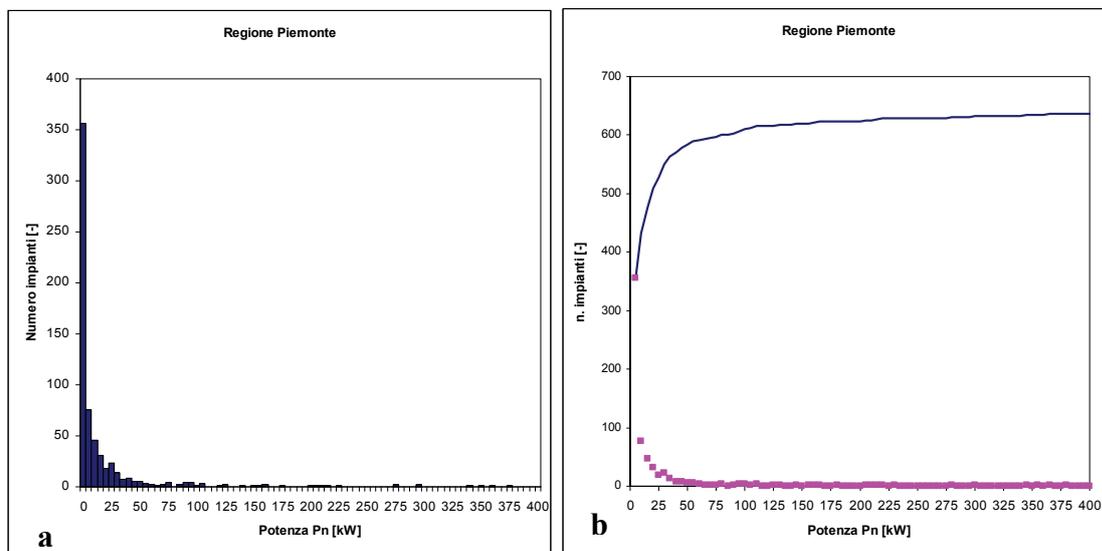


Figura 5.1. (a) Istogramma di frequenza degli impianti individuati (definizione A); (b) cumulata di potenza e distribuzione di frequenza per gli impianti individuati (definizione A).

A partire dalla distribuzione di frequenza del numero di impianti in funzione della potenza erogabile è stato condotto il calcolo del potenziale economico a livello regionale. In particolare è stato valutato il potenziale economico della regione sulla base dei risultati di potenziale idroelettrico calcolati attraverso la definizione di P_{niA} (Cap. II).

Per l'analisi economica a scala regionale sono stati presi in considerazione diversi scenari: con VAN a 40 anni, con rendimento pari al 50% ed al 30%, e con WACC dell'8% e del 14%, combinati tra loro per poter visualizzare sia le condizioni maggiormente favorevoli che quelle meno vantaggiose in termini di redditività dell'investimento.

5.1.1 IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE PRIMA DEL 31 DICEMBRE 2007

I risultati esposti in questo paragrafo si riferiscono ad un'analisi economica svolta in base a quanto previsto dal sistema incentivante precedente alle disposizioni contenute nella Delibera 280/07 e nella Legge 24 dicembre 2007 n. 244, quindi valida per impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007. Poiché tale normativa è ancora in parte valida, riteniamo interessante illustrare i risultati ottenuti ipotizzando che tutti i potenziali impianti fossero entrati in funzione prima del 1 gennaio 2008, anche in funzione di una successiva discussione sugli sviluppi introdotti dalle nuove normative nel campo degli incentivi relativi agli impianti alimentati da FER.

Per ogni scenario l'analisi è stata condotta a partire dal VAN a 40 anni di un singolo impianto, considerando sia la possibilità di scambio sul posto sia la possibilità di vendita dell'energia a prezzi garantiti, rispettivamente valide per potenze installate inferiori a 20 kW e superiori ai 20 kW. Successivamente si è calcolato il VAN totale degli impianti presenti nella Regione. I risultati sono riportati nelle Fig. V.2 fino a V.5.

Come già anticipato nel precedente capitolo, nel caso di scambio sul posto si nota che il ritorno economico risulta possibile quando si possa installare un gruppo di produzione con potenza superiore a 6kW (Fig. V.3 (b)) se il rendimento complessivo dell'impianto è superiore al 50%, mentre per valori del rendimento complessivo dell'impianto inferiori, quale per esempio il 30%, è possibile un ritorno economico quando si possa installare un gruppo di potenza superiore ai 10 kW (Fig. V.5 (b)).

Nel caso di vendita dell'energia a prezzi garantiti, il VAN è positivo solo se le potenze installate sono superiori a circa 50 kW, con rendimenti complessivi superiori al 50%. Nel momento in cui il rendimento scende a valori inferiori, per esempio 30%, si deve poter installare un gruppo di produzione con potenze superiori a circa 80kW. Si presenta infatti lo stesso problema ottenuto per potenze inferiori, cioè, anche nel caso di incentivi statali, il costo di realizzazione dell'impianto è tale da richiedere potenze elevate.

Per ciascuno scenario identificato si sono poi individuate le cumulate di VAN degli impianti presenti nella Regione, considerando la possibilità di scambio sul posto per gli impianti con possibilità di installazione di un gruppo di produzione fino a 20 kW e la

possibilità di vendita dell'energia a prezzi garantiti per gli impianti con possibilità di installazione di un gruppo di produzione superiore.

Nell'ipotesi più favorevole, ossia rendimento complessivo del 50% e WACC dell'8%, il VAN globale dell'investimento è dell'ordine di €60 milioni (Fig. V.2 (e)), mentre secondo lo scenario più sfavorevole, con rendimento complessivo del 30% e WACC del 14%, il VAN globale dell'investimento scende a € 8 milioni (Fig. V.5 (e)).

