



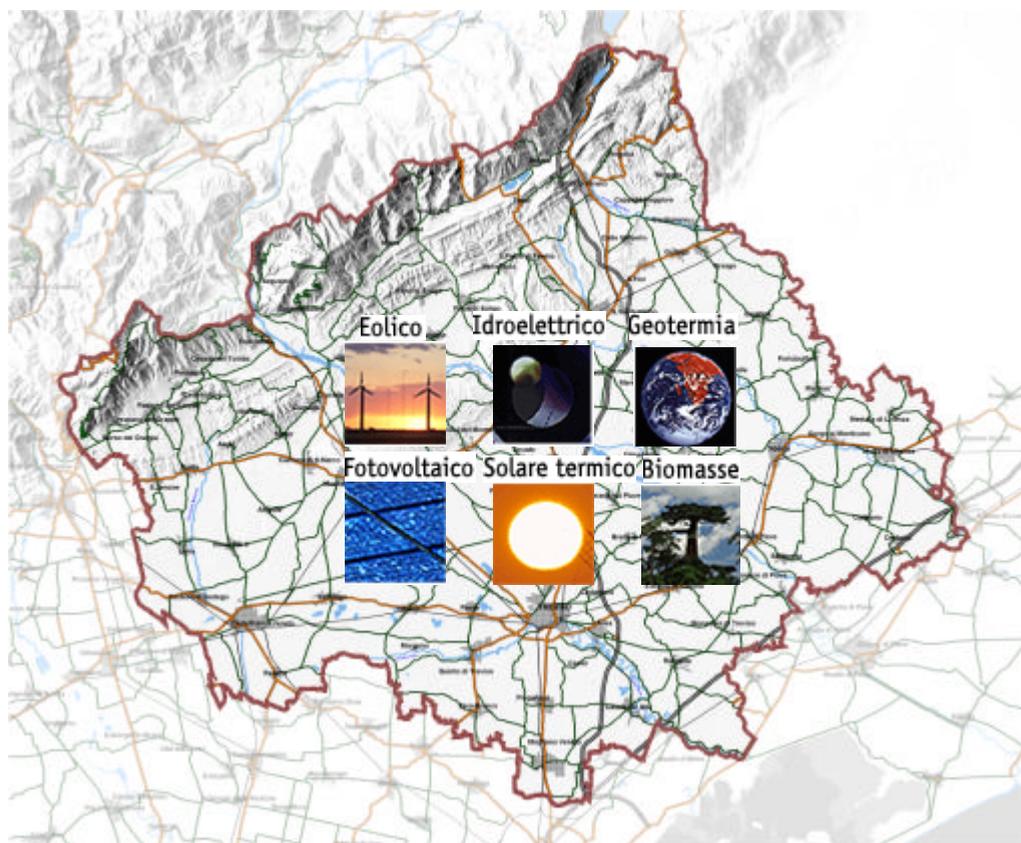
Dipartimento Provinciale di Treviso



PROVINCIA DI TREVISO

Settore Gestione del Territorio

## FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA. L'APPLICAZIONE IN PROVINCIA DI TREVISO



Anno 2005

---

Responsabile del progetto  
Ing. Giancarlo Cunego

Coordinatore del progetto  
Ing. Daniela Fiaccavento

#### Autori

Dott. Francesco Ceccato  
Ing. Daniela Fiaccavento  
Dott. Biagio Gianni  
Dott.ssa Claudia Iuzzolino  
Ing. Iginio Mason  
Ing. Luca Mion  
Dott.ssa Milena Miotti  
Arch. Maria Luisa Piva  
Dott. Federico Steffan

#### Si ringraziano

ADVAR  
Azienda Agricola Zanoni Luigi  
Cechelin Group Sistemi Fotovoltaici  
Comune di Montebelluna  
Comune di Ponte di Piave  
Comune di Venezia  
Comune di Villorba  
Consorzio BIM Piave  
ENEL  
ENI - Esplorazione Italia e Sud  
Europa  
Genio Civile di Treviso  
Geonova SpA  
La Combustione Snc  
Regione Veneto – Dipartimento  
Foreste  
Secco Sistemi srl  
Sile SpA  
Università di Venezia – Dipartimento  
di Scienze Ambientali  
Università di Verona – Dipartimento  
Scientifico e tecnologico  
Unione Geotermica Italiana

Si ringrazia in particolar modo per la  
collaborazione il Dott. G. Fusato del  
Dipartimento ARPAV di Verona

La continua crescita di domanda di energia, la limitatezza di combustibili fossili quali petrolio, carbone e metano e l'esito dei referendum sul nucleare del 1987, hanno portato alla costante ricerca ed utilizzo di nuove fonti energetiche.

Negli ultimi anni inoltre è cresciuta la sensibilità della popolazione verso il problema dell'immissione in atmosfera di CO<sub>2</sub> e di altri gas "colpevoli" di effetti negativi sul clima. I possibili interventi, sanciti anche dal Protocollo di Kyoto del 1997 (al quale ha aderito anche lo Stato Italiano), sono riassumibili in due diverse azioni:

- Il progressivo abbandono delle sorgenti di energia di tipo tradizionale a favore delle fonti rinnovabili come eolica, solare, geotermica o la combustione di biomasse.
- La sostituzione degli attuali sistemi di utilizzazione dell'energia con altri a più alta efficienza.

Scopo di questa pubblicazione è di informare gli utenti sui problemi energetici, sensibilizzandoli all'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili ed al risparmio energetico, fornendo esempi di applicazioni concrete nel nostro territorio.

Il Presidente della  
Provincia di Treviso  
Leonardo Muraro

<b>INTRODUZIONE</b> .....	1	Il dimensionamento dei pannelli solari .....	37
Fonti rinnovabili di energia ed incentiva- zioni .....	1	Il riscaldamento a pavimento .....	37
I Certificati verdi .....	2	La manutenzione dei pannelli solari .....	38
I Certificati bianchi .....	3	Potenziale di applicazione in Provincia di Treviso .....	38
Produzione in Italia .....	4	Impatto ambientale .....	38
Produzione in Provincia .....	5	Costi .....	39
Trasporto dell'energia in Provincia .....	5	Applicazioni esistenti in Provincia di Treviso	40
Consumi di energia in Provincia di Treviso	6	<b>Tecnologia fotovoltaica</b> .....	41
Risparmio energetico: come consumare energia in modo intelligente .....	9	Tipi di impianto .....	41
Normativa .....	12	I sistemi fotovoltaici a terra .....	41
Bibliografia .....	12	Impianti mobili .....	42
<b>ENERGIA IDROELETTRICA</b> .....	14	Applicazioni esistenti in Provincia di Treviso	42
Introduzione .....	14	<i>Progetto Elianto</i> .....	43
Tipologia degli impianti idroelettrici .....	14	Potenziale di applicazione in Provincia di Treviso .....	44
Tecnologia di utilizzo .....	16	Impatto ambientale .....	46
Opere di sbarramento .....	16	Costi ed incentivi .....	46
<i>Dighe</i> .....	16	Bibliografia .....	47
<i>Traverse</i> .....	16	<b>ENERGIA EOLICA</b> .....	
Opere complementari dei serbatoi .....	17	Introduzione .....	48
Opere di presa e di derivazione .....	17	Tipologia e tecnologia della risorsa .....	48
Vasca di carico e pozzo piezometrico .....	17	Dove installare un impianto eolico .....	48
Condotte forzate .....	17	La risorsa eolica in Italia .....	49
Organi di intercettazione .....	17	Tecnologia della risorsa .....	49
Centrale .....	18	<i>Captazione dell'energia del vento</i> .....	50
<i>Turbine idrauliche</i> .....	18	Potenziale di applicazione in Provincia di Treviso .....	51
<i>Generatori</i> .....	18	<i>Stazione di Valdobbiadene – Monte Cesen</i> .....	52
<i>Pompe</i> .....	19	<i>Stazione Monte Pizzoc</i> .....	53
<i>Trasformatore e organi di scarico</i> .....	19	<i>Stazione Monte Grappa</i> .....	54
Impianti esistenti .....	19	Impatto ambientale .....	55
Premessa .....	19	Normativa .....	55
Inquadramento generale .....	19	Bibliografia .....	56
<i>Impianti Piave – S. Croce</i> .....	24	<b>ENERGIA DA BIOMASSE</b> .....	57
<i>Impianti minori del Medio-Piave</i> .....	26	Introduzione .....	57
<i>Altri impianti</i> .....	27	Digestione anaerobica .....	58
Potenziale di applicazione in Provincia di Treviso .....	29	Digestione aerobica .....	58
Premessa .....	29	Fermentazione alcolica .....	58
Inquadramento generale .....	29	Estrazione di oli vegetali da piante oleaginose (soia, colza, girasole, ecc.) .....	59
Impatto ambientale .....	31	Combustione .....	59
Costi .....	32	Gassificazione .....	59
Normativa .....	33	Pirolisi .....	60
Bibliografia .....	33	<b>BIOMASSE LIGNEO-CELLULOSICHE</b> .....	60
<b>ENERGIA DAL SOLE</b> .....	34	Tipologia della risorsa .....	60
Introduzione .....	34	Tecnologia della risorsa .....	61
<b>Tecnologia del solare termico</b> .....	34	<i>Tipi di combustibili legnosi</i> .....	61
<i>L'assorbitore</i> .....	35	Impianti di combustione .....	62
<i>La copertura trasparente</i> .....	35	<i>Caldaie a pezzi di legna</i> .....	62
<i>Il fluido primario</i> .....	35	<i>Caldaie a pellet di legno</i> .....	62
<i>Lo scambiatore di calore</i> .....	35	<i>Caldaie a cippato</i> .....	62
<i>La circolazione del fluido</i> .....	35	Disponibilità della risorsa in Provincia di Treviso .....	63
Collettore solare piano vetrato .....	36	Applicazioni esistenti in Provincia di Treviso	66
Collettori solari sottovuoto .....	36	Costi del riscaldamento a legna .....	67
Pannelli con serbatoio integrato .....	37		

BIOMASSE DA RIFIUTI .....	67	Tecnologia della risorsa .....	78
Introduzione .....	67	<i>Impianti di combustione</i> .....	78
BIOGAS DA DIGESTIONE ANAEROBICA .....	67	Forni a griglia .....	78
Tipologia della risorsa .....	67	Forni a letto fluido .....	78
Tecnologia della risorsa .....	68	Forni a tamburo rotante .....	78
<i>Produzione di biogas da reflui di impianti suinicoli</i> .....	69	Altre tipologie: <i>pirolisi, massificazione, plasma</i> .....	79
Tipologia della risorsa .....	69	Disponibilità della risorsa in provincia .....	79
<i>La tecnologia del biogas nell'allevamento</i> .....	69	Applicazioni esistenti in provincia .....	79
<i>suinicolo</i> .....	69	Impatto ambientale .....	80
Il processo biologico .....	69	CO/CO <sub>2</sub> .....	81
<i>Il patrimonio suinicolo nella provincia di Treviso</i> .....	70	Polveri .....	81
Disponibilità della risorsa in provincia .....	70	Ceneri .....	82
<i>Produzione di biogas da fanghi di depurazione e</i> .....	70	Normativa .....	82
<i>FORSU</i> .....	70	Bibliografia .....	82
Disponibilità della risorsa in provincia .....	70	<b>ENERGIA GEOTERMICA</b> .....	84
Applicazioni esistenti in provincia .....	71	Introduzione .....	84
<i>Produzione di biogas da rifiuti smaltiti in discarica</i> .....	72	Tecnologie ed utilizzo della risorsa .....	85
Tipologia della risorsa .....	72	Centrali geo-termoelettriche .....	85
Caratteristiche del biogas .....	73	Produzione di energia o risparmio energetico .....	86
Tecnologia della risorsa .....	75	Quanto costa produrre un kWh di energia .....	86
Stadio di separazione della condensa.....	75	Geotermoelettrica .....	86
Stadio di aspirazione/compressione .....	76	Impatto ambientale .....	86
Torcia di combustione .....	76	Potenziale di applicazione in Provincia di	
Applicazioni esistenti in provincia .....	76	Treviso .....	87
Disponibilità della risorsa in provincia .....	76	Normativa di riferimento .....	87
Costi .....	77		88
Conclusioni .....	77		
<i>Energia da termovalorizzazione dei rifiuti</i> .....	77		
Tipologia della risorsa .....	78		

## INTRODUZIONE

Negli ultimi anni è stato fatto molto per fronteggiare i diversi problemi ambientali; dall'impegno a perseguire un modello di sviluppo sostenibile alla ricerca degli strumenti più adeguati per conciliare la crescente domanda di energia, e quindi il crescente consumo di combustibili fossili, con la salvaguardia dell'ambiente. Oggi oltre l'80% dell'energia utilizzata nel mondo viene prodotta bruciando combustibili fossili quali petrolio, carbone e metano.

Ai giorni nostri sono intervenute ulteriori complicazioni dovute alla crisi mediorientale e successivamente alla ripresa dell'attività mondiale, ma anche della decisione dei paesi produttori di mantenere le quotazioni su livelli elevati per compensare la perdita d'acquisto dovuta all'indebolimento del dollaro. Nei primi mesi del 2004 la crescita dell'economia mondiale, le pressioni speculative, il peggioramento della situazione politica mediorientale e la decisione dei paesi dell'OPEC di attuare tagli alla produzione hanno determinato ulteriori rialzi del prezzo del petrolio.

Ed è proprio per garantire la sopravvivenza del pianeta, assieme alla necessità di assicurare un più equo sviluppo sociale ed economico, che gli stati si sono impegnati a perseguire un modello di sviluppo sostenibile, ovvero uno sviluppo in grado di soddisfare i bisogni delle generazioni presenti senza compromettere la possibilità alle generazioni future di soddisfare i propri.

Tuttavia, nonostante l'attenzione da parte dello Stato e degli Enti locali a vari livelli (Regioni, Province, Comuni) per questa tematica, i consumi nazionali di energia sono in costante aumento.

La continua crescita di domanda di energia, correlata con la limitatezza delle fonti e l'impatto provocato sull'ambiente dall'utilizzo dei combustibili tradizionali, ha prodotto in questi ultimi anni il sorgere di nuove necessità.