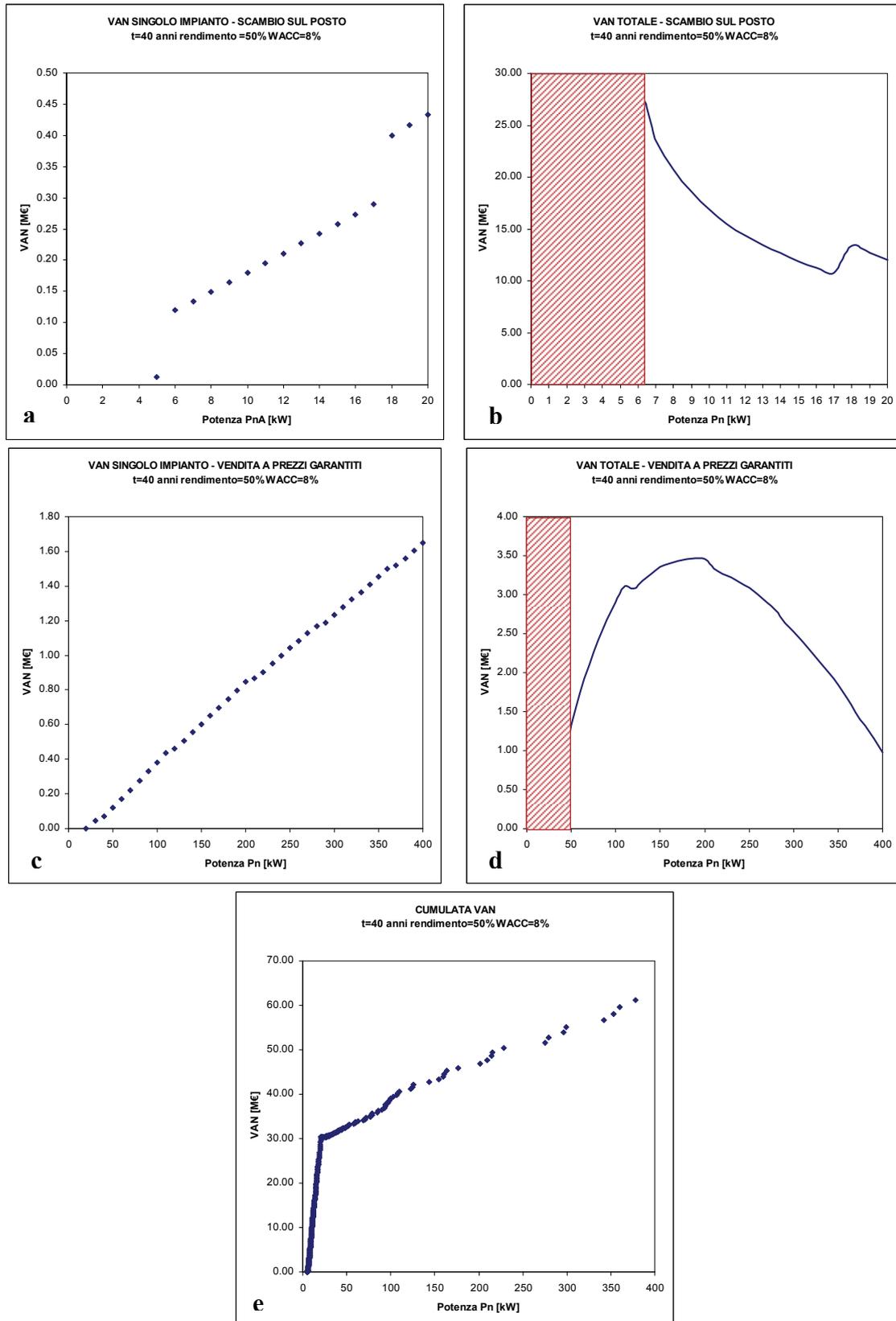


Figura 5.2. Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 50% e WACC dell'8%; (c) VAN calcolato al variare della potenza dell'impianto; (b), (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli impianti; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.

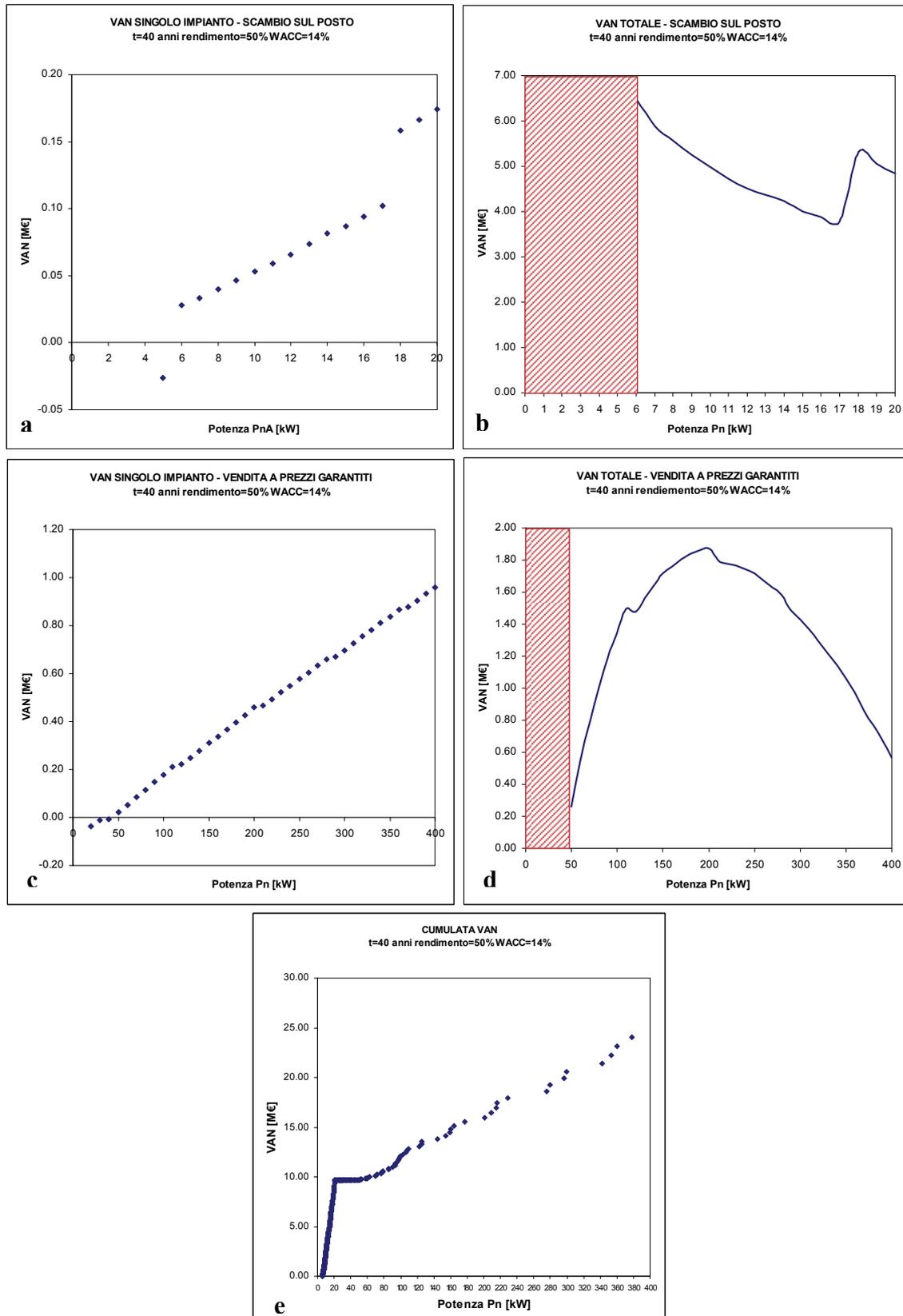


Figura 5.3. Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 50% e WACC del 14%. (a) , (c) VAN calcolato al variare della potenza dell'impianto; (b), (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli impianti; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.

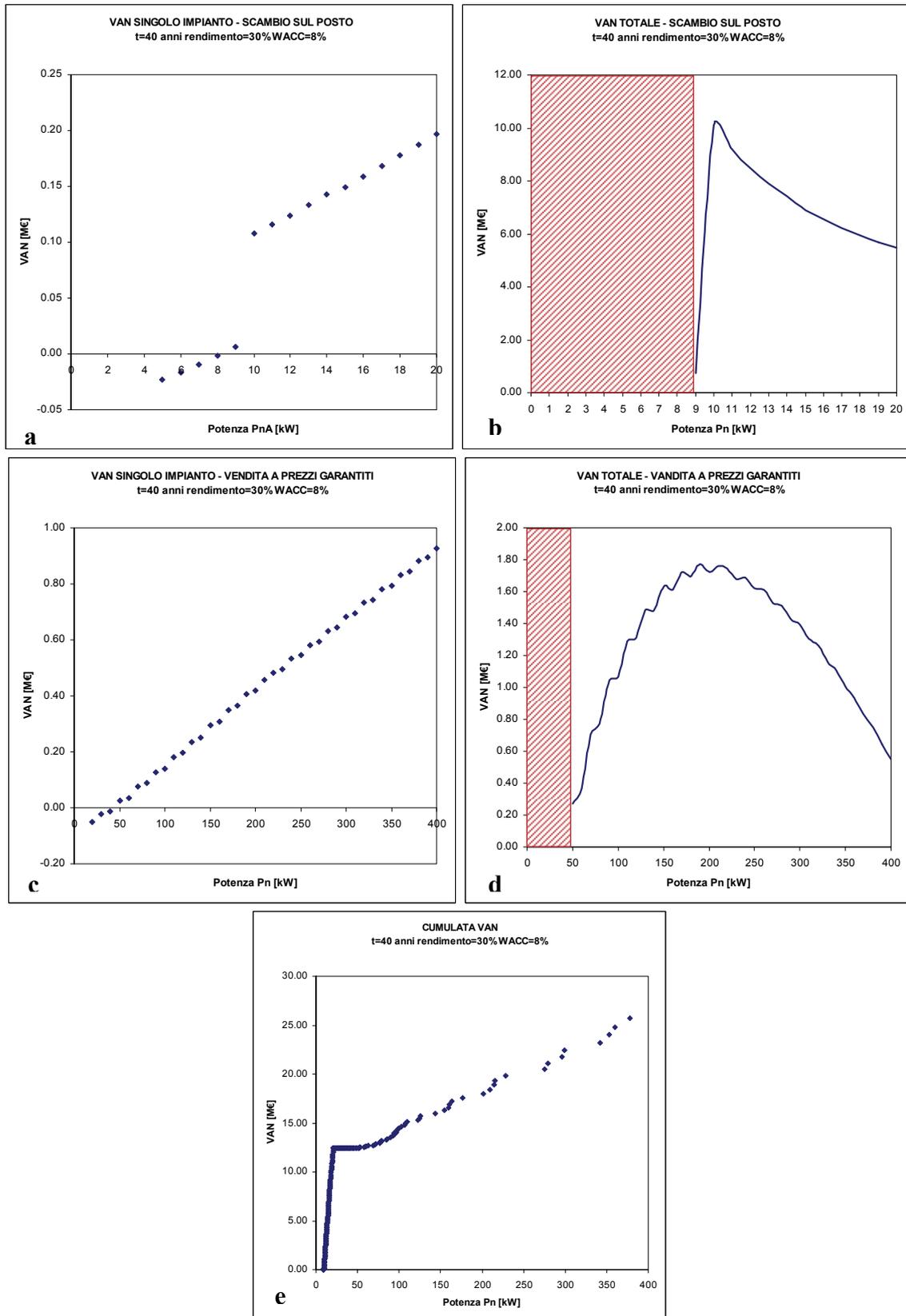


Figura 5.4. Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 30% e WACC dell'8%. (a) , (c) VAN calcolato al variare della potenza dell'impianto; (b), (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli impianti; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.

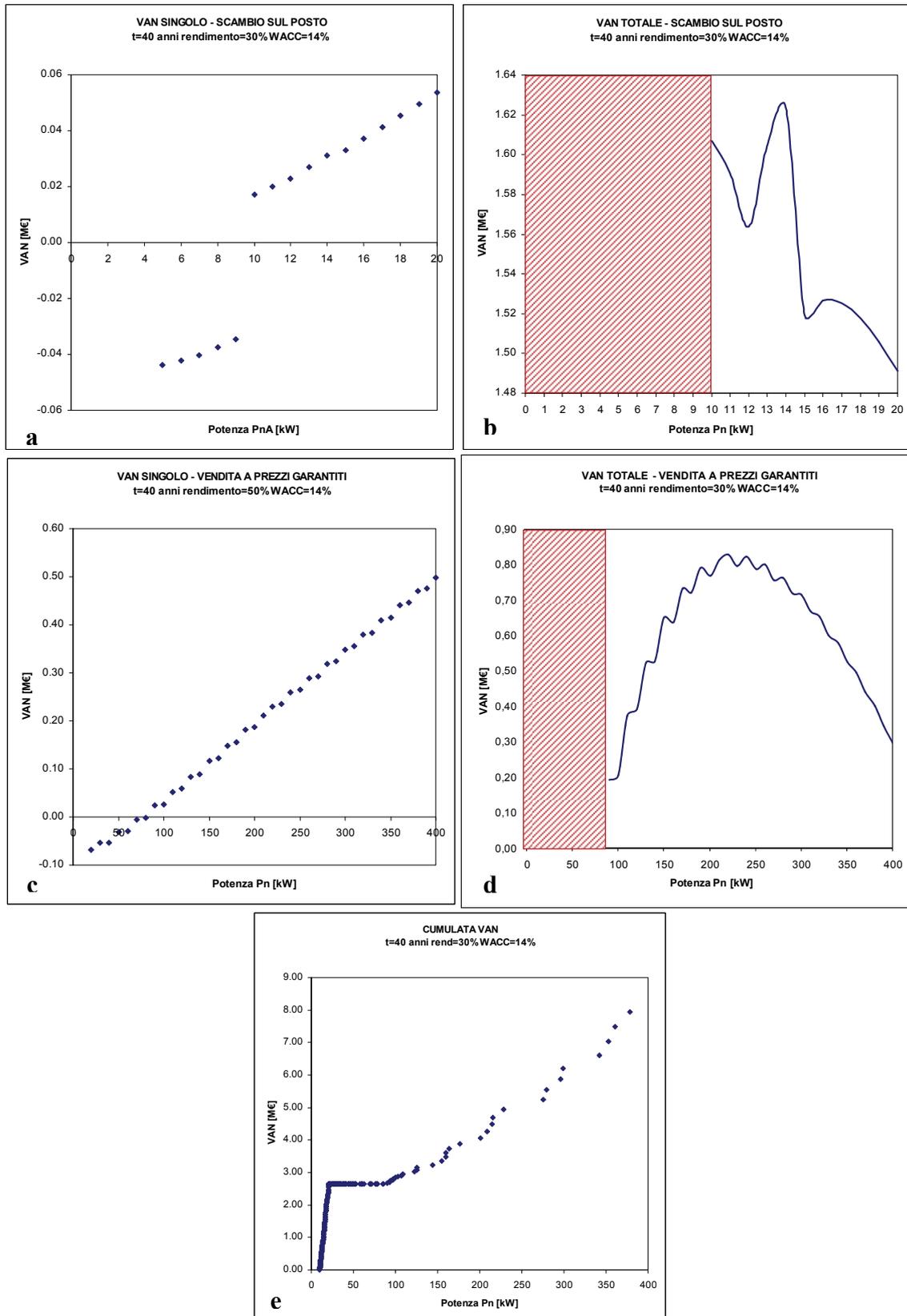


Figura 5.5. Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 30% e WACC del 14%. (a) , (c) VAN calcolato al variare della potenza dell'impianto; (b), (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli impianti; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.

5.1.2 IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE DOPO IL 1 GENNAIO 2008

Gli impianti entrati in funzione dopo il 1 gennaio 2008 sono sottoposti alle nuove direttive in materia di impianti alimentati da FER e, per questa ragione, abbiamo voluto indagare quale fosse il rendimento globale degli impianti ipotizzabili nella Regione alla luce di quanto previsto dalla Legge 24 dicembre 2007, la quale permette al produttore di scegliere se avvalersi o meno anche della possibilità del ritiro dedicato, così come previsto dalla Delibera 280/07 dell'AEEG.

Il nuovo meccanismo di incentivazione, congiuntamente agli sgravi fiscali introdotti dalla nuova finanziaria 2008, ha portato ulteriori vantaggi nei confronti della redditività degli investimenti.

In analogia a quanto fatto precedentemente, anche per gli impianti entrati in vigore dopo il 1 gennaio 2008 si espongono i risultati dell'analisi economica per gli impianti caratterizzati da una potenza nominale installata fino a 400kW.

Gli scenari economici ipotizzati hanno riguardato due valori del rendimento complessivo dell'impianto, pari al 30% e al 50%, e due valori del WACC, valutato pari all'8% ed al 14%.

I risultati ottenuti, mostrati nelle Fig. V.6 fino a V.13, in analogia a quanto già evidenziato nel capitolo precedente, mostrano che per impianti fino a 200 kW la modalità di scambio sul posto è quella più vantaggiosa per i produttori. In particolare, nell'ipotesi migliore qui prevista, ottenuta ipotizzando un rendimento del 50% ed un WACC del 8%, è possibile avere un attivo economico, misurato in termini di VAN con una potenza installata superiore a 9kW (Fig. V.6 (b)).

Per potenze installate inferiori ai 20 kW si può notare un netto peggioramento rispetto a quanto previsto per gli impianti realizzati prima del 31 dicembre 2007, in quanto per essi era possibile avere una rendita già con potenze di circa 5 kW.

Il vantaggio offerto dalle nuove disposizioni risiede, però, nel fatto che da 9 kW a 200 kW tutti gli impianti presentino un VAN positivo, colmando l'intervallo compreso tra 20 kW e circa 50 kW per il quale, tramite le disposizioni precedenti la Legge 24 dicembre 2007 n.244, gli impianti non riuscivano nemmeno a prevedere il rientro del capitale investito.

Operando in questo modo, inoltre, se da un punto di vista strettamente economico si perde la convenienza ad installare piccolissimi impianti, dall'altro si evita una rincorsa

verso l'utilizzo indiscriminato di questi impianti, favorendo la realizzazione solo di quelli di una certa dimensione che, per come sono concepiti, garantiscono una maggiore resa, almeno dal punto di vista della continuità di produzione di energia.