Da un lato, è scaturita l'urgenza di diffondere una cultura del risparmio energetico al fine di limitare gli sprechi e di garantire una maggiore efficienza nei consumi. Dall'altro, è stato necessario provvedere alla ricerca di fonti di energia *alternative*, ossia meno impattanti sull'ambiente che, allo stesso tempo, fossero *rinnovabili*, cioè non dipendenti da fonti che richiedono tempi molto lunghi per rigenerarsi, e quindi considerate *esauribili*.

Con questo volume si vuole sensibilizzare al risparmio energetico e informare sulla diffusione delle fonti rinnovabili nel territorio provinciale di Treviso, valutando le potenzialità di incremento di utilizzo delle stesse come possibilità di sviluppo futuro.

## FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA ED INCENTIVAZIONI

Secondo la legge 10/91 (art 1 comma 3) sono considerate fonti rinnovabili di energia: "il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali. Sono considerate altresì fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia: la cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica o meccanica e di calore, il calore recuperabile nei fumi di scarico e da impianti termici, da impianti elettrici e da processi industriali, nonché le altre forme di energia recuperabile in processi, in impianti e in prodotti ivi compresi i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nell'illuminazione degli edifici con interventi sull'involucro edilizio e sugli impianti". Pertanto si assimila anche il risparmio energetico ad un vera e propria energia rinnovabile.

Le fonti rinnovabili di energia possiedono due caratteristiche positive fondamentali: la prima consiste nel fatto che esse rinnovano la loro disponibilità in tempi estremamente brevi (si va dalla disponibilità continua nel caso dell'uso dell'energia solare, ad alcuni anni nel caso delle

biomasse); l'altra è che, a differenza dei combustibili fossili, il loro utilizzo produce un inquinamento ambientale del tutto trascurabile.

Esistono comunque alcuni limiti che ne ostacolano il pieno impiego.

Le fonti rinnovabili, e tra esse soprattutto l'eolico e il solare, forniscono energia in modo intermittente. Questo significa che il loro utilizzo può contribuire a ridurre i consumi di combustibile nelle centrali convenzionali, ma non può sostituirle completamente.

Inoltre, per produrre quantità significative di energia, spesso è necessario impegnare rilevanti estensioni di territorio. Tuttavia va ricordato che ciò non provoca effetti irreversibili sull'ambiente e che il ripristino delle aree utilizzate non ha costi eccessivi.

## I CERTIFICATI VERDI

Il sistema di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili, introdotto dall'art.11 del decreto 79/1999, prevede il superamento del vecchio criterio di incentivazione tariffaria noto come Cip6, passando al mercato dei *Certificati verdi*, titoli emessi dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) che attestano la produzione di energia da Fonti Rinnovabili. Inizialmente la taglia del Certificato verde era pari a 100 MWh, ridotta poi dalla Legge n. 239 del 23/08/2004 (Legge Marzano) a 50 MWh.

Nel mercato dei Certificati Verdi la **domanda** è costituita dall'obbligo per produttori e importatori di immettere annualmente una **"quota"** di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 2% di quanto prodotto e/o importato da fonti convenzionali nell'anno precedente.

L'**offerta**, invece, è rappresentata dai Certificati Verdi emessi a favore di impianti privati che hanno ottenuto la qualificazione IAFR (qualifica Impianti a Fonti Rinnovabili) dal Gestore della rete, così come dai Certificati Verdi che il GRTN stesso emette a proprio favore a fronte dell'energia prodotta dagli impianti Cip 6.

In tab. 1 sono riportati gli impianti qualificati IAFR nel Veneto, nuovi o riattivati, al 30.06.2005, con la relativa potenza complessiva e la producibilità

A partire dall'anno 2004 e fino al 2006, la quota d'obbligo è incrementata annualmente di 0,35 punti percentuali (art.4 comma 1 del D.Lgs. 387/2003). Gli incrementi della quota minima d'obbligo per il triennio 2007-2009 e 2010-2012 verranno stabiliti con decreti emanati dal Ministero delle Attività Produttive.

Fonte	Esercizio	Potenza (MW)	Producibilità (GWh)	Progetto	Potenza (MW)	Producibilità (GWh)
Idrica	16	4,8	27,1	16	2,8	13,2
Geotermica	0	0	0	0	0	0
Eolica	0	0	0	0	0	0
Biomasse e rifiuti	20	44,7	321,3	2	0,8	4,4
Fotovoltaico	0	0	0	0	0	0

Tabella 1 - Numero impianti qualificati IAFR in Veneto. Fonte: Bollettino energia GRTN anno 2004

Il prezzo di riferimento individuato dal GRTN per i certificati verdi per l'anno 2004 è pari a 97,39 €/MWh (al netto dell'IVA del 20 %).

	Domanda (TWh)	Offerta (TWh)
2002	3,23	2,34
2003	3,47	1,98
2004	3,89	2,89

Tabella 2 - Domanda e offerta certificati verdi anni 2002-2004. Fonte: GRTN

Ad ogni TWh corrispondono 20.000 Certificati Verdi della taglia di 50 MWh.

La quota parte della domanda non coperta dall'offerta è coperta dai Certificati Verdi a disposizione del GRTN.

Fonte	certificati verdi
idrica	29279
geotermica	12138
eolica	9292
biomasse e rifiuti	9229
fotovoltaica	16

Tabella 3 - Numero certificati verdi per fonte rinnovabile per l'anno 2004. Fonte: Bollettino energia GRTN anno 2004

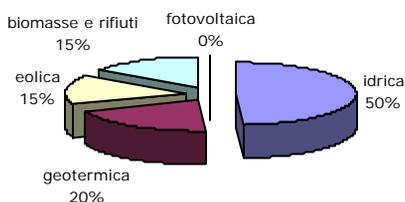


Grafico 1 - Percentuale certificati verdi suddivisi per fonte rinnovabile per l'anno 2004

Fonte: Bollettino energia GRTN anno 2004

## I CERTIFICATI BIANCHI

Con i decreti del 20 luglio 2004 emanati dal Ministro per le attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio è stata riformata la politica di promozione del risparmio energetico negli usi finali, introducendo un sistema molto innovativo anche nel panorama internazionale.

L'obiettivo che si propone la nuova normativa è quello di conseguire, alla fine del primo quinquennio di applicazione (2005-2009) un risparmio di energia pari a **2,9 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) all'anno**, pari all'incremento annuo dei consumi nazionali di energia registrato nel periodo 1999-2001.

Il sistema introdotto dai decreti 20 luglio 2004 prevede che i **distributori di energia elettrica e di gas naturale** raggiungano annualmente determinati obblighi quantitativi di risparmio di energia primaria, per il quinquennio 2005/2009, a partire dal 1 gennaio 2005.

Attualmente l'obbligo riguarda solo ai distributori con più di 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001: successivi decreti definiranno le modalità di applicazione degli obblighi per i distributori sotto questa soglia.

Per adempiere a questi obblighi e ottenere il risparmio energetico prefissato i distributori possono:

- **attuare progetti** a favore dei consumatori finali che migliorino l'efficienza energetica delle tecnologie installate o delle relative pratiche di utilizzo. I progetti possono essere realizzati direttamente, oppure tramite società controllate, o ancora attraverso società operanti nei settori dei servizi energetici (le cosiddette **ESCO-energy services companies**),
- acquistare da terzi "**titoli di efficienza energetica**" o "certificati bianchi" attestanti il conseguimento di risparmi energetici.

I **titoli di efficienza energetica o certificati bianchi** sono emessi dal Gestore del mercato elettrico a favore dei soggetti (distributori, società da essi controllate e di società operanti nel settore dei servizi energetici) che hanno conseguito i risparmi energetici prefissati. L'emissione dei titoli viene effettuata sulla base di una comunicazione dell'Autorità che certifica i risparmi conseguiti. L'Autorità verifica e controlla che i progetti siano stati effettivamente realizzati in conformità con le disposizioni dei decreti e delle regole attuative definite dall'Autorità stessa.

La **compravendita** di questi titoli può avvenire tramite contratti bilaterali o in un mercato apposito istituito dal Gestore del mercato elettrico e regolato da disposizioni stabilite dal Gestore stesso d'intesa con l'Autorità.

La possibilità di scambiare titoli di efficienza energetica consente ai distributori che incorrerebbero in costi marginali relativamente elevati per il risparmio di energia attraverso la realizzazione diretta di progetti, di acquistare titoli di efficienza energetica da quei soggetti che invece presentano costi marginali di risparmio energetico relativamente inferiori e che pertanto hanno convenienza a vendere i propri titoli sul mercato. In questo modo il costo complessivo per il raggiungimento degli obiettivi fissati può essere più contenuto rispetto al caso in cui ciascuno dei distributori dovesse soddisfare gli obblighi di risparmio energetico sviluppando in proprio progetti per l'uso razionale dell'energia.

## PRODUZIONE IN ITALIA

Nel 2003 in Italia la produzione lorda di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili ha raggiunto il valore di 293.865 GWh. Nella tabella 4 viene indicata la produzione lorda da ogni fonte negli anni 2002 e 2003, con la relativa variazione percentuale. Complessivamente la quota percentuale di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili ha toccato, nel 2003, il 16,3%.

	2002	2003	2003/2002%
Produzione idroelettrica	47.262	44.277	- 6,3
Produzione termoelettrica	231.069	242.784	5,1
Produzione geotermoelettrica	4.662	5.341	14,5
Produzione solare e fotovoltaica	1.408	1.463	3,9
<b>Totale produzione lorda</b>	<b>284.401</b>	<b>293.865</b>	<b>3,3</b>
Consumi servizi ausiliari	13.619	13.682	0,5
<b>Totale produzione netta</b>	<b>270.783</b>	<b>280.183</b>	<b>3,5</b>
Energia destinata ai pompaggi	10.654	10.492	-1,5
<b>Produzione netta al consumo</b>	<b>260.129</b>	<b>269.691</b>	<b>3,7</b>
Importazioni	51.519	51.486	-0,1
Esportazioni	922	518	-43,8
<b>Richiesta totale Italia</b>	<b>310.726</b>	<b>320.659</b>	<b>3,2</b>
Perdite	19.766	20.870	4,5
<b>Totale consumi</b>	<b>290.960</b>	<b>299.789</b>	<b>2,8</b>

Tabella 4 - Bilancio dell'energia elettrica in Italia. Anni 2002-2003 (GWh). Fonte: GRTN

In tabella 5 viene riportata la dipendenza dalle importazioni di energia in Italia negli anni 2000-2003, suddivisa per fonte di energia.

Anni	Combustibili solidi	Gas naturale	Petrolio	Totale
2000	97,8	77,6	95,1	<b>83,7</b>
2001	96,5	78,2	95,4	<b>83,6</b>
2002	96,0	80,2	94,0	<b>84,1</b>
2003	96,0	81,9	93,9	<b>84,6</b>

Tabella 5 - Italia: dipendenza dalle importazioni per fonte di energia (%). Fonte: ENEA.

## PRODUZIONE IN PROVINCIA

Per quanto riguarda la produzione di energia in provincia di Treviso, nel 2003 la producibilità media lorda da centrali idroelettriche è stata di circa 923 GWh. Nel territorio provinciale risultavano presenti, inoltre, nel 2003, 129 impianti termoelettrici (escludendo eventuali impianti di proprietà ENEL ed EDISON), per una potenza installata di circa 56 MW.

## TRASPORTO DELL'ENERGIA IN PROVINCIA

Le reti di trasporto dell'energia sono costituite dagli elettrodotti e dai gasdotti, adibiti rispettivamente al trasporto dell'energia elettrica e del gas.

Per quanto riguarda gli elettrodotti, la figura 1 mostra il catasto georeferenziato delle principali linee elettriche di alta tensione presenti nella provincia di Treviso.

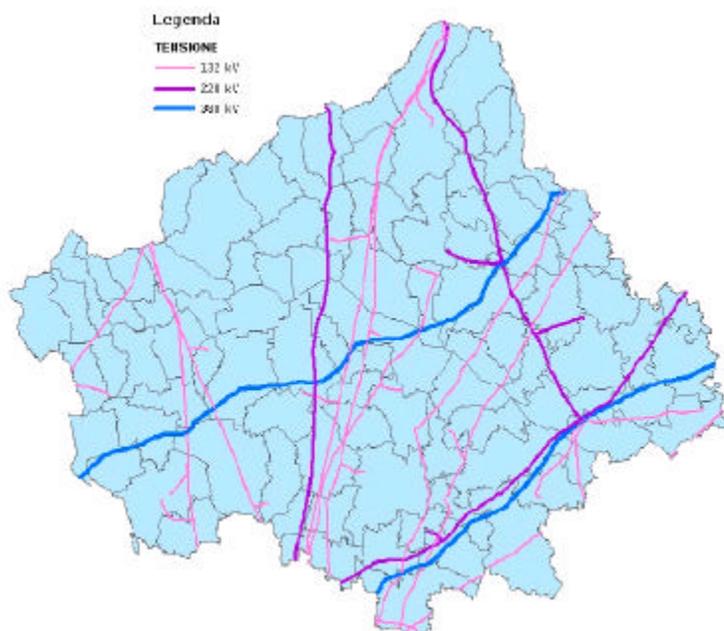


Figura 1 - Catasto georeferenziato delle linee elettriche ad alta tensione in provincia di Treviso

In provincia di Treviso sono presenti 890 Km di linee elettriche ad alta tensione, pari al 16% della copertura regionale.

Per quanto riguarda la rete di trasporto del gas, il principale gestore è Snam Rete Gas. Ulteriori distributori di gas metano in provincia sono la società Ascopiave e il consorzio Bim Piave. La rete della provincia di Treviso è rappresentata in figura 2.