Potenze elevate, infatti, sono normalmente legate a portate in transito nelle condotte più elevate, e quindi a reti acquedottistiche di una certa importanza, per cui i maggiori controlli e manutenzione degli impianti lasciano ipotizzare un più elevata probabilità di garantire dei livelli minimi di produzione. Non a caso sono presenti dei corrispettivi di sbilanciamento al fine di "obbligare" il produttore ad assicurare una continuità nel caso in cui l'impianto venga alimentato tramite fonti programmabili.

Dalle cumulate di VAN degli impianti presenti nella Regione risulta che, nell'ipotesi più favorevole, ossia rendimento complessivo del 50% e WACC dell'8%, il VAN globale dell'investimento è dell'ordine di € 80 milioni, corrispondente ad una potenza globale di circa 21 MW. Secondo lo scenario più sfavorevole, con rendimento complessivo del 30% e WACC del 14%, il VAN globale dell'investimento scende a € 12 milioni.

In Figura V.14 è stata riportata una sequenza dei VAN cumulati nell'ipotesi di rendimento pari al 50% e di WACC pari all'8% e al 14%, secondo le ipotesi di vendita e/o cessione dell'energia prodotta previste dalla normativa precedente alla L. n. 244/2007 e secondo quelle introdotte da quest'ultima.

È ipotizzabile che quando le disposizioni contenute nella Legge 24 dicembre 2007 n. 244 saranno completamente applicate, si avranno degli incentivi economici in grado di migliorare la rendita degli impianti.

Concludendo, possiamo affermare che il perno su cui ruota l'intero comparto è strettamente legato al peso che gli incentivi governativi hanno raggiunto rispetto alla convenienza economica dei progetti qui illustrati e, in quest'ottica, le analisi qui condotte risultano un utile strumento che consente una veloce rivalutazione della redditività dell'investimento a fronte di nuove disposizioni normative.

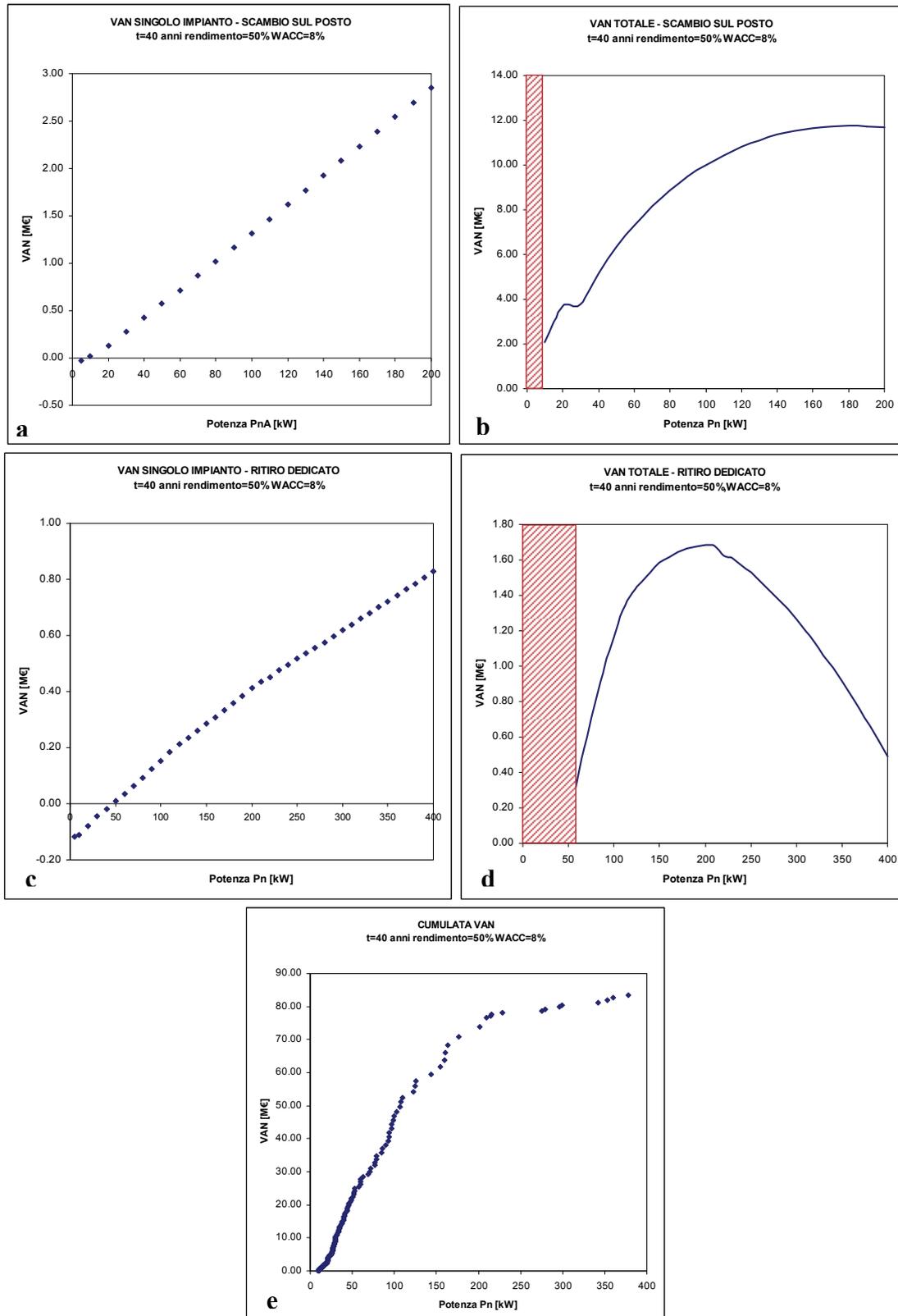


Figura 5.6. Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 50% e WACC dell'8% calcolato nel caso di scambio sul posto e di ritiro dedicato. (a), (c) VAN calcolato al variare della potenza dell'impianto; (b), (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli impianti; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.

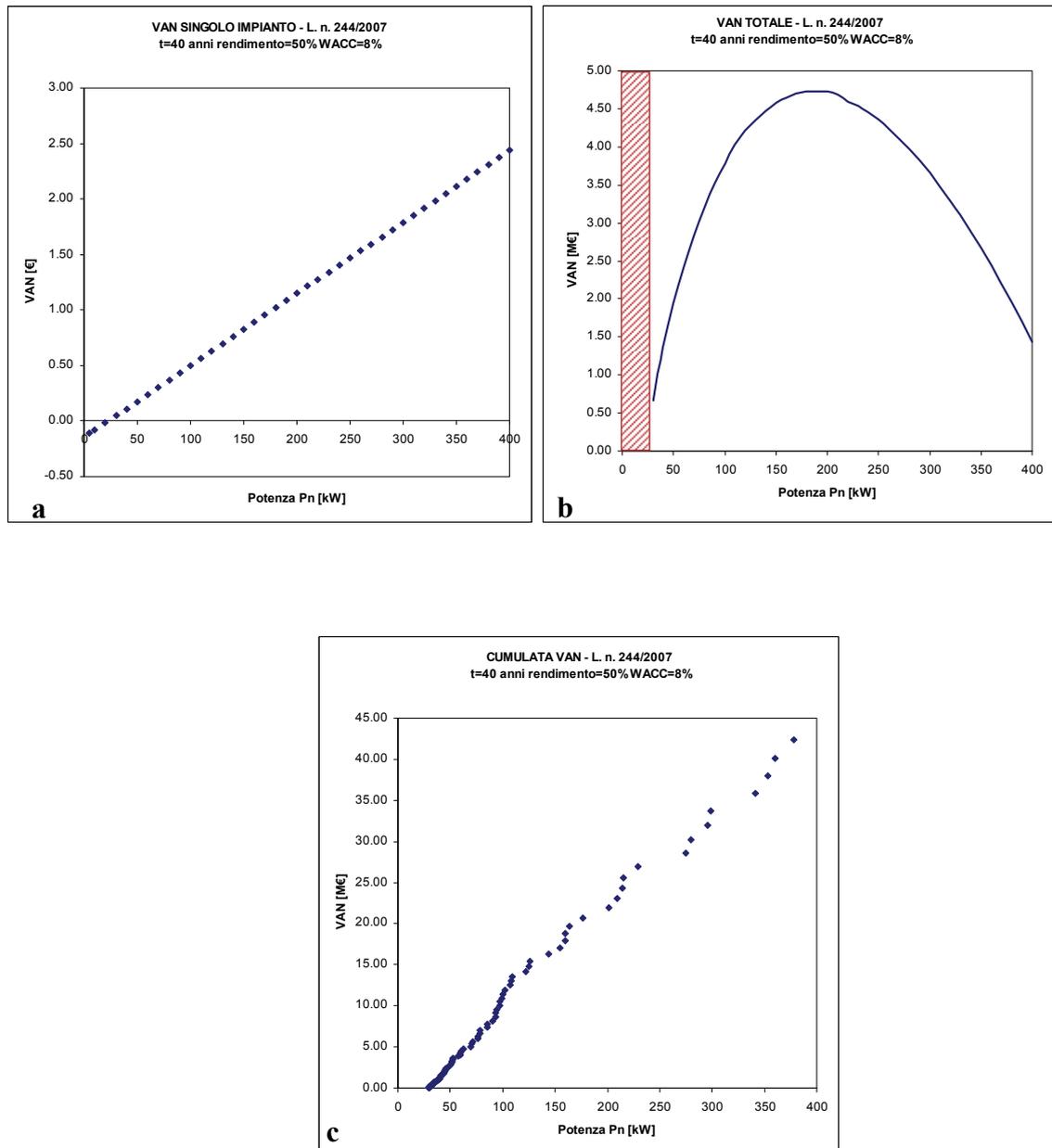


Figura 5.7. Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 50% e WACC dell'8%. (a) calcolato secondo le disposizioni contenute nella L. 24 dicembre 2007 n. 244; (b) VAN calcolato al variare della potenza dell'impianto; (c) VAN totale sulla Regione Piemonte; (d) cumulata del VAN per gli impianti individuati.

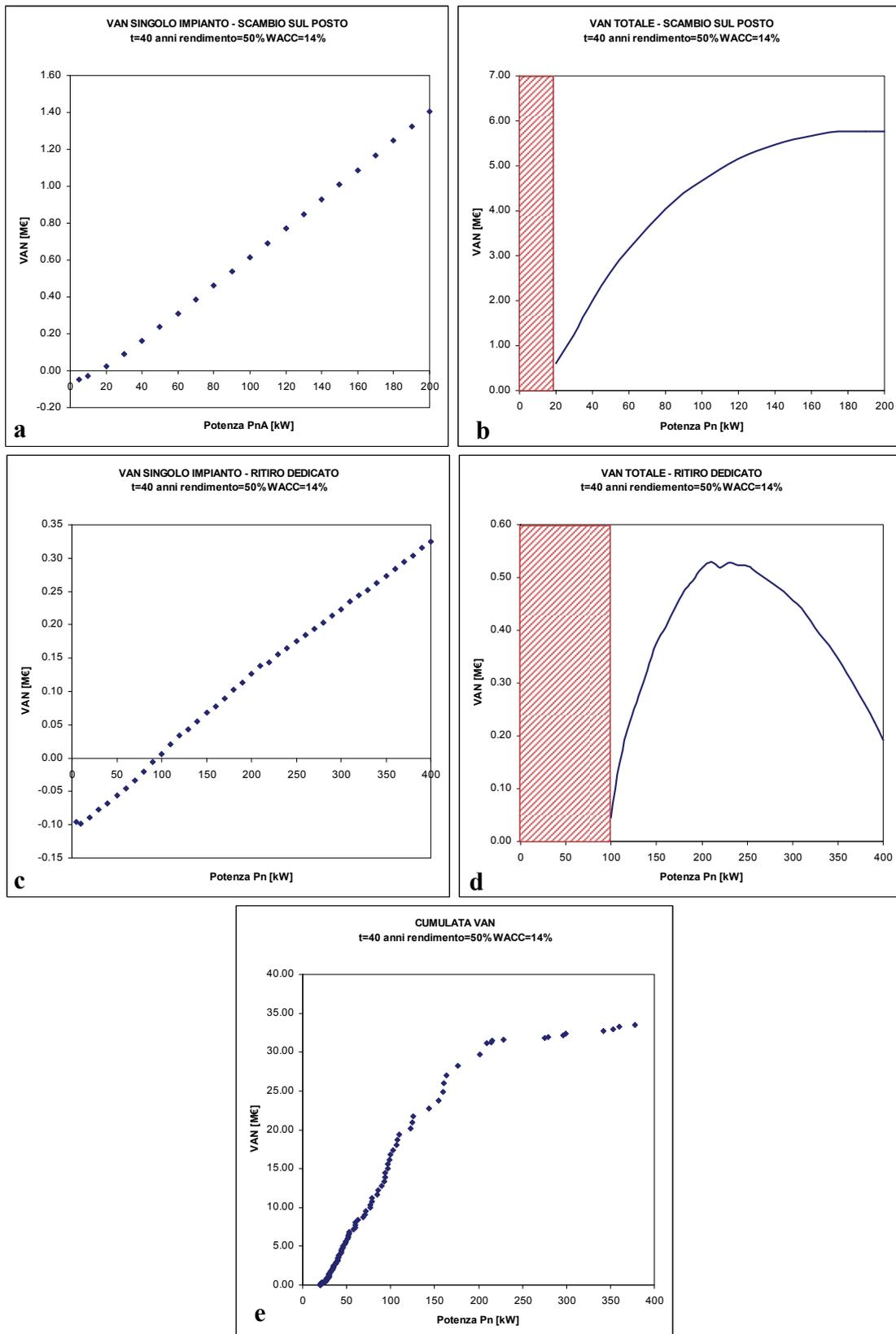


Figura 5.8. Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 50% e WACC del 14% calcolato in caso di scambio sul posto e di ritiro dedicato. (a), (c) VAN calcolato al variare della potenza; (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.