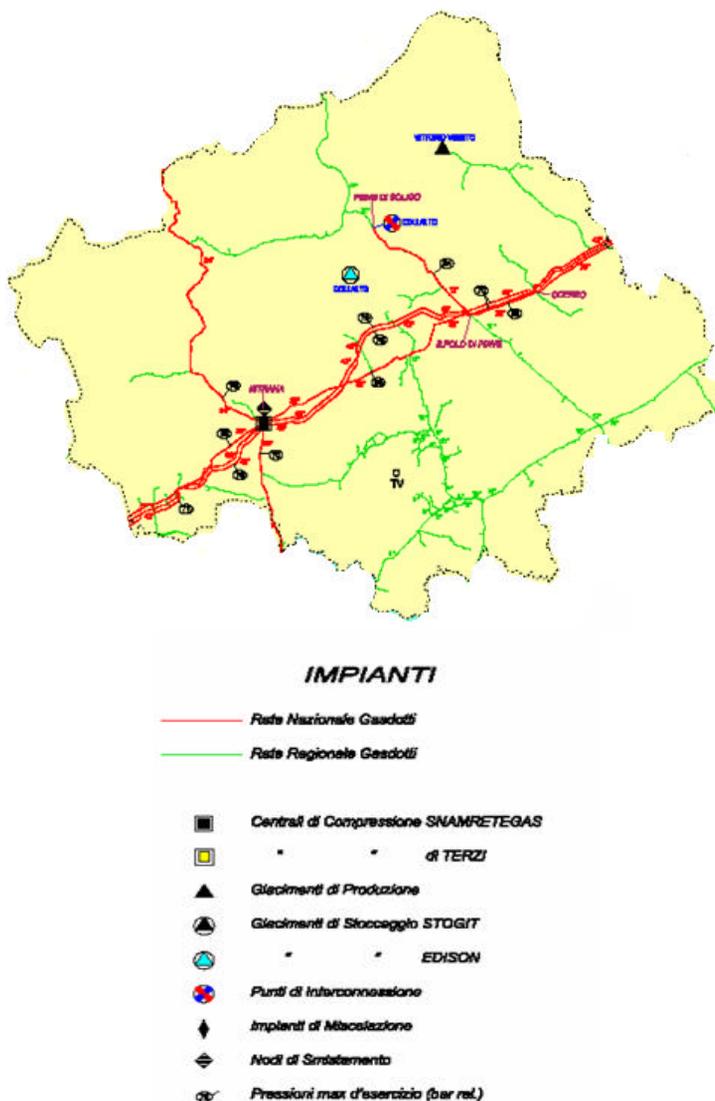


Figura 2 –Rete di trasporto del gas della provincia di Treviso

## CONSUMI DI ENERGIA IN PROVINCIA DI TREVISO

In relazione alla provincia di Treviso, verrà trattato solo il consumo di energia elettrica, che è cresciuto negli anni molto rapidamente. Dal 1978 al 1999 la crescita è stata del 344% ed il settore industriale continua ad essere il principale utilizzatore di questa fonte (60%); solo il settore agricolo ha ormai assunto un ruolo marginale nel consumo di energia elettrica a causa del ridimensionamento dell'intero comparto produttivo.

Nella tabella 6 sono riportati i dati dal 2001 al 2003 relativi ai consumi di energia per ciascun settore, mentre nel grafico 1 sono messi in evidenza i consumi in percentuale per ciascun macrosettore rispetto al consumo di energia elettrica complessivo.

Tipi Attività	Anno 2001 mln KWh	Anno 2002 mln KWh	Anno 2003 mln KWh
AGRICOLTURA	109,3	115,9	115,1
INDUSTRIA	2.475,0	2.613,6	2.668,6
Manifatturiera di base	607,7	691,7	743,2
Manifatturiera non di base	1.799,40	1.823,1	1.818,1
Costruzioni	32,8	45,3	46,2
Energia ed acqua	35,1	53,5	61,1
TERZIARIO	770,0	800,4	862,7
Servizi vendibili	593,6	611,3	658,1
Servizi non vendibili	176,3	189,1	204,6
DOMESTICO	827,7	853,3	882,6
<b>TOTALE</b>	<b>4.182,10</b>	<b>4.383,2</b>	<b>4.529,0</b>

Tabella 6 – Consumi di energia elettrica per settore (2001-3) in provincia di Treviso (Fonte: Elaborazioni su dati ENEL)

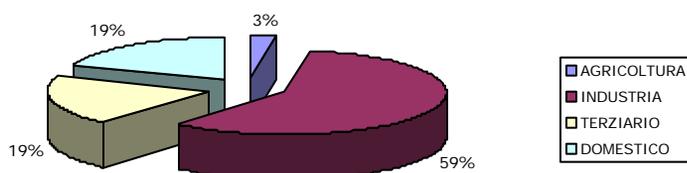


Grafico 2 - Percentuali consumo energia elettrica in provincia di Treviso nel 2003 per macrosettori settori di attività

Nel grafico 3 vengono presentati i consumi di energia elettrica registrati nella provincia di Treviso dal 1994 al 2003, divisi per tipologia (agricoltura, industria, terziario, domestico). Dal grafico si conferma un trend di consumo crescente, in particolare nel settore dell'industria.

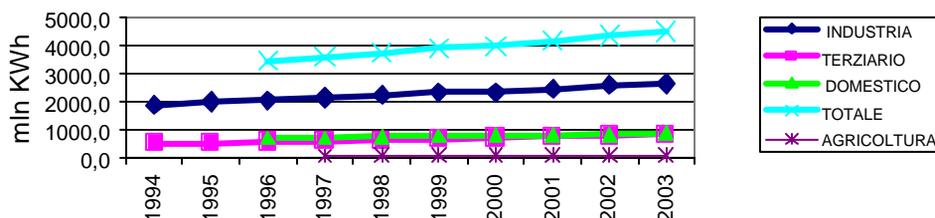


Grafico 3 – Consumi di energia elettrica in provincia di Treviso dal 1994 al 2003

Nel grafico successivo viene confrontato il consumo di energia elettrica pro capite rilevato in provincia di Treviso nel 2003 con il consumo nazionale dello stesso anno. Si evidenzia un maggior consumo nella provincia di Treviso rispetto alla media nazionale, con 5.605 KWh pro capite in provincia rispetto alla media nazionale di 5.076 KWh.

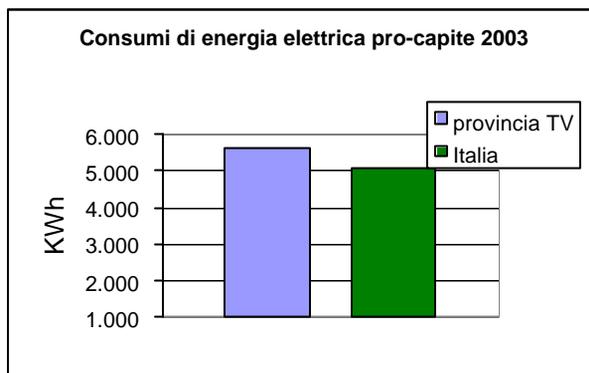


Grafico 4 – Consumi di energia elettrica pro capite in provincia di Treviso e in Italia nel 2003

Nel 2003 la Provincia di Treviso ha consumato in totale 4.529 Gigawattora, circa il 15% del consumo totale regionale, con trend dei consumi in aumento compresi tra il 2 e il 5% annuo. Il settore dell'industria consuma a Treviso il 59% dell'energia totale (pari al valore della media in Veneto), il 19% dell'energia elettrica è consumata dal terziario (22% su scala regionale), mentre per gli usi domestici si consuma il 19% dell'energia totale (18% la media in Veneto). Il settore dell'agricoltura copre il consumo rimanente, pari al 3%. Per quanto riguarda il Veneto, nel 2003 è risultato complessivamente in deficit per la richiesta di energia elettrica, con 30.889,6 GWh consumati e 26.363,6 GWh prodotti.

Regioni	Produzione totale FER (GWh)	Quota sul totale FER nazionale%	Quota sulla produzione regionale totale%	Quota sulla richiesta regionale totale%
Piemonte	6.749,5	13,8	37,8	24,9
Valle d'Aosta	2.951,4	6,0	100,0	283,3
Lombardia	10.406,1	21,2	27,0	16,3
Trentino A.A.	8.989,2	18,3	94,1	149,4
<b>Veneto</b>	<b>4.234,6</b>	<b>8,6</b>	<b>13,3</b>	<b>14,0</b>
Friuli V.G.	1.691,4	3,5	20,5	17,2
Liguria	240,8	0,5	1,6	3,5
Emilia R.	1.435,5	2,9	9,7	5,5
Toscana	5.519,0	11,3	27,3	26,5
Umbria	1.071,7	2,2	34,2	18,0
Marche	362,4	0,7	11,4	4,9
Lazio	880,6	1,8	2,8	4,0
Abruzzo	1.406,4	2,9	32,2	21,0
Molise	255,3	0	21,7	17,1
Campania	875,7	1,8	17,5	5,2
Puglia	636,3	1,3	2,1	3,7
Basilicata	214,3	0,4	16,4	7,7
Calabria	761,3	1,6	11,6	13,3
Sicilia	103,6	0,2	0,4	0,5
Sardegna	227,7	0,5	1,6	1,9
<b>Italia</b>	<b>49.012,5</b>	<b>100,0</b>	<b>17,2</b>	<b>15,8</b>

Tabella 7 - Incidenza della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili anno 2002. (Fonte: ENEA)

## RISPARMIO ENERGETICO: COME CONSUMARE ENERGIA IN MODO INTELLIGENTE

Le opportunità di consumo dell'elettricità all'insegna del confort, della sicurezza e dell'innovazione sono molteplici: comandi a distanza, temporizzatori, segnalatori di guasti, sistemi di protezione, soluzioni sempre più diffuse nelle nuove abitazioni, che richiedono un preciso progetto tecnico in fase di costruzione della casa e i cui costi, a medio e lungo termine, sono ammortizzati dal risparmio energetico che si ottiene utilizzando tali sistemi innovativi.

Anche una più attenta gestione degli elettrodomestici presenti in una qualsiasi abitazione può portare ad un uso ottimale dell'energia e un conseguente risparmio energetico.

Da una statistica fatta recentemente risulta che un utilizzo oculato dell'elettricità può portare ad un risparmio medio del 10%.

PRODOTTO	TEMPIO MEDIO DI UTILIZZO	CONSUMO kWh ANNO *
Asciugacapelli	1 ora alla settimana	48
Aspirapolvere	1 ora alla settimana	24
Condizionatore	2 mesi all'anno	500
Congelatore	24 ore al giorno	241
Ferro da stiro	5 ore alla settimana	288
Forno	2 ore alla settimana	173
Forno a microonde	15 minuti al giorno	99
Frigorifero	24 ore al giorno	290
Frullatore-Mixer	½ ora al mese	1
Hi-Fi Stereo	2 ore al giorno	66
Lampade a incandescenza	5 ore al giorno	495
Lavastoviglie	5 lavaggi alla settimana	252
Lavatrice classe A	5 lavaggi alla settimana	240
Personal computer	2 ore al giorno	132
Pompa di calore	5 mesi all'anno	2800
Scaldabagno	Acceso solo di notte	2030
Stufa elettrica	3 ore al giorno per 5 mesi	698
Televisore	4 ore al giorno	158
Videoregistratore/DVG	4 ore alla settimana	8

\* Questi valori variano a secondo della marca e del modello di elettrodomestico impiegato

Tabella 8 – Consumi annuali di energia per elettrodomestico. (Fonte: ENEL)

### L'IMPORTANZA DELL'ETICHETTA ENERGETICA

A seguito di una normativa europea i produttori di elettrodomestici sono stati obbligati ad applicare agli stessi un'etichetta che riporta una serie d'informazioni sulle loro caratteristiche e sulla loro classe di consumo energetico.

Sull'etichetta sono riportate una serie di frecce colorate e al loro interno una lettera, da **A** a **G**.

La lunghezza e il colore della freccia corrispondono ai consumi:

consumi bassi = freccia corta e verde o vicina al verde

consumi più alti = freccia lunga e rossa o tendente al rosso

Le lettere indicano il livello di efficienza A è il migliore e G il peggiore.

Nell'etichetta energetica si trova la marca ed il modello dell'elettrodomestico, la classe di efficienza energetica secondo una gradazione di colori dal verde, al giallo, all'arancio al rosso. Una lettera indica il consumo dell'elettrodomestico, la lettera A corrisponde alla migliore efficienza.

Il marchio che riporta un fiore verde con al centro una E corrisponde all'ECOABEL, un marchio dell'Unione Europea, il quale indica che gli elettrodomestici con tale contrassegno sono rispettosi dell'ambiente.

Nell'etichetta energetica viene riportato anche il consumo annuo di energia in kWh o a ciclo di lavaggio nel caso di lavatrici o lavastoviglie.

### **PICCOLA SCHEDA PER UN USO RAZIONALE DELL'ENERGIA**

Spegnere sempre le apparecchiature non utilizzate, staccare le spine quando gli strumenti non sono in funzione o si lascia un'abitazione non utilizzata per lungo tempo.

Controllare il ciclo di funzionamento degli apparecchi elettrici, un cattivo funzionamento può portare a sprechi di energia.

Collocare gli elettrodomestici nel luogo più adatto per non sprecare energia per es. il frigo lontano da fonti di calore.

Sostituire gli apparecchi obsoleti, in quanto l'efficienza è legata anche ai progressi della tecnologia e i costi del nuovo acquisto si recuperano in tempi contenuti grazie al risparmio dei consumi che potremmo riscontrare direttamente dalla bolletta.

Informarsi sui consumi previsti per ogni apparecchio o direttamente dal rivenditore o leggendo l'etichetta energetica prima dell'acquisto e valutare i propri effettivi bisogni.

Valutare le opportunità di razionalizzazione dei consumi energetici prima dell'acquisto, in alcuni modelli di lavatrice e di lavastoviglie vi è la possibilità di collegarle all'impianto di riscaldamento o a un scaldabagno a gas.

Scegliere la tariffa più adatta alle proprie abitudini di consumo, ad es. tariffe che consentono di risparmiare se si concentrano i consumi la sera, la notte, il weekend, nei giorni festivi e ad agosto.

### **LAMPADE ED ILLUMINAZIONE**

L'efficienza nell'illuminazione di interni può essere migliorata mediante una ottimizzazione delle sorgenti luminose sia naturali che artificiali oltre che una attenta progettazione dell'intero sistema di illuminazione considerando la possibilità di sfruttamento dell'illuminazione naturale (*daylighting*).

Le soluzioni tecnologiche si possono riassumere come segue:

illuminazione fluorescente;

alimentazione elettronica (in alta frequenza);

sistemi elettronici di controllo per illuminazione.

#### **Illuminazione fluorescente**

È la soluzione che fornisce un maggior confort in quanto consente una illuminazione generale del locale senza creare problemi di abbagliamento grazie agli apparecchi ad ottica speculare, è disponibile anche in versione per apparecchi da tavolo.

Attualmente è la soluzione più efficiente ed economica registrando un risparmio che oscilla dal 60 all'80% rispetto alle lampade incandescenti/alogene ed una durata maggiore di 8-10 volte rispetto alle lampade ad incandescenza, costo d'acquisto piuttosto elevato.

#### **Alimentazione elettronica**

Assenza di ronzio, sfarfallii a lampada usurata, quindi maggior confort.

Maggior durata della lampada fino al 50% in più.

Riduzione dei consumi elettrici fino ad un 25% in meno rispetto all'alimentazione classica a 50 Hz.

#### **Sistemi elettronici di controllo per illuminazione**

In commercio si trovano sensori di presenza e dimming manuale o automatico con fotocellula, i primi servono per accendere o spegnere le lampade a seconda se nella stanza vi è o meno presenza di persone, si può registrare un risparmio che oscilla dal 20 al 50%.

Il secondo sistema serve per integrare la luce naturale con luce artificiale regolando il flusso luminoso emesso dalle lampade in base all'intensità della luce diurna, il risparmio registrato oscilla dal 30 al 60%.

Il momento della scelta delle lampade

Le *lampade a incandescenza* sono le più diffuse nelle nostre case: hanno costi di acquisto limitati che si contrappongono ad una breve durata e consumi elevati. Sono adatte a locali dove si accende e si spegne frequentemente la luce.

Le lampade a incandescenza "alogene" durano a lungo, costano più delle lampade normali consumano meno solo per illuminazione diretta e potenza inferiore ai 100 watt. La luce bianca che emettono favorisce la resa dei colori quindi sono adatte per valorizzare quadri ed oggetti.

Le lampade fluorescenti compatte possono facilmente sostituire quelle a incandescenza perché hanno le stesse dimensioni e lo stesso attacco. Hanno un costo maggiore ma a parità di luce emessa assorbono una potenza decisamente inferiore con una durata quasi di 10 volte di più. La continua accensione e spegnimento ne limita la durata quindi tali lampade sono consigliate per soggiorni o cucine ove vi è una presenza prolungata.

Le lampade fluorescenti tubolari standard o meglio conosciute come lampade al neon consumano ancora meno ma il loro costo, considerata la plafoniera e il sistema di accensione, è maggiore, inoltre, la tonalità di luce non sempre è gradevole. Il maggior uso domestico si riscontra per le scale condominiali e per il piano cottura della cucina.

### **ILLUMINAZIONE STRADALE**

Risparmi negli impianti di illuminazione pubblica si possono avere mediante l'installazione di stabilizzatori/riduttori di flusso a monte dell'impianto, i quali, oltre ad aumentare la vita della lampada consentono di regolare uniformemente il flusso luminoso delle lampade di uno stesso impianto portando a ridurre i consumi del sistema particolarmente nelle ore di minor flusso di traffico o nei momenti ove non sia necessaria una particolare visibilità.

Gli interventi di miglioramento devono riguardare sia le lampade che gli apparecchi illuminanti, gli interventi di rinnovo dei corpi illuminanti devono mirare ad una diminuzione della potenza delle lampade un maggior sfruttamento dell'emissione di fascia asimmetrici o schermi antiabbagliamento al fine di evitare fastidi agli automobilisti.

### **L'INVOLUCRO EDILIZIO**

Uno dei maggiori problemi che si riscontra negli attuali edifici è l'elevato consumo termico causato sia da dispersioni di calore per trasmissione attraverso le pareti, il pavimento, il tetto e le finestre, sia per le perdite di calore attraverso le fessure dell'involucro stesso ossia per ventilazione.

L'operatività deve conseguentemente focalizzarsi sul miglioramento dell'aspetto energetico dell'edificio riducendo le dispersioni termiche attraverso un adeguato impiego di materiali termo-isolanti e tramite aperture finestrate rese resistenti al passaggio del calore, in pratica bisogna operare per una riduzione delle perdite per conduzione nell'edificio.

Una ristrutturazione adeguata della facciata di un immobile comporta una riduzione della trasmittanza della parete ed un notevole abbassamento delle perdite dovute alla ventilazione, migliorando la qualità dell'aria all'interno.

Attualmente le prestazioni energetiche per i nuovi edifici sono definite dalla Legge n. 10 del 1991, ma un'accorta progettazione, anche per ristrutturazioni di edifici preesistenti, può portare ad una diminuzione dei fabbisogni energetici con conseguenti risparmi economici non trascurabili.

Soggetti promotori in tal senso possono essere individuati nell'Istituto Nazionale di BioArchitettura e nell'Associazione Nazionale Architettura Bioecologica.

### **PARETI ESTERNE, PAVIMENTO AL PIANO TERRA, TETTO, SERRAMENTI E BALCONI**

Con le moderne tecnologie e le continue evoluzioni di materiali innovativi nei vari campi di applicazione esistono diverse possibilità per l'isolamento di pareti esterne. Per i vecchi edifici si ricorre alla coibentazione attraverso un sistema di muri compatti fissati direttamente alle pareti portanti. Uno strato isolante tipo può essere composto ad es. da lana di roccia o polistirene questo viene utilizzato come struttura di supporto dell'intonaco esterno.

La lana di roccia si trova in commercio con spessori diversi fino a 200 mm.

Punti critici che si possono individuare come ponti di calore sono le finestre, le porte e quelle parti dell'edificio in contatto con il terreno in quanto potrebbero causare danni alla struttura dell'edificio per la condensazione dell'umidità dell'aria

Per il pavimento importante è la riduzione delle dispersioni termiche verso zone non riscaldate (cantina, garage, ecc.) che può essere facilmente realizzata tramite l'applicazione di uno strato di isolante al di sotto del pavimento-solaio, mentre nel caso di strutture direttamente a contatto con il terreno, l'isolamento viene applicato al di sopra.

Il *tetto* presenta delle diverse applicazioni di isolamento termico a secondo se ci troviamo davanti un tetto piano o inclinato a falde e dall'uso che viene fatto dal sottotetto.

In caso di tetto piano lo strato isolante deve essere applicato sulla parete superiore della struttura esistente assieme ad uno strato di materiale contro la pioggia e l'umidità, accertandosi preventivamente se la struttura stessa funzioni da barriera contro la diffusione di vapore. Più facile è l'applicazione di uno strato isolante nel caso esista un solaio in quanto il materiale può essere montato direttamente sulla parte superiore dello stesso (sottotetto raggiungibile ma non abitabile).

Se il sottotetto è abitabile, l'isolamento deve essere applicato sul tetto inclinato (parte inferiore e/o superiore a secondo della tipologia costruttiva del tetto) ciò al fine di escludere dispersioni di calore e probabili condense e muffe.

Altra cosa rilevata in molti edifici realizzati o ristrutturati prima degli anni 90 è che si trovano installate *finestre o porte-finestre* a vetro singolo ed una eventuale seconda finestra, sempre a vetro singolo, è montata all'esterno al fine di realizzare un'intercapedine e migliorare così l'isolamento con l'esterno.

Per gli edifici con vetri singoli si raccomanda la sostituzione con finestre a doppio vetro o l'adeguamento delle esistenti con vetri a doppia camera in questo modo la trasmittanza può essere più che dimezzata anzi ridotta al minimo (da 5.8 W/mq\*K a 1.3 W/mq\*K), anche i balconi che si trovano incastonati nelle facciate degli edifici costituiscono dei significativi ponti di calore che con la totale invetratura degli stessi oltre che a diminuire le perdite di temperatura per ventilazione si verrebbero ad eliminare predetti ponti di calore.

## NORMATIVA

Alcuni degli strumenti governativi a sostegno delle fonti rinnovabili sono:

- Le leggi 9/91 e 10/91, (norme in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia), e il provvedimento Cip 6/92 che per la prima volta ha introdotto tariffe incentivanti per la cessione all'ENEL di energia elettrica prodotta con impianti da fonti rinnovabili.
- Il decreto ministeriale 11/11/1999 ("decreto Bersani") che concerne direttive e incentivi per la diffusione di alcune fonti rinnovabili, prevedendo l'obbligo per tutti i produttori di ricavare il 2% dell'energia da tali fonti, in particolare eolica e idroelettrica.
- La legge 394/91, in particolare l'art. 7 - comma 1 nel quale sono previste misure d'incentivazione alle amministrazioni comprese nelle aree protette che promuovano interventi volti a favorire l'uso di tali forme di energia.
- Il D. Lgs 387/03, in attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- La legge 239/04 relativa al riordino del settore energetico, che prevede tra i numerosi obiettivi quello di "interventi per la diversificazione delle fonti e l'uso efficiente dell'energia".
- D.M. 20 luglio 2004: "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16 comma 4 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164"
- Il Decreto 27 luglio 2005 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, concernente il regolamento d'attuazione della L. 9 gennaio 1991, n. 10 (art. 4, commi 1 e 2), recante "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia".

## BIBLIOGRAFIA

ARPAV, Provincia di Verona. Fonti rinnovabili di energia. 2004

Enea. Opuscolo: Sviluppo sostenibile. L'energia eolica. ENEA

ENI. La domanda di energia in Italia gennaio-dicembre 2004. Roma, marzo 2005

GRTN. Bollettino energia anno 2004.

**Siti consultati:**

<http://www.arpa.veneto.it>

<http://www.autorita.energia.it>

<http://www.regione.veneto.it>

<http://www.enel.it>

<http://www.eni.it>

<http://www.grtn.it>

<http://www.snamretegas.it>

<http://www.autorita.energia.it>

<http://www.minambiente.it>

<http://www.mercatoelettrico.org>

<http://www.ambientediritto.it>

<http://www.biorchitettura.it>

# ENERGIA IDROELETTRICA

## INTRODUZIONE

L'energia idroelettrica, che si ottiene da una massa d'acqua in movimento, sfrutta la differenza di quota (quindi l'energia potenziale posseduta dall'acqua) tra la massa d'acqua disponibile ed il punto in cui sono poste le macchine che produrranno l'energia (ovvero le turbine).

La potenza elettrica che ogni centrale idroelettrica può sviluppare dipende dalla massa d'acqua a disposizione (portata), dal dislivello tra le acque a monte del bacino ed il punto in cui esse entrano nelle turbine (salto in quota), dal rendimento di conversione della macchina elettrica. Il dislivello può variare da alcuni metri (centrali idroelettriche ad acqua fluente) ad alcune centinaia di metri (come nelle centrali idroelettriche a serbatoio).

## TIPOLOGIA DEGLI IMPIANTI IDROELETTRICI

Gli impianti idroelettrici possono essere suddivisi in base ai seguenti parametri:

- salto, cioè la differenza di quota tra il punto di prelievo dell'acqua ed il punto di restituzione;
- portata;
- potenza installata nell'impianto;
- tipologia impiantistica.

In funzione del **salto** gli impianti idroelettrici possono essere:

- ad alta caduta: salto superiore ai 100 metri;
- a media caduta: salto compreso tra i 30 ed i 100 metri;
- a bassa caduta: salto inferiore ai 30 metri.

In base alla **portata derivata** ( $Q$ ) da un impianto idroelettrico, si distinguono:

- impianti a piccola portata:  $Q < 10$  mc/s;
- impianti a media portata:  $10$  mc/s  $< Q < 100$  mc/s;
- impianti a grande portata:  $100$  mc/s  $< Q < 1.000$  mc/s;
- impianti ad altissima portata:  $Q > 1.000$  mc/s.

Se si considera la **potenza installata** nella centrale:

- grandi impianti idroelettrici: chiamati anche semplicemente idroelettrici ed aventi una potenza superiore a 10 MW;
- impianti idroelettrici minori o mini-idroelettrico, con potenza inferiore a 10 MW (in Italia si tende a parlare di idroelettrico minore fino al limite di 3 MW).

Sulla base della **tipologia impiantistica** si hanno:

- impianti ad acqua fluente: sono quegli impianti che non dispongono di nessuna capacità di regolazione degli afflussi e pertanto la portata derivata è pari a quella disponibile dal corso d'acqua;
- impianti a deflusso regolato o a bacino o a serbatoio: la centrale è posta ai piedi della diga e sono provvisti di una capacità d'invaso alla presa del corso d'acqua con lo scopo di modificare il regime delle portate utilizzate dalla centrale stessa. Si può distinguere tra impianto con bacino, quello in cui l'accumulo d'acqua è sufficiente al massimo per un periodo di poche settimane, ed impianto con serbatoio, che permette l'accumulo d'acqua per un periodo superiore a diverse settimane (un impianto a serbatoio permette generalmente di accumulare acqua durante i periodi di massima portata per mettere in grado la turbina di funzionare durante i successivi periodi di massimo carico);
- impianti posti in un canale od in una condotta per approvvigionamento idrico: l'acqua potabile viene distribuita ad una città adducendo l'acqua da un serbatoio di testa mediante una condotta in pressione. In genere in questa tipologia di impianti si viene

a creare una dissipazione di energia nel punto più estremo e più basso delle tubazioni, cioè in prossimità dell'ingresso all'impianto di trattamento delle acque. Si potrebbe, ad esempio, inserire una turbina che recuperi l'energia che altrimenti verrebbe dissipata, sistema che può essere applicato anche in altre tipologie di impianti come i sistemi di canali di bonifica, i circuiti di raffreddamento e di condensatori ed in vari sistemi idrici;

- impianti di pompaggio per accumulazione: detto anche impianto di pompaggio con stazione di pompaggio di gronda. In questi impianti, simili a quelli tradizionali, l'acqua viene immessa nel serbatoio mediante sollevamento elettromeccanico, cioè tramite pompe. Si hanno due serbatoi di estremità collocati a quote differenti e collegati mediante manufatti tipici di un impianto idroelettrico: nelle ore diurne, quanto si ha una elevata richiesta di energia da parte dell'utenza, l'acqua che era stata immagazzinata nel serbatoio superiore viene usata per produrre energia elettrica, mentre durante le ore di minor richiesta (generalmente le ore notturne) la stessa acqua utilizzata durante il giorno viene risollevata al serbatoio superiore mediante delle pompe. Questa tipologia di impianto viene realizzato in luoghi dove si ha scarsa disponibilità di acqua.

Le suddivisione principale delle centrali è quella tra centrali idroelettriche a serbatoio/bacino e centrali idroelettriche ad acqua fluente.