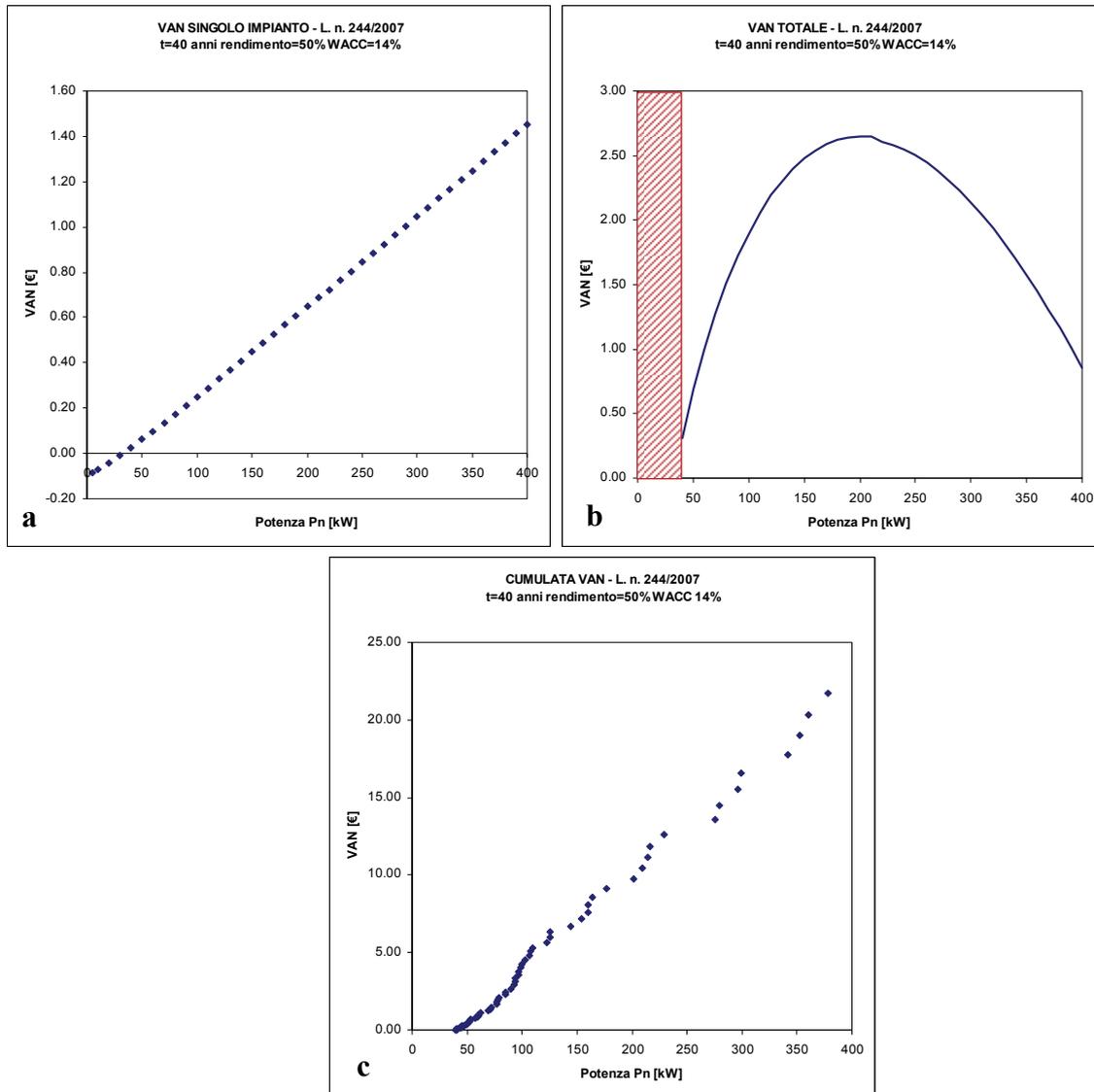


Figura 5.9. Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 50% e WACC del 14%. (a) calcolato secondo le disposizioni contenute nella L. 24 dicembre 2007 n. 244; (b) VAN totale sulla Regione Piemonte; (c) cumulata del VAN per gli impianti individuati.

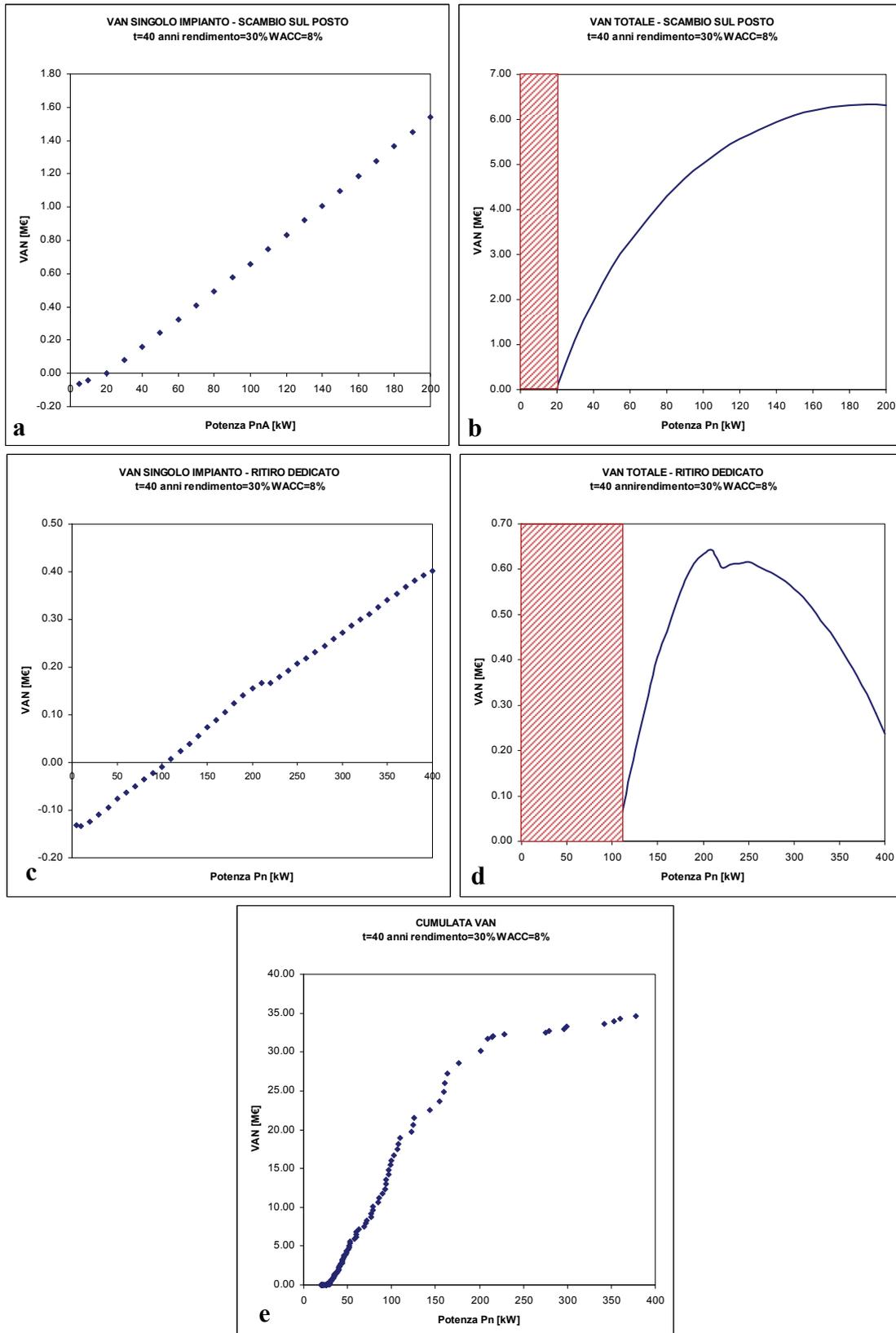


Figura 5.10. Ipotesi di VAN a 40anni con rendimento del 30% e WACC dell'8% calcolato in caso di scambio sul posto e di ritiro dedicato. (a), (c) VAN calcolato al variare della potenza; (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.