La centrale idroelettrica a serbatoio o a bacino è costituita dalle seguenti parti:

1. un serbatoio o un bacino (lago naturale o artificiale) posto ad una quota più alta di quella della centrale;
2. un eventuale canale di derivazione per il trasporto dell'acqua dal lago ad una vasca di carico;
3. le condotte forzate, tubazioni, alimentate dalla vasca di carico, in grado di sopportare elevate pressioni, che portano l'acqua alla centrale;
4. la centrale contenente una o più turbine idrauliche, macchine azionate dal getto d'acqua uscente dalle condotte forzate e tanti alternatori quante sono le turbine;
5. un canale di scarico delle acque utilizzate.

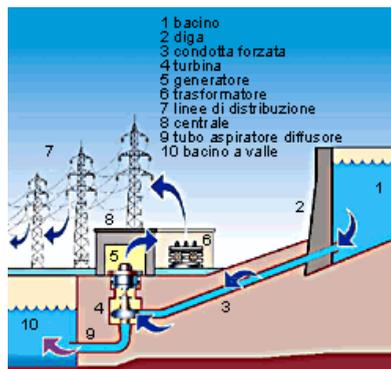


Figura 1 - Schema di una centrale a serbatoio/bacino.

La centrale idroelettrica ad acqua fluente è inserita in un impianto costituito da:

1. una diga di sbarramento del corso di un fiume con lo scopo di creare un dislivello tra il punto di presa delle acque, posto a monte della diga, ed il punto di restituzione, posto a valle;
2. un canale di presa delle acque;
3. la centrale con le turbine e gli alternatori;
4. il canale di restituzione delle acque al fiume.

## TECNOLOGIA DI UTILIZZO

Come anticipato precedentemente, in linea di massima un impianto idroelettrico è composto dalle seguenti parti:

- un'opera di sbarramento e derivazione;
- un'opera di adduzione mediante condotte in collegamento;
- una condotta forzata;
- una centrale elettrica;
- un'opera di restituzione.

### OPERE DI SBARRAMENTO

Per opere di sbarramento s'intendono tutti quei manufatti destinati ad intercettare il corso d'acqua nel luogo prescelto per la presa.

In base alle dimensioni dell'opera si hanno due diverse tipologie: le dighe e le traverse.

#### Dighe

Le dighe sono le opere di maggior dimensioni e spesso raggiungono altezze elevate (anche più di 200 metri); esse, oltre ad intercettare il corso d'acqua, creano anche un serbatoio utilizzato ai fini delle regolazioni delle portate.

In base al materiale utilizzato si hanno diverse tipologie costruttive:

- a) dighe in calcestruzzo: a loro volta suddivise in dighe a gravità massiccia, a gravità alleggerita ed a arco (o a volta);
- b) dighe in materiali sciolti: generalmente realizzate in terra, presentano una sezione trapezoidale con base da 3 a 6 volte l'altezza.

#### Traverse

Per traverse s'intendono quei manufatti di modesta altezza (al massimo una decina di metri) in cui la captazione dell'acqua avviene entro i limiti dell'alveo del fiume.

Si hanno traverse del tipo fisso e del tipo mobile, in funzione della configurazione dell'alveo, delle portate di massima del corso d'acqua e di quelle derivabili, della necessità di evitare durante i periodi di piena i rigurgiti eccessivi e pericolosi a monte dell'opera. Le traverse mobili hanno una parte fissa che è realizzata in muratura o cemento armato, mentre la parte mobile (chiamata paratoia) è costruita generalmente in acciaio.



Foto 1 - Esempio di traversa: fiume Meschio a Serravalle di Vittorio Veneto.

Dal punto di vista della realizzazione le traverse vengono costruite in muratura oppure in cemento armato; in caso di piene o portate maggiori di quelle derivabili dall'impianto, è previsto che le traverse vengano traccimate dall'acqua: per questo esse sono sagomate in modo tale da evitare fenomeni erosivi.

## **OPERE COMPLEMENTARI DEI SERBATOI**

Per opere complementari dei serbatoi s'intendono gli scaricatori di superficie e gli scaricatori profondi: i primi servono per evacuare le portate di piena in arrivo al serbatoio mentre i secondi hanno il compito di svuotare il serbatoio stesso.

## **OPERE DI PRESA E DI DERIVAZIONE**

Sono le opere che hanno il compito di trasportare l'acqua dallo sbarramento alla centrale. Si tratta di una imboccatura, ubicata generalmente nei pressi di uno sbarramento d'acqua, protetta da una griglia metallica attraverso cui una galleria o un canale preleva una quantità di acqua. Le opere di presa sono di norma muniti di idonee griglie ed eventualmente equipaggiati di impianto automatico di grigliatura per eliminare il materiale solido trasportato dalla corrente e convogliano le acque nel condotto derivatore. Generalmente le griglie sono costituite da profilati piatti ed in alcuni casi si adottano barre a sezione lenticolare o profilata idrodinamicamente: l'interasse fra le barre è tale da lasciare un interspazio dell'ordine di alcuni centimetri, sufficiente ad arrestare le foglie ed i corpi galleggianti, senza dar luogo a perdite di carico eccessive.

Le opere di presa presentano varie forme, in funzione delle caratteristiche del corso d'acqua e del tipo di sbarramento. In genere si hanno due tipologie:

- a) opere di presa a pelo libero: costituite da canali e gallerie, l'acqua è a contatto superiormente con l'atmosfera; presentano una sezione trapezoidale e possono essere scavati nel terreno e dotati di un rivestimento in calcestruzzo. Sono tipiche degli impianti di derivazione senza regolazione dei deflussi (traverse).;
- b) opere di presa in pressione: presentano una sezione circolare e sono realizzati mediante tubazioni in acciaio di diverso diametro, spessore e lunghezza atta a resistere a sollecitazioni di pressione. Le condotte forzate servono per addurre l'acqua dal bacino di carico o dal pozzo piezometrico alle turbine della centrale. Si trovano, in genere, nelle derivazioni con serbatoio di regolazione (dighe di sbarramento).

## **VASCA DI CARICO E POZZO PIEZOMETRICO**

La vasca di carico è posta al termine del condotto di derivazione nel caso di derivazione a pelo libero, mentre il pozzo piezometrico è posto alla fine della condotta in pressione. Entrambi hanno la stessa funzione, cioè quella di ridurre gli effetti delle brusche variazioni di portata provocate a sua volta dalle variazioni di potenza delle macchine della centrale, introducendo al termine del condotto di derivazione un serbatoio che possa momentaneamente assorbire le eccedenze di portata o fornirne di maggiori in caso di necessità. Altresì queste opere hanno anche la funzione di ridurre gli effetti sulle condotte forzate (esse sono le opere che seguono tali manufatti) dalle variazioni di pressione (definiti colpi d'ariete) che si hanno nelle condotte a causa di manovre sulle macchine della centrale.

La vasca di carico, avente una capacità inferiore ai 100.000 mc, è sostanzialmente un'opera civile-idraulica adibita al contenimento dell'acqua: pertanto essa è dotata di sfioratori di superficie o sifoni, i quali devono smaltire la portata eccedente. Talvolta l'ubicazione della vasca non permette di sfiorare sul posto: l'acqua allora è convogliata, attraverso una tubazione, in un corso naturale, dopo averne dissipato l'energia cinetica in apposite vasche o dispositivi di smorzamento. In questo caso è necessaria anche una paratoia di scarico di fondo, comandata sul posto, per lo svuotamento sia in caso di lavori sia di ispezioni, anche nel canale di derivazione, e per mettere in sicurezza idraulica l'intero impianto.

Il pozzo piezometrico è simile ad una vasca cilindrica ad asse verticale con altezza totale superiore alla quota di massimo invaso delle dighe.

## **CONDOTTE FORZATE**

Le condotte forzate sono le tubazioni che partendo dalla vasca di carico o dal pozzo piezometro portano l'acqua alle macchine della centrale; esse sono fortemente inclinate, sono costituite da tubazioni in lamiera di acciaio a sezione circolare e presentano delle valvole in testa ed al piede che permettano di chiudere il passaggio all'acqua.

## **ORGANI DI INTERCETTAZIONE**

Gli organi di intercettazione, detti anche valvole di intercettazione, hanno la funzione di chiudere a tenuta d'acqua il passaggio tra la derivazione esterna della condotta forzata e

l'imbocco del distributore o cassa a spirale (detto anche diffusore nel caso di pompa) oppure di dare libero passaggio all'intera portata.

### **CENTRALE**

Il corpo della centrale è costituito dall'edificio in cui sono installati i gruppi di produzione di energia elettrica con le relative apparecchiature di protezione comando e controllo e con i vari servizi ausiliari. Si hanno varie tipologie di centrali: all'aperto (con edificio sopraterro, seminterrate o in pozzo verticale), sotterranee o in caverna.

Le apparecchiature presenti all'interno di una centrale sono:

- la turbina idraulica;
- il generatore;
- le pompe;
- gli organi di intercettazione, di regolazione della velocità e della pressione e di comando.

### **Turbine idrauliche**

La turbina idraulica è quel dispositivo in grado di trasformare l'energia potenziale e cinetica dell'acqua in energia meccanica. Essa è costituita dalle seguenti parti: il distributore e la girante.

Il distributore è un organo fisso che ha il compito di indirizzare la portata in arrivo alla girante imprimendovi la direzione dovuta, di regolare la portata mediante organi di parzializzazione e di provocare una trasformazione parziale o totale in energia cinetica dell'energia posseduta dalla portata. Il processo di trasformazione è la fase più importante poiché per mezzo di essa vengono classificate le turbine: se la trasformazione da energia potenziale a cinetica avviene completamente nel distributore si parla di turbine ad azione, altrimenti si parla di turbine a reazione.

La girante è invece un organo mobile che trasforma l'energia potenziale e/o cinetica dell'acqua in energia meccanica resa sull'albero motore.

Il tipo, la geometria e le dimensioni di una turbina sono condizionati dai seguenti parametri:

- salto netto;
- portata da turbinare;
- velocità di rotazione;
- problemi di cavitazione;
- velocità di fuga;
- costo.

La regolazione delle turbine è funzione di un salto e di una portata predeterminata. Per compensare qualsiasi variazione di questi parametri si devono aprire o chiudere i dispositivi di regolazione della portata (pale direttrici, valvole o paratoie) per cercare di rendere costante il livello dell'acqua nel bacino di carico o la portata che attraversa la turbina. Nel caso degli impianti che alimentano reti isolate, il parametro che si deve regolare è la velocità della ruota in quanto essa è direttamente proporzionale alla frequenza di generazione della corrente elettrica.

Le principali tipologie di turbine che vengono impiegate nelle centrali idroelettriche sono le seguenti: Pelton, Turgo, Cross-flow, Francis, Kaplan ed a elica.

### **Generatori**

Detto anche alternatore, ha la funzione di trasformare l'energia meccanica (di rotazione) trasmessa dalla turbina in energia elettrica. In origine si usavano generatori a corrente continua (dinamo), attualmente si usano generatori a corrente alternata trifase. In funzione della rete che si deve alimentare si hanno alternatori sincroni ed alternatori asincroni.

I primi generano energia alla stessa tensione, frequenza ed angolo di fase della rete grazie ad un apparato di eccitazione associato ad un regolatore di tensione; possono anche funzionare staccati dalla rete (in isola) e sono più costosi rispetto agli asincroni. Utilizzati per alimentare piccole reti in cui la potenza del generatore rappresenta una porzione sostanziale del carico del sistema o in tutti i casi in cui la potenza della turbina sia elevata.

Gli alternatori asincroni sono semplici motori ad induzione senza possibilità di regolazione della tensione. Girano ad una velocità direttamente rapportata alla frequenza della rete cui

sono collegati e dalla rete assorbono la corrente di eccitazione e l'energia reattiva necessaria alla propria magnetizzazione; non possono generare corrente se scollegati dalla rete perché non sono in grado di provvedere alla propria corrente di eccitazione. Si usano in grandi reti, nelle quali la loro potenza rappresenta una percentuale trascurabile del carico di sistema; hanno un rendimento inferiore rispetto ai generatori sincroni.

### **Pompe**

Applicando il processo inverso delle turbine, consentono di trasformare l'energia con cui sono azionate in energia potenziale idraulica sollevando l'acqua a un livello superiore a quello di alimentazione. Esistono varie tipologie di pompe, ma solo quelle centrifughe vengono usate negli impianti idroelettrici ad accumulazione per pompaggio. Le pompe centrifughe possono essere viste come turbine a reazione di tipo Francis, con il senso di rotazione invertito; anche in questo caso si hanno due organi, uno mobile, la girante, e l'altro fisso, il distributore, che nelle pompe prende il nome di diffusore.

L'acqua entra nella girante in prossimità dell'albero, viene spinta fuori dalla ruota con elevata velocità e pressione, imbocca poi il diffusore che ha il compito di trasformare l'energia cinetica di uscita dalla girante in energia potenziale di pressione. Attualmente il massimo salto che può essere superato con una sola girante si aggira sui 300-350 m; in caso di salti superiori si costruiscono pompe a più giranti calettate su di uno stesso albero motore o multistadio.

### **Trasformatore ed organi di scarico**

L'elemento che si interpone tra la centrale e la rete elettrica prende il nome di trasformatore ed ha la funzione di variare la tensione della corrente in uscita dall'alternatore, cioè di portare la corrente dalla tensione di uscita del generatore a quella della linea elettrica. Il trasporto della corrente elettrica avviene infatti ad alta tensione per ridurre le perdite per effetto Joule lungo la linea.

Gli organi di scarico sono presenti sia nella centrale che nei laghi. I primi hanno il compito di restituire la portata d'acqua utilizzata dalla centrale al corso d'acqua; i secondi permettono la regolazione del volume d'acqua contenuto nello sbarramento e/o lo svuotamento del serbatoio in modo parziale o totale (ogni lago artificiale è provvisto di opere di scarico aventi lo scopo di eliminare le portate eccedenti le derivabili ed in particolare quelle di piena che possono sopraggiungere a lago colmo).

## **IMPIANTI ESISTENTI**

### **PREMESSA**

Bisogna premettere che la natura stessa di un impianto idroelettrico fa sì che non sia possibile porre una netta distinzione fra impianti ubicati in un determinato territorio o in un altro, in quanto il punto di approvvigionamento dell'acqua e l'ubicazione della centrale possono distare anche decine di chilometri. Per tale motivo, in questo capitolo verranno considerati gli impianti idroelettrici che per il punto di presa, per l'attraversamento di condotte o l'ubicazione di centrali interessano la provincia di Treviso.

### **INQUADRAMENTO GENERALE**

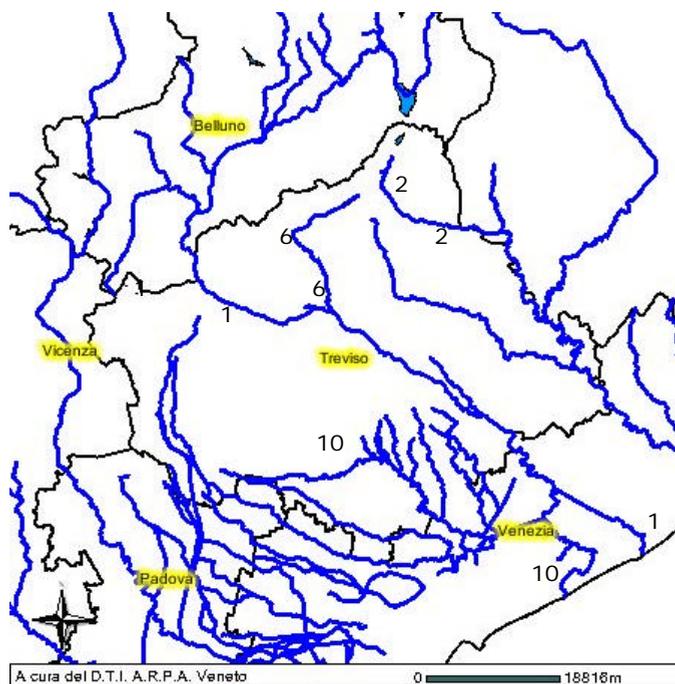
Nella provincia di Treviso sono presenti numerosi impianti, sia di grandi dimensioni (ubicati lungo l'asta del fiume Piave e nei pressi dei rilievi collinari) che piccoli. Quest'ultimi, i cosiddetti mino-idroelettrici, sfruttano le lievi differenze di quota esistenti nella pianura utilizzando spesso i canali irrigui per l'approvvigionamento dell'acqua.

I mino-idroelettrici vengono utilizzati per usi privati (ad esempio per il funzionamento di piccole aziende/fabbriche); talvolta l'energia prodotta viene immessa direttamente nella rete elettrica (cioè viene venduta all'ENEL). La maggior parte degli impianti di piccola taglia sono di proprietà privata mentre gli impianti di maggiori dimensioni appartengono all'ENEL GREEN POWER.

I corsi d'acqua della provincia di Treviso utilizzati per la produzione di energia idroelettrica sono sia di origine naturale (fiumi, torrenti, ...) sia di origine artificiale (quali canali irrigui).

I corsi d'acqua di origine naturale sono i seguenti:

1. fiume Piave;
2. fiume Meschio;
3. sorgente Savassa;
4. fiume Aralt;
5. fiume Resteggia;
6. fiume Soligo;
7. torrente Teva;
8. rio Rul;
9. fiume Bagnon;
10. fiume Sile;
11. fiume Storga;
12. fiume Melma;
13. fiume Pegorile.



Cartina 1 - Principali corsi d'acqua nella provincia di Treviso utilizzati per uso idroelettrico

I corsi d'acqua di origine artificiale in cui sono presenti delle centrali idroelettriche sono i canali e le opere di derivazione che utilizzano l'acqua del fiume Piave derivata in tre località: presa di Fener, presa di Nervesa della Battaglia e derivazione del lago di S.Croce. Dalla presa di Fener parte il canale irriguo-idroelettrico denominato "Impianti Minori del Piave" da cui si originano i canali e le adiacenti centrali del consorzio Brentella-Pederobba-Montebelluna; dalla presa di Nervesa della Battaglia si origina il canale Piavesella di Nervesa mentre dal lago di S.Croce si sviluppano i canali e gli impianti denominati Impianti del "Piave-S.Croce".

Spesso le centrali idroelettriche vengono suddivise in vari gruppi di impianti, suddivisione che avviene in virtù del fatto che le centrali vengono poste in serie, cioè una di seguito all'altra, al fine da sfruttare il più possibile il salto e la portata d'acqua.

Nella provincia di Treviso sono presenti due gruppi d'impianti:

1. impianti Piave - S.Croce;
2. impianti Minori del Medio Piave.

In taluni casi si hanno anche più centrali nello stesso corso d'acqua; gli impianti, però, non sono posti in serie in quanto ciascuna centrale restituisce l'acqua al fiume e non direttamente all'altro impianto (questo avviene soprattutto per gli impianti di piccola taglia).

Nella seguente tabella sono elencate le centrali idroelettriche poste nel territorio trevigiano suddivise in funzione della taglia dell'impianto e del corso d'acqua utilizzato e, per quanto già detto in precedenza, sono inserite due centrali poste nella provincia di Pordenone.

<b>NOME CENTRALE</b>	<b>CORSO D'ACQUA/CANALE DERIVATORE</b>	<b>LOCALITA'</b>	<b>COMUNE</b>	<b>PROV.</b>	<b>POTENZA EFFICIENTE MW</b>	<b>PRODUZIONE MEDIA ANNUA GWh</b>	<b>PORTATA MASSIMA mc/s</b>	<b>SALTO m</b>
<u>Fadalto Nuova</u>	Piave/S.Croce	Fadalto	Vittorio Veneto	TV	210,0	346,8	250	109,0
<u>Nove Nuova</u>	Piave/S.Croce	Nove	Vittorio Veneto	TV	65,0	295,2	80	98,0
<u>San Floriano Nuova</u>	Piave/S.Croce	San Floriano	Vittorio Veneto	TV	9,0	48,6	66	17,8
<u>Castelletto</u>	Piave/S.Croce	Cappella Maggiore	Cappella Maggiore	TV	17,0	75,5	37	61,1
<u>Caneva</u>	Piave/S.Croce	Stevenà	Caneva	PN	32,0	222,0	43	96,0
<u>Livenza</u>	Piave/S.Croce	Cavolano	Sacile	PN	5,4	41,0	34	24,0
<u>Molinetto</u>	Minori Medio Piave	Molinetto	Pederobba	TV	2,1	17,4	30	9,9
<u>Croce del Gallo</u>	Minori Medio Piave	Crocetta del Montello	Crocetta del Montello	TV	2,7	18,5	14	20,4
<u>Caerano</u>	Minori Medio Piave	Caerano	Caerano	TV	1,5	10,8	12	16,2
<u>Castelviero</u>	Minori Medio Piave	Nervesa della Battaglia	Nervesa della Battaglia	TV	5,1	34,5	14	43,5
<u>Arcade</u>	Minori Medio Piave	Arcade	Arcade	TV	0,3	1,8	7	5,8
<u>Priula</u>	Minori Medio Piave	Nervesa della Battaglia	Nervesa della Battaglia	TV	0,89	6,2	9,7	12,7
<u>Spresiano</u>	Minori Medio Piave	Spresiano	Spresiano	TV	0,63	4,2	9,7	8,8
<b>TOTALE al 31/12/2004</b>					<b>351,6</b>	<b>1.122,5</b>		

Tabella 1 - Impianti idroelettrici di grande dimensione esistenti nella provincia di Treviso.

<b>CORSO D'ACQUA</b>	<b>COMUNE</b>	<b>POTENZA EFFICIENTE kW</b>	<b>PORTATA MASSIMA mc/s</b>	<b>SALTO m</b>
Meschio	Vittorio Veneto	28,43	2,00	1,45
Meschio	Vittorio Veneto	26,12	1,35	1,48
Meschio	Vittorio Veneto	78,04	2,948	2,70
Meschio	Vittorio Veneto	225,44	3,0	7,66
Meschio	Vittorio Veneto	300	3,0	10,20
Meschio	Vittorio Veneto	24,15	1,94	1,27
Meschio	Vittorio Veneto	58,40	2,81	2,12
Meschio	Vittorio Veneto	120,75	3,118	3,95
Meschio	Colle Umberto	24,75	1,174	2,15
Meschio	Colle Umberto	14,96	1,09	1,40
Meschio	Cordignano	14,40	1,3	1,13
Meschio	Cordignano	24,48	1,35	1,85
Meschio	Cordignano	7,28	0,275	2,70
Meschio	Cordignano	38,24	1,5	2,60
Sorgente Savassa	Vittorio Veneto	166,20	1,066	15,90
Aralt	Orsago	17,84	0,7	2,60
Resteggia	Gaiarine	17,65	1,0	1,80
Soligo	Follina	6,35	0,36	1,80
Soligo	Pieve di Soligo	11,11	0,515	2,20
Soligo	Sernaglia della Battaglia	59,61	1,0	6,08
Teva	Valdobbiadene	2,19	0,04	5,58
Rio Rul	Carbonera	8,33	0,5	1,70
Rio Rul	Carbonera	8,82	0,6	1,50
Bagnon	Carbonera	5,83	0,35	1,70
Sile	Quinto di Treviso	50,44	6,431	0,80
Sile	Treviso	60,00	/	/
Sile	Treviso	370,00	26,5	2,20
Sile	Treviso	874,22	37,0	2,41
Sile	Silea	1.732,35	46,50	3,80
Storga	Treviso	35,29	2,40	1,50
Melma	Villorba	11,44	0,828	1,41
Pegorile	Treviso	11,09	0,58	1,95
Pegorile	Treviso	6,17	0,60	1,05
Piave	vedere tabella 3	1.246,83	Vedere tabella 3	
Piave	vedere tabella 4	3.956,44	Vedere tabella 4	
<b>TOTALE al 31/12/2004</b>		<b>9.643,64</b>		

Tabella 2 - Impianti mino-idroelettrici esistenti nella provincia di Treviso.

<i>CORSO D'ACQUA/CANALE DERIVATORE</i>	<i>COMUNE</i>	<i>POTENZA EFFICIENTE KW</i>
Derivatore dal Piave	Nervesa della Battaglia	18,64
Derivatore dal Piave	Nervesa della Battaglia	243,41
Derivatore dal Piave	Arcade	243,61
Derivatore dal Piave	Spresiano	178,04
Derivatore dal Piave	Spresiano	87,22
Derivatore dal Piave	Villorba	166,04
Derivatore dal Piave	Villorba	154,86
Derivatore dal Piave	Villorba	155,01
<b>TOTALE al 31/12/2004</b>		<b>1.246,83</b>

Tabella 3 Impianti mino idroelettrici Piavesella di Nervesa.

<i>CORSO D'ACQUA/CANALE DERIVATORE</i>	<i>COMUNE</i>	<i>POTENZA EFFICIENTE KW</i>	<i>PORTATA MASSIMA mc/s</i>	<i>SALTO m</i>
Derivatore	Cornuda	517,53	15,90	3,32
Derivatore	Crocetta D.M.	505,85	14,70	3,51
Caerano	Caerano S.Marco	520,00	5,20	10,20
Caerano	Montebbelluna	327,06	5,56	6,00
Caerano	Montebbelluna	21,18	0,90	2,40
Moresca	Caerano S.Marco	432,13	3,88	11,36
Moresca	Caerano S.Marco	677,06	3,453	20,00
Del Bosco	Montebbelluna	155,29	3,60	4,40
Del Bosco	Montebbelluna	122,35	3,20	3,90
Del Bosco	Crocetta del M.Ilo	94,22	3,10	3,10
Del Bosco	Volpago del M.Ilo	130,78	2,90	4,60
Del Bosco	Volpago del M.Ilo	141,18	2,40	6,00
Del Bosco	Volpago del M.Ilo	72,06	1,50	4,90
Del Bosco	Volpago del M.Ilo	33,97	0,77	4,50
Del Bosco	Giavera del M.Ilo	10,43	0,38	2,80
Canale Brentella	Volpago del M.Ilo	55,15	1,25	4,50
Uliana	Pederobba	4,71	0,40	1,20
Castelfranco	Vedelago	11,37	0,40	2,90
Fanzolo	Vedelago	23,82	0,90	2,70
Fanzolo	Vedelago	17,16	0,50	3,50
Vedelago	Montebbelluna	10,78	0,50	2,20
Rivasecca	Crocetta del M.Ilo	8,14	0,10	8,30
Ru'	Montebbelluna	33,53	0,90	3,80
Fanzolo	Vedelago	18,83	0,48	4,00
Asolo-Maser	Crocetta del M.Ilo	8,92	0,70	1,30
3°- 4° canale	Trevignano	2,94	0,10	3,00
<b>TOTALE al 31/12/2004</b>		<b>3.956,44</b>		

Tabella 4 - Impianti mino idroelettrici Brentella-Pederobba-Montebelluna

## IMPIANTI PIAVE – S.CROCE

Gli impianti Piave - S.Croce utilizzano l'acqua del Piave e del lago di S.Croce e la convogliano lungo la sella del Fadalto e della Valle Lapisina, dove sono poste delle centrali in serie; il ciclo termina con la restituzione delle acque in parte al fiume Piave (nei pressi di Colfosco) ed in

parte al fiume Livenza (nei pressi di Francenigo). Tali impianti, nel complesso, sono distribuiti su tre province: Belluno (approvvigionamento delle acque), Treviso e Pordenone (produzione di energia elettrica e restituzione delle acque).

In origine gli impianti di S.Croce, in esercizio dal 1914, limitavano la loro utilizzazione alle acque del lago di S.Croce, alimentato da un bacino imbrifero di circa 150 Km<sup>2</sup>, mediante le due centrali di Fadalto Vecchia e Nove Vecchia.

Tra il 1920 ed il 1930 vennero completati i lavori per la realizzazione degli impianti Piave - S.Croce mediante i quali le acque del fiume Piave, captate presso Soverzene (BL) a quota 390 metri, venivano convogliate al lago di S.Croce per la regolazione stagionale e di qui a nove centrali, di cui sei disposte in serie, con intercalati vari laghi naturali per la regolazione settimanale e giornaliera. Complessivamente il bacino di utilizzo delle acque a scopo idroelettrico raggiunge una superficie di 1.840 Km<sup>2</sup>.

Dal lago di S.Croce (posto in provincia di Belluno) le acque sono convogliate attraverso una galleria in pressione, lunga 2,5 Km, alla centrale di Fadalto Nuova (in provincia di Treviso), in grado di sviluppare una potenza efficiente di 210.000 kW; le acque vengono poi scaricate nel Lago Morto. Adiacente alla centrale si trova la centrale di Fadalto Vecchia.