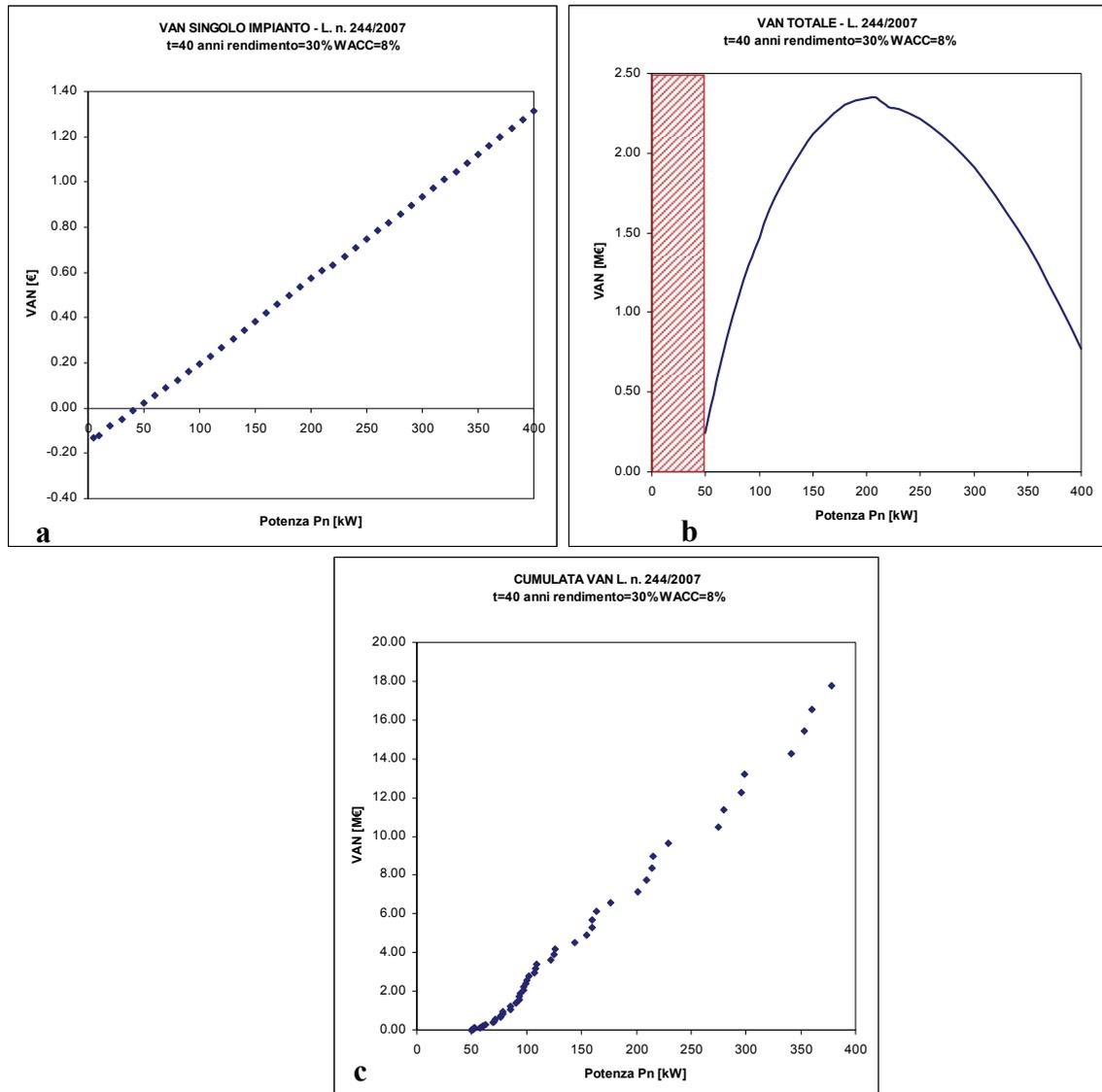


Figura 5.11. Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 30% e WACC dell'8%. (a) calcolato secondo le disposizioni contenute nelle L. 24 dicembre 2007 n. 244; (b) VAN calcolato al variare della potenza dell'impianto; (c) VAN totale sulla Regione Piemonte; (d) cumulata del VAN per gli impianti individuati.

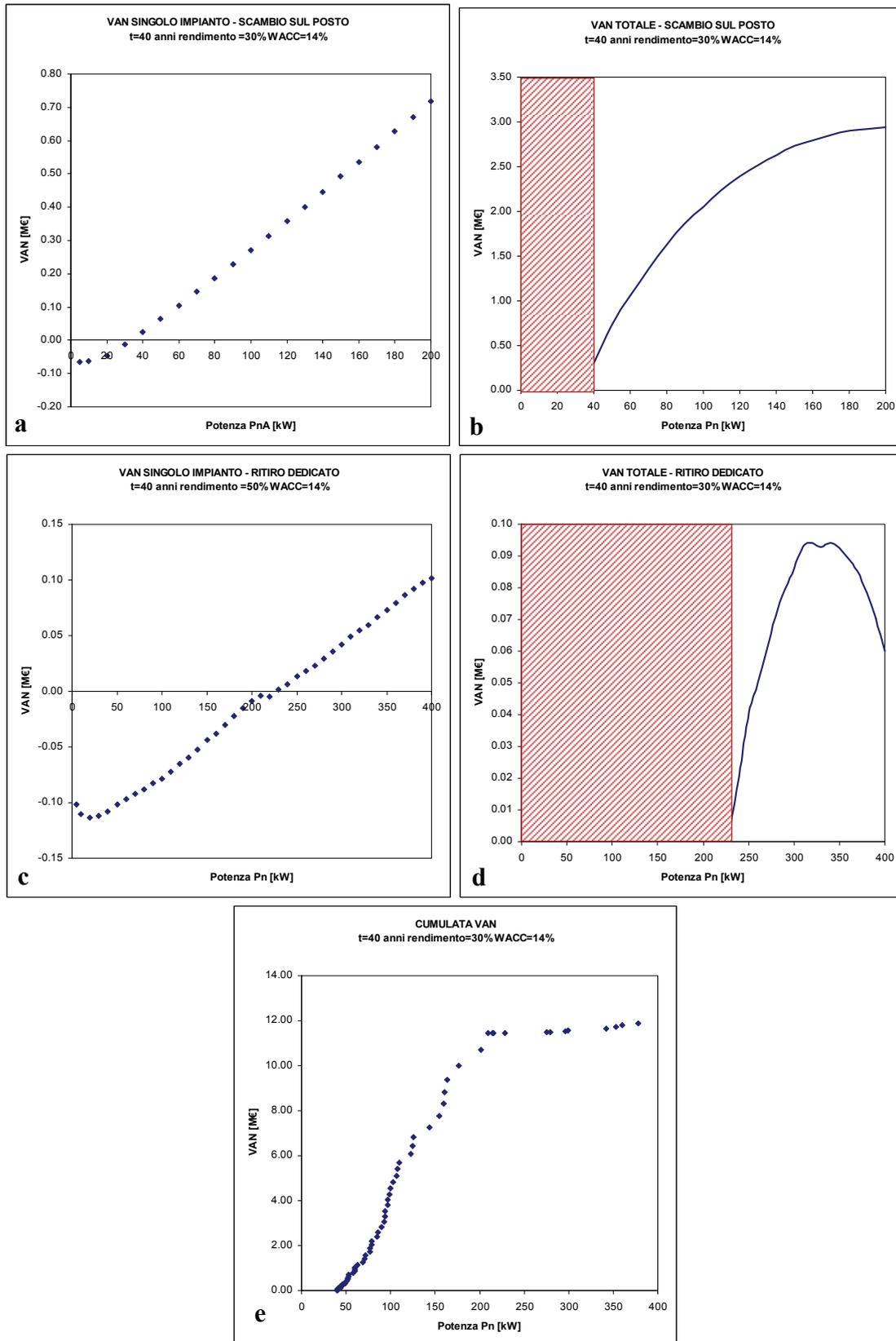


Figura 5.12. Ipotesi di VAN a 40anni con rendimento del 30% e WACC del 14% calcolato in caso di scambio sul posto e di ritiro dedicato.(a), (c) VAN calcolato al variare della potenza; (d) VAN totale sulla Regione Piemonte calcolato per classe di potenza degli; (e) cumulata del VAN per gli impianti individuati.