Il lago Morto permette alla sottostante centrale di Nove Nuova un funzionamento parzialmente indipendente dagli impianti a monte: la galleria di adduzione lunga 3,6 km alimenta cinque gruppi turbina Francis - alternatore, con una potenza efficiente di 65.000 kW. A fianco della centrale Nove Nuova è posta la centrale di Nove Vecchia; le acque di scarico di queste due centrali versano nel lago del Restello, adiacente ai due edifici.



Foto 2 - Centrale di Nove Nuova.



Foto 3 - Lago del Restello.

Successivamente dal lago del Restello (invaso ottenuto mediante una piccola diga a gravità) viene alimentata, con una portata costante, la centrale di S.Floriano Nuova, avente una potenza efficiente di 9.000 kW; le acque di scarico vengono convogliate nel sottostante lago di Negrisiola.



Foto 4 - Diga del Lago del Restello.

L'acqua che esce dal lago di Negrisiola confluisce nel fiume Meschio (affluente del fiume Livenza): lo stesso fiume Meschio viene sbarrato (a circa 1 Km di distanza dal luogo in cui le acque della centrale di S.Floriano Nuova vengono scaricate nel lago di Negrisiola) mediante una traversa, lasciando comunque al fiume una portata costante minima di deflusso.

Dall'opera di presa seguono due condotte in parallelo, spesso in galleria, lunghe 6,4 Km e 5,4 km: il raccordo avviene nei pressi del torrente Carron (affluente del fiume Meschio); successivamente, a valle del raccordo, si ha un'ulteriore ripartizione: verso destra si stacca la derivazione per la centrale di Castelletto, verso sinistra la maggior parte della portata prosegue per altri 7,8 Km fino alla centrale di Caneva (in provincia di Pordenone, poche centinaia di metri fuori da confine provinciale) mediante una condotta a pelo libero, per lo più in galleria.

La centrale di Caneva può sviluppare una potenza efficiente di 32.000 kW mediante tre gruppi turbina Francis - alternatore; l'acqua di scarico viene restituita al fiume Meschio mediante un canale lungo 2,8 Km e quindi ripresa ed addotta, per mezzo di una tubazione in calcestruzzo armato, alla centrale del Livenza, posta 5 Km più a valle in pianura.

La centrale del Livenza (posta appena al di là nella provincia di Pordenone) sviluppa una potenza efficiente di 5.400 kW tramite due gruppi turbina Francis - alternatore: lo scarico avviene nel fiume Livenza a quota 13,50 metri.

Tra il 1959 ed il 1962 è stato potenziato l'impianto Piave - S.Croce, permettendo in tal modo di derivare una maggior portata d'acqua del Piave ed allo stesso tempo di incrementare la potenza della centrale di Castelletto, portandola ad una potenza efficiente di 17.000 kW.

A valle dallo scarico della centrale di Castelletto parte un canale lungo oltre 20 km, per due terzi all'aperto e per il resto in galleria, che arriva fino Cofosco (frazione di Susegana) dove, mediante un sifone, l'acqua sbocca nel fiume Piave a Nervesa della Battaglia, direttamente nel lago creato dalla traversa di sbarramento posta nel fiume: da qui parte il Comprensorio del Consorzio Canale della Vittoria e Piavesella di Nervesa della Battaglia.

## **IMPIANTI MINORI DEL MEDIO PIAVE**

In passato definiti anche impianti Brentella – Basso Piave, questi impianti sono costituiti da sette centrali inserite in un articolato sistema di canalizzazioni che consente di produrre energia elettrica e di alimentare derivazioni irrigue per una vasta area agricola della Marca Trevigiana: esse sono quelle di Pederobba, Croce del Gallo, Caerano, Castelviero, Arcade, Priula e Spresiano. Dai 171,95 m.s.m. dall'opera di presa delle acque sul fiume Piave a Fener (provincia di Belluno) ai 51,81 m.s.m dello scarico della centrale di Spresiano, si sviluppa un utilizzo plurimo delle acque del fiume Piave.

Sono tre i consorzi irrigui coinvolti: del Brentella, del Canale della Vittoria ora Consorzio Irriguo Destra Piave e Piavesella.

Dalla presa di Fener sul fiume Piave, tramite il canale Brentella, l'acqua arriva alla centrale di Pederobba, ubicata in provincia di Treviso: la centrale, entrata in esercizio nel 1929, è costituita da un gruppo turbina ad elica - alternatore avente una potenza di 2.100 kW.

Lungo lo scarico di questa centrale, da un partitore idraulico, si dipartono due derivazioni: una alimentante il gruppo turbina Francis – alternatore di 2.700 kW nella centrale di Croce del Gallo, entrata in esercizio nel 1929; l'altra destinata per le competenze del Consorzio Brentella e per il gruppo turbina Kaplan – alternatore installato nella centrale di Caerano ed avente una potenza di 1.500 kW.

Le acque di scarico della centrale di Croce del Gallo, attraverso le opere di Rivasecca, vanno ad alimentare i due gruppi turbina Francis – alternatore installati nella centrale di Castelviero con una potenza efficiente di 5.100 kW; lo scarico della centrale avviene nel fiume Piave a monte dello sbarramento di Nervesa, dove vengono ricevute anche le acque della centrale di Castelletto.

Tramite lo sbarramento di presa di Nervesa, le acque del fiume Piave vengono convogliate verso diversi punti di irrigazione: in tal modo si è cercato di sfruttare queste derivazioni

installando delle ulteriori centrali in serie che sfruttano anche il dislivello esistente nella pianura Trevigiana. Dalla presa di Nervesa si staccano due derivazioni: una va ad alimentare la centrale di Arcade dove è presente un gruppo turbina Francis – alternatore ed un gruppo turbina Kaplan – alternatore, della potenza efficiente complessiva di 300 kW; l'altra derivazione porta le sue acque alla centrale di Priula e successivamente alla centrale di Spregiano. In entrambi le centrali è presente un gruppo turbina elica – alternatore della potenza di 890 kW per la centrale di Priula e di 630 kW per quella di Spresiano.

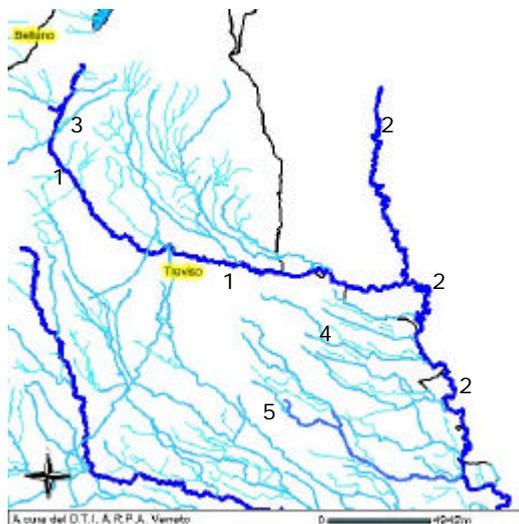
## ALTRI IMPIANTI

Nel territorio della Marca Trevigiana si hanno numerosi piccoli impianti idroelettrici non collegati in serie.

Il fiume Sile presenta un dislivello di pochi metri e quindi teoricamente poco sfruttabile dal punto di vista idroelettrico; tuttavia, grazie alla sua particolare natura di fiume di risorgiva, presenta un'elevata portata costante tutto l'anno, portata che permette l'installazione di impianti idroelettrici in grado di compensare l'esiguo salto.

Dalla sorgenti alla foce si hanno 5 centrali idroelettriche: una a Quinto di Treviso, tre a Treviso ed una a Silea (quest'ultima la maggiore in termini di potenza prodotta) per un totale di 3.087,01 kW di potenza installata.

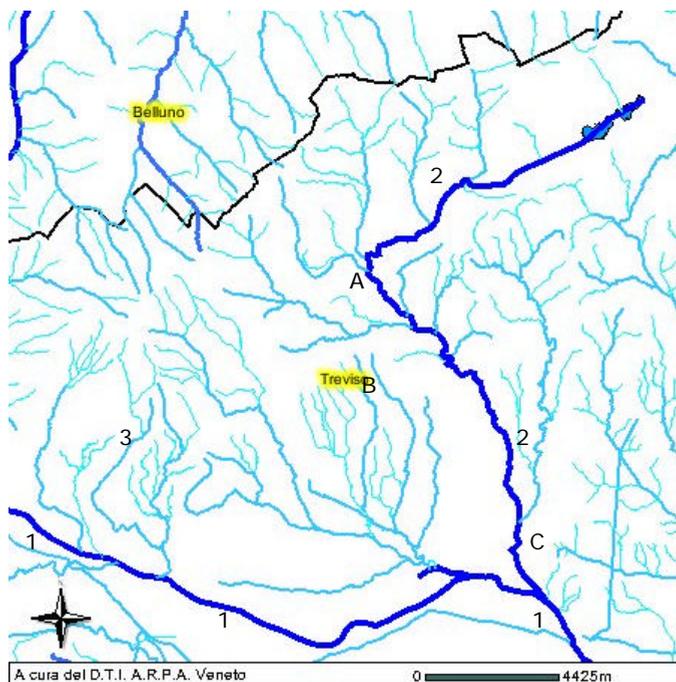
Il fiume Meschio scorre nella parte settentrionale della provincia: nasce poco a monte della città di Vittorio Veneto e confluisce nel Livenza nei pressi di Francenigo. Fiume dotato di una portata di qualche metro cubo, questo corso d'acqua è in parte collegato con gli impianti del gruppo Piave – S.Croce. Lungo l'asta fluviale sono presenti diverse piccole centrali idroelettriche ad uso spesso privato: ne troviamo 14 oltre alle quali va aggiunta quella che utilizza l'acqua della sorgente Savassa, affluente del fiume Meschio ed ubicata presso le sorgenti del fiume stesso (per un totale di potenza installata pari a 1.151,64 kW).



Cartina 2 - Corsi d'acqua ed impianti ubicati nella parte NE della provincia di Treviso. 1: Fiume Meschio; 2: Fiume Livenza; 3: Sorgente Savassa; 4: Fiume Aralt; 5: Fiume Resteggia.

Il fiume Soligo (nasce dai laghi di Revine e confluisce nel fiume Piave a Falzè di Piave) presenta tre piccole centrali (potenza installata totale di 77,07 kW) che sfruttano per lo più il salto che non la portata esigua del fiume.

A Valdobbiadene lungo il torrente Teva è presente una centrale, forse la più piccola presente nel territorio provinciale.



Cartina 3 - Corsi d'acqua ed impianti ubicati nella parte NW della provincia di Treviso. 1: Fiume Piave; 2: Fiume Soligo; 3: Torrente Teva; A-B-C: centrali idroelettriche lungo l'asta del Fiume Soligo.

Sia lungo il fiume Aralt che lungo il fiume Resteggia, entrambi affluenti del fiume Livenza, è presente una centrale; è presente una sola centrale anche in ciascuno dei seguenti fiumi: Melma, Storga e Bagnol. Sono presenti invece due centrali lungo il fiume Pegorile e lungo il Rio Rul.

Per quanto riguarda i corsi d'acqua di origine artificiale, sono presenti due gruppi d'impianti costituiti da centrali non poste in serie tra loro ma che utilizzano la stessa acqua d'origine che viene man mano suddivisa in più canali di dimensioni sempre minori e con minori portate. Tali canali vengono utilizzati per lo più dal punto di vista irriguo: nonostante ciò si è cercato di utilizzarli anche dal punto di vista idroelettrico.

I due canali, che utilizzano l'acqua derivata dal fiume Piave, sono quello del consorzio Brentella-Pederobba-Montebelluna e quello del consorzio Piavesella di Nervesa. Le centrali ubicate nel consorzio Brentella-Pederobba-Montebelluna sono la continuazione dell'impianto Minori del Piave, ovvero utilizzano l'acqua che precedentemente serve ad alimentare le centrali di Pederobba, Croce del Gallo, Caerano e Castelviero.

Sono presenti, pertanto, 25 piccole centrali con una potenza complessiva installata di circa 3.956,44 kW.

Anche le centrali del consorzio Piavesella di Nervesa sono la continuazione di un altro gruppo d'impianti e più precisamente quella di Arcade, Priula e Spresiano; in tale consorzio sono presenti 7 centrali per una potenza installata di 1.246,83 kW.

Complessivamente, tra grandi impianti e piccoli impianti (o mini-idroelettrici) si ha una potenza installata di 361.263,64 kW, rispettivamente di 351.620 kW e 9.643,64 kW. I piccoli impianti contribuiscono, pertanto, per il 2,67% del totale.

# POTENZIALE DI APPLICAZIONE IN PROVINCIA DI TREVISO

## PREMESSA

In questo capitolo verrà trattato il potenziale di applicazione nella provincia di Treviso, ovvero la possibilità di incrementare, mediante varie soluzioni, il numero delle centrali e, di conseguenza, la produzione di energia. Anticipando concetti che verranno successivamente ripresi, attualmente l'aumento della produzione di energia idroelettrica può essere effettuato soprattutto mediante le centrali di tipo mino-idroelettrico, principalmente per motivi legati alla disponibilità della risorsa e all'impatto ambientale dovuto all'opera in sé.

## INQUADRAMENTO GENERALE

Per l'installazione di un impianto idroelettrico bisogna tener conto di due fattori: la portata del corso d'acqua ed il salto disponibile.

La presenza del "salto" può essere in parte trascurata nel caso di portate d'acqua elevate.

La presenza di un salto per la caduta dell'acqua dipende soprattutto dalle condizioni orografiche del luogo; in pianura, dove il salto è ridotto a pochi metri se non anche a meno di un metro, si può intervenire creando il salto per mezzo di uno sbarramento, come avviene, ad esempio, per il fiume Sile (questa soluzione viene generalmente usata dove si ha un'elevata portata d'acqua in modo da compensare l'esiguo dislivello presente).

Per quanto riguarda la portata, bisogna innanzitutto conoscere le sue variazioni durante l'anno: per far ciò si devono raccogliere serie storiche di misure delle portate defluenti o, in alternativa, raccogliere dati sulla misura della portata per almeno un intero anno. In ogni caso è necessario che il corso d'acqua non si prosciughi mai durante l'anno e che sia assicurata una portata minima di qualche centinaio di litri d'acqua al secondo.