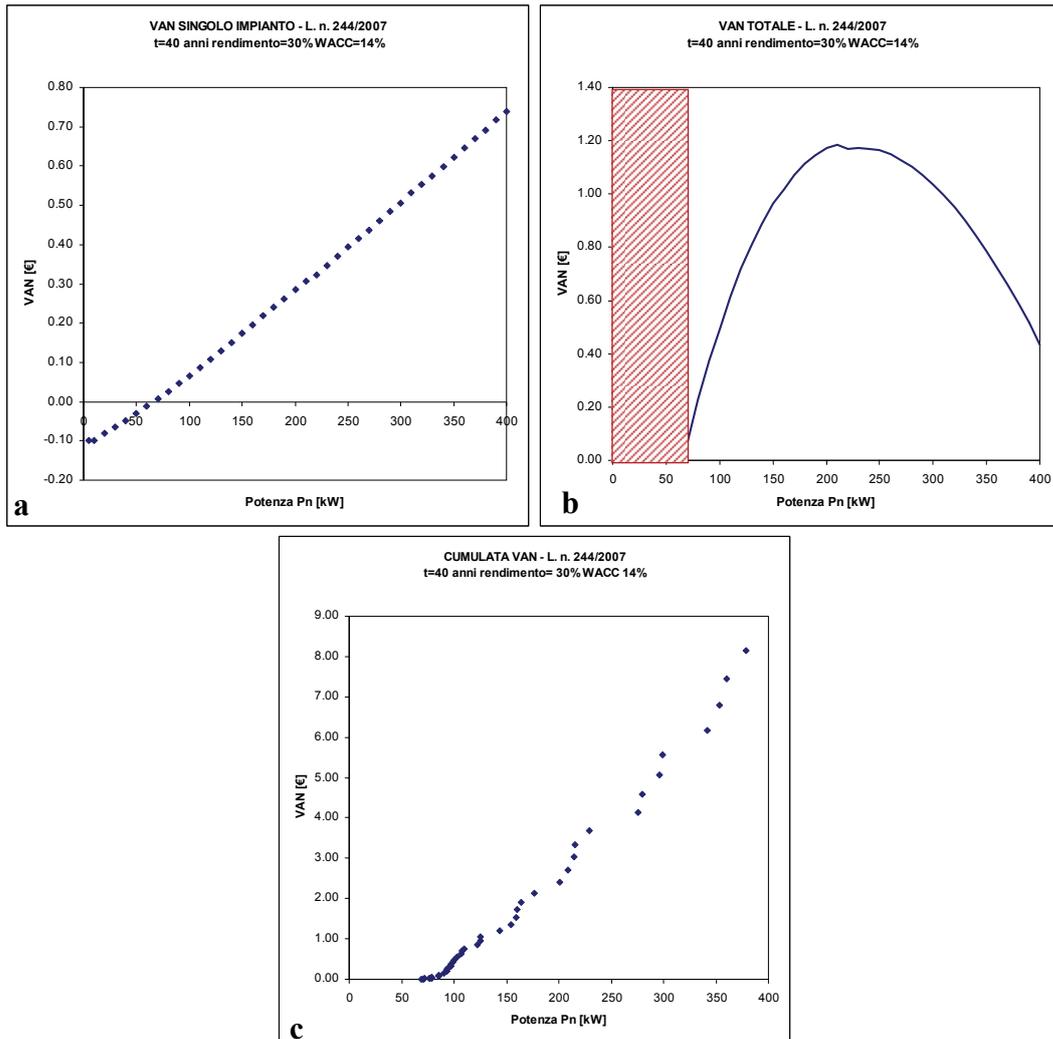


Figura 5.13. Ipotesi di VAN a 40 anni con rendimento del 30% e WACC del 14%. (a) calcolato secondo L. 24 dicembre 2007 n. 244; (c) VAN calcolato al variare della potenza dell’impianto; (b) VAN totale sulla Regione Piemonte; (c) cumulata del VAN per gli impianti individuati.

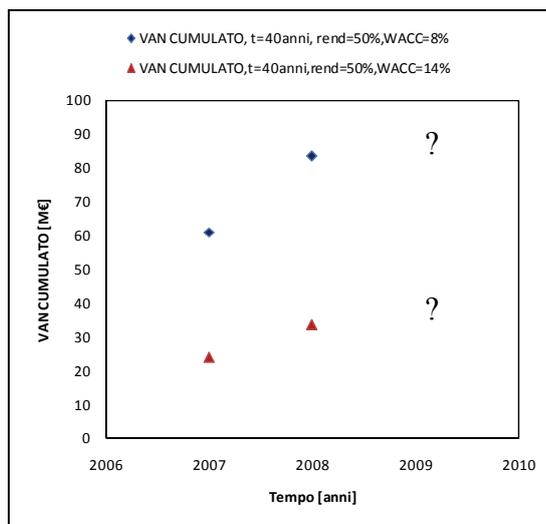


Figura 5.14. Distribuzione dei VAN cumulati nell’ipotesi di rendimento del gruppo di produzione installato pari al 50% e di un WACC pari all’8% e al 14%.

6 CONCLUSIONI

I risultati delle attività descritte in questo rapporto possono essere riassunti nelle considerazioni di seguito riportate.

- Nei primi capitoli è illustrata la prima fase del progetto, in cui si è analizzato lo stato di fatto dei sistemi acquedottistici nella regione Piemonte e si sono poste le basi per la valutazione del potenziale, sia energetico che economico, degli impianti realizzabili nella regione. I risultati ottenuti, riassunti in Figura II.10 e successive, mostrano che a livello regionale è possibile individuare una potenzialità idroelettrica compresa tra 21000 kW, secondo la definizione A di potenziale Pn, e 32000 kW, secondo la definizione B di potenziale Pn.
- Nei capitoli successivi, definita la potenzialità idroelettrica, si è affrontato l'aspetto legato alla fattibilità (tecnica ed economica) degli impianti. In essi, vengono presentate diverse analisi mirate a valutare la fattibilità economica degli impianti, alla luce di alcune semplificazioni necessarie per potere effettuare un esame generale della redditività di un investimento al variare della potenza installata. L'analisi è stata condotta applicando le "regole" ante e post Finanziaria 2008, legge che ha introdotto significative novità a livello di incentivazione. Si è potuto quindi verificare l'entità del miglioramento introdotto da nuovi meccanismi, quali la nuova tariffa unica omnicomprensiva valevole per 15 anni.
- Nel Capitolo V, sono stati esposti i risultati ottenuti dall'analisi del potenziale economico a scala regionale. La Figura V.2 e successive, mostrano che a livello regionale è possibile individuare redditività dell'investimento, espressa in termini di VAN, compresa tra € 8 milioni, nell'ipotesi più sfavorevole per impianti entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007, e € 80 milioni kW, nell'ipotesi più favorevole secondo quanto previsto dalla L. 24 dicembre 2007 n. 244.

Pur essendo già state fornite le regole a cui dovranno attenersi i nuovi impianti, non esistono ancora i decreti attuativi o le delibere degli enti direttamente interessati, come l'AEEG ed il GSE, che permetteranno la piena applicazione delle nuove disposizioni. Si è scelto quindi di effettuare l'analisi economica sia in base alla normativa

in vigore alla fine del 2008, sia proponendo uno scenario in cui si realizzi completamente quanto previsto nella Legge 24 dicembre 2007 n.244.

La redditività degli impianti qui esaminati dipende, oltre che dalla tipologia di incentivi proposti, anche dalla reale produzione idroelettrica, a sua volta influenzata principalmente dalla disponibilità della portata di dimensionamento nel corso dell'anno. In uno studio di fattibilità tecnica ed economica va pertanto prestata molta attenzione alla variabilità delle portate sorgentizie, al fine di verificare la stabilità della risorsa idrica nei diversi mesi dell'anno.

In tutte le analisi condotte non si è volutamente tenuta in conto la necessità di adeguare e sostituire la condotta di adduzione a monte dell'impianto. Tale necessità si può presentare sia in relazione all'utilità di incrementare il diametro sia in relazione alle caratteristiche di resistenza meccanica alla pressione. Va da sé che tale aspetto giochi un ruolo rilevante nel contesto dell'investimento, spostando in senso peggiorativo i parametri dell'investimento a causa del maggior esborso iniziale di capitale.

Il peso che gli incentivi governativi hanno raggiunto rispetto alla convenienza economica dei progetti qui trattati rappresenta, in definitiva, il perno su cui gira l'intero comparto. In tal senso diventa importante disporre di uno strumento, come quello qui fornito, in grado di consentire una veloce rivalutazione della redditività dell'investimento a fronte di eventuali nuove disposizioni di legge.

BIBLIOGRAFIA

- Autori vari, Proceedings of the 2nd International Minihydro Conference, September 5-7, 1996 –Palinuro (SA)
- R. Breasley, S. Myers, S. Sandri, *Principi di finanza aziendale*, McGraw Hill Libri Italia, 2003
- ENEA, *Le fonti rinnovabili 2005 – Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità*.
- Kilchmann, U. Kamm, B. Kobel, S. Kempf, R. Marugg, P. Loeffel, U. Riesen, R. Baumann, W. Ott, J. Ruegsegger, E. Muller, F. Schmid, *Energie dans les réseaux d'eau, Guide pour l'optimisation des couts énergétiques et de l'exploitation*, Société suisse de l'industrie du gaz et des eaux, Lausanne, 2006
- F. Miotto, P. Claps, R. Revelli, D. Poggi, *Produzione di energia idroelettrica eco-compatibile da acquedotti: analisi di fattibilità economica*, 31° Convegno Nazionale di Idraulica e Costruzioni Idrauliche, Perugia 9-12 settembre 2008
- Penche, Guida all'idroelettrico minore – Per un corretto approccio alla realizzazione di un piccolo impianto, Commissione Europea, Direktorat generale per l'energia, settembre 1998
- F. Plebani, D. Poggi, R. Revelli, P. Claps, *Produzione di energia idroelettrica eco-compatibile dagli acquedotti montani e pedemontani: valutazione a scala regionale delle potenzialità delle reti di adduzione*, Approvvigionamento e distribuzione idrica: esperienza, ricerca ed innovazione, Ferrara 28-29 giugno 2007
- Regione Piemonte, Infrastrutture del servizio idrico in Piemonte, maggio 2000

APPENDICI

E

ALLEGATI

I TESTI DELLE APPENDICI E DEGLI ALLEGATI SONO SCARICABILI A
PARTIRE DALLA PAGINA WEB:

<http://www.idrologia.polito.it/web2/progetti/conclusi/microhydro/documenti>