In tabella 5 sono evidenziate le centrali presenti nei corsi d'acqua di origine naturale, ad esclusione di quelle centrali ubicate lungo l'asta del fiume Piave e nei canali irrigui-idroelettrici. Gli impianti sono tutti del tipo mino-idroelettrico; i grandi impianti sono ubicati lungo l'asta del Fiume Piave e lungo i canali irrigui-idroelettrici.

I corsi d'acqua con più impianti sono il Fiume Meschio, il Fiume Sile ed il Fiume Soligo: questo perché sono corsi d'acqua con una portata costante ed abbondante durante tutto l'anno e, per quanto riguarda i fiumi Meschio e Soligo, hanno anche un'elevata pendenza della propria asta fluviale. Tutti gli altri fiumi/torrenti presentano da 1 a 3 centrali, numero esiguo dovuto anche in parte alla brevità del corso stesso. In totale i corsi d'acqua dotati di centrali sono 38: quelli con impianti funzionanti sono 12 (il 31,6%).

Gran parte dei corsi d'acqua elencati in tabella 5 sono di natura risorgiva e quindi dotati di una buona portata e costante tutto l'anno, quindi idonei per l'utilizzo idroelettrico: in particolare, si segnalano i fiumi Dese, Zero, Melma e Storga; tuttavia il salto disponibile è alquanto limitato (al massimo un paio di metri).

Altra situazione è quella dei quei corsi d'acqua che presentano un regime di tipo torrentizio o nei quali la portata risente dell'andamento delle precipitazioni atmosferiche: è il caso dei torrenti Cervano, Crevada, Curogna, Soligo, Teva e Rosper. In questo caso la limitata portata d'acqua è compensata dal salto disponibile (anche diversi metri).

Nel territorio trevigiano esistono in totale 107 impianti: di questi 33 sono in attività (il 30,8%) mentre ben 74 impianti non sono funzionanti.

La presenza di un elevato numero di centrali non più funzionanti rispetto al numero totale è dovuto a molteplici fattori:

- ✓ la mancanza delle condizioni originarie che avevano permesso la creazione dell'impianto: tra queste ricordiamo la diminuzione del salto dovuto spesso a causa artificiali come la creazione di un impianto più a valle che determina un innalzamento

del livello d'acqua, oppure la diminuzione della portata del corso d'acqua dovuto a prelievi a monte della centrale;

- ✓ la mancanza di adeguati investimenti per la manutenzione dell'impianto;
- ✓ la chiusura dell'impianto legata alla chiusura dell'azienda per il cui funzionamento veniva prodotta l'energia elettrica.

Parte degli impianti non attivi possono essere rimessi in funzione mediante piccoli interventi, mentre per altri sono necessari interventi più onerosi in quanto diversi elementi dell'impianto sono stati distrutti e/o rimossi. Sarebbe necessaria una verifica tecnica più approfondita e specifica per poter identificare quali sono le centrali che possono essere rimesse in attività.

<b>CORSO D'ACQUA</b>	<b>IMPIANTO NON ATTIVO</b>	<b>IMPIANTO ATTIVO</b>	<b>TOTALE IMPIANTI ESISTENTI</b>
Aralt	0	1	1
Avenale	1	0	1
Bagnon	0	1	1
Botteniga	1	0	1
Brentella di fossalunga	1	0	1
Caniezza	2	0	2
Cervano	1	0	1
Cordana	1	0	1
Crevada	1	0	1
Curogna	2	0	2
Dese	1	0	1
Follina	2	0	2
Fossa del Cimitero (affluente Aralt)	1	0	1
La Fossa	1	0	1
Limbraga	1	0	1
Melma	2	1	3
Meolo	2	0	2
Meschio	19	14	33
Mignagola	1	0	1
Musestre	3	0	3
Negrìsia	2	0	2
Nerbon	3	0	3
Pegorile	0	2	2
Piovega	2	0	2
Piovenzano	1	0	1
Resteggia	1	1	2
Rio Pradal	1	0	1
Rio Rul	0	2	2
Roggia Cervara del Corno	1	0	1
Rosper	1	0	1
Ruio Cigana	1	0	1
Sile	7	5	12
Soligo	6	3	9
Sorgente Savassa	0	1	1
Storga	2	1	3
Teva	1	1	2
Zenson	1	0	1
Zero	1	0	1
<b>TOTALE CENTRALI</b>	<b>74</b>	<b>33</b>	<b>107</b>

Tabella 5 - Corsi d'acqua della provincia di Treviso dove sono installate le centrali idroelettriche e numero totale di centrali presenti (esclusi impianti lungo i canali irrigui-idroelettrici).

Attualmente non sono segnalati impianti idroelettrici sul Fiume Monticano e sul Fiume Livenza. Potenzialmente sono due corsi d'acqua utilizzabili per uso idroelettrico, in particolare il Fiume Livenza, in quanto dotato di un'elevata portata; per il Fiume Monticano l'uso idroelettrico è

fattibile a valle della sua confluenza con il Torrente Crevada, pochi chilometri a sud della città di Conegliano. L'opportunità di realizzare di uno o più impianti lungo l'asta di questo fiume dovrà essere valutata anche tenendo conto che bisognerebbe costruire degli impianti nuovi, e non risistemare dei vecchi, per di più in un'area ad elevato tasso di urbanizzazione presente in questo territorio.

Nuovi impianti (sempre della tipologia mino-idroelettrico) possono essere realizzati e/o recuperati lungo i canali ad uso irriguo. L'installazione di un impianto lungo un corso d'acqua di origine artificiale rispetto al caso di un corso d'acqua naturale porrebbe minor problemi tecnici e di impatto ambientale.

## **IMPATTO AMBIENTALE**

La produzione di energia idroelettrica determina effetti positivi ed effetti negativi sull'ambiente.

Gli effetti positivi sono legati alla non produzione di emissioni gassose in atmosfera (polveri, calore, sostanze inquinanti) come invece accade nel caso dei classici metodi di generazione per via termoelettrica.

Ulteriori vantaggi consistono nella regimazione delle acque del fiume in caso di piene: la presenza di un serbatoio/bacino permettere di contenere parte dell'acqua di piena all'interno dell'invaso (precedentemente in parte svuotato prima del verificarsi dell'evento), limitando quindi il rischio di alluvioni nei tratti più a valle e pertanto il rischio di danni a persone ed infrastrutture. Sempre la presenza di un serbatoio assicura una disponibilità d'acqua in periodi di siccità: l'acqua immagazzinata durante i periodi di maggior piovosità o nei periodi di minor richiesta, può essere successivamente distribuita sia per usi domestici che per usi irrigui.

Per quanto riguarda gli effetti negativi si hanno:

- riduzione dell'acqua lungo l'asta fluviale e del trasporto del materiale solido verso valle;
- modificazioni del paesaggio e della componente biotica;
- inquinamento acustico;
- inquinamento estetico;
- durata di vita dell'opera per un lungo periodo (anni se non secoli);
- eventuali fenomeni secondari (smottamenti di terreno, realizzazioni di infrastrutture, ...)

Se si preleva dal fiume l'acqua per la produzione di energia elettrica, il tratto del corso d'acqua che va dallo sbarramento al punto di reimmissione dopo l'utilizzo in centrale, rischia di andare in secca se non viene garantita una portata minima adeguata. Tale portata minima, chiamata deflusso minimo vitale (D.V.M.), viene garantita per legge e permette all'ecosistema fluviale il naturale svolgimento di tutti i processi biologici e fisici.

L'impiego tecnico di un criterio di progetto basato sul D.V.M. non è facile, in quanto lo stesso può essere valutato sulla base di due diversi punti di vista: quello idrologico (basato su dati statistici e formule empiriche) e quello idrobiologico (basato su criteri scientifici, applicabili solo a quel corso d'acqua).

La stima del D.M.V. è assai delicata ed il parametro va impiegato con notevole accortezza. Per quanto riguarda il rapporto con l'ecosistema, si deve anche considerare che molte specie acquatiche si spostano in continuazione lungo l'asta fluviale ma gli sbarramenti idroelettrici risultano invalicabili da tutta la fauna ittica. Per risolvere tale situazione sono necessari dei passaggi artificiali, le cosiddette rampe di risalita che, come una scala, permettono il superamento dell'ostacolo.



Foto 5 - Rampe di risalita per la fauna ittica.

Per quanto riguarda il materiale solido, tutti i fiumi trasportano sassi, sabbie, ghiaie e limo. Durante l'anno i corsi d'acqua variano naturalmente la propria portata e velocità: in questo modo i processi di erosione, deposizione e sedimentazione cambiano continuamente. D'altra parte per il funzionamento degli impianti idroelettrici sono necessarie opere di sbarramento e serbatoi; queste opere trattengono parte dei materiali solidi trasportati dall'acqua che poi, soprattutto in occasioni di piene, vengono parzialmente restituiti ai fiumi.

Ne consegue, pertanto, un naturale e progressivo interrimento dei serbatoi a scapito quindi del funzionamento dell'impianto stesso, insieme ad una parziale diminuzione della quantità di materiale solido trasportato verso valle, con conseguenti effetti negativi che possono interessare tutta l'asta fluviale del corso d'acqua fino alle spiagge limitrofe alla foce.

L'inquinamento acustico proveniente da una centrale dipende prevalentemente dalle turbine e dagli eventuali meccanismi di moltiplicazione dei giri, problema che però può essere facilmente risolvibile con i moderni sistemi di contenimento del rumore.

Dal punto di vista dell'impatto visivo, le problematiche maggiori si verificano per i grossi impianti e per quelli posti in alta quota e nei centri urbani. Ognuno degli elementi di un impianto (opere di presa, sbarramento, centrale, opere di restituzione, ...) può determinare un cambiamento nel sito dal punto di vista paesaggistico: per diminuire questi impatti si può mascherare alcuni di questi elementi mediante la vegetazione, usare colori che meglio si integrino con quelli del paesaggio ed eventualmente costruire nel sottosuolo una parte degli impianti (ad esempio la centrale).

In linea generale, gli impianti mino-idroelettrici presentano un impatto più contenuto e limitato rispetto a quelli di dimensioni maggiori proprio per le loro dimensioni più piccole.

È da considerare inoltre la durata di vita dell'opera: un impianto di grandi dimensioni (in particolare quelli a bacino) sono pensati e realizzati per durare vari decenni e non secoli, al contrario di quelli mino idroelettrici o comunque quelli costruiti da una semplice traversa, hanno una durata inferiore.

## **COSTI**

Per quanto citato nei capitoli precedenti, qui di seguito verranno considerati solamente i piccoli impianti: questi non sono utilizzabili per singole utenze ma per comunità e gestibili da enti pubblici e/o società. Questo perché la tecnologia impiegata finora non è ancora economicamente conveniente per le utenze singole e pone problemi tecnologici ancora non risolti (in particolare in merito all'accumulo di energia elettrica prodotta in esubero rispetto all'utilizzo).

Gli impianti per la produzione di energia dai salti di quota non godono di incentivi pubblici all'installazione, ma riescono a ripagarsi dopo pochi anni di esercizio (3-5 anni), grazie anche alla possibilità di usufruire dei Certificati Verdi.

Attualmente il riconoscimento economico extra vendita per i produttori di energia da fonti rinnovabili è pari a circa 0,07 €/kWh prodotto per l'anno 2001.

Se consideriamo un impianto di potenza installata pari a 800 kW, questo può rendere da 500.000 a 700.000 € all'anno: considerando le spese di manutenzione e di ammortamento, entro 3-5 anni l'impianto viene pagato completamente.

## **NORMATIVA**

Per l'installazione di un impianto idroelettrico vi sono una serie di normative a cui fare riferimento. Il D.Lgs n° 387 del 29 dicembre 2003 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" all'art. 12 "Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative" dispone un'autorizzazione unica, a carico della Regione, per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili.

In tale ambito rivestono particolare importanza gli impianti idroelettrici per i quali va applicata necessariamente la disciplina di cui al R.D. n° 1775 del 11/12/1933 relativa alle concessioni di derivazioni di acqua pubblica, ogni qualvolta il richiedente non sia già in possesso del necessario titolo per l'utilizzazione dell'acqua.

Bisogna anche considerare quanto disposto dalla L.R. n° 10 del 26 marzo 1999 e successive modificazioni ed integrazioni, la quale impone agli Enti pubblici ed ai privati, preventivamente alla realizzazione dei loro progetti, una valutazione di impatto ambientale delle opere qualora queste rientrino nelle tipologie progettuali indicate negli allegati alla medesima legge regionale.

Con la deliberazione n° 1000 del 6 aprile 2004 della Giunta della Regione Veneto inerente "Derivazioni d'acqua ad uso idroelettrico" sono stati approvati i criteri e le procedure per il rilascio delle concessioni d'acqua ad uso idroelettrico. Con tale provvedimento si possono presentare due tipologie di interventi:

- interventi per i quali né le opere, né la derivazione d'acqua sono soggette a procedura di VIA;
- interventi per i quali le opere e/o la derivazione d'acqua sono soggette a procedura di VIA.

Nel primo caso la domanda ed il relativo progetto definitivo vanno presentati all'Unità Complessa Energia ed all'Unità Periferica del Genio Civile competenti per territorio; nel secondo caso la domanda, il progetto definitivo ed il relativo SIA devono essere trasmessi alla Direzione regionale competente in materia di VIA, all'Unità Complessa regionale per l'Energia ed all'Unità Periferica del Genio Civile competenti per territorio.

## **BIBLIOGRAFIA**

Gli impianti idroelettrici tra il Piave ed il Brenta, Ed. ENEL;

[www.miniambiente.it](http://www.miniambiente.it)

<http://enelgreenpower.enel.it/it/energia/idroelettrico.html>

Genio civile di Treviso

ENEL di Vittorio Veneto

# ENERGIA DAL SOLE

## INTRODUZIONE

L'energia solare è la fonte più diffusa sulla terra: rinnovabile, disponibile, gratuita e in quantità largamente superiore ai fabbisogni energetici della popolazione mondiale. Il flusso di radiazione solare che giunge sulla Terra è di  $1368 \text{ W/m}^2$  subito al di fuori dell'atmosfera terrestre.

Il suo sfruttamento tuttavia presenta problemi tecnici e, soprattutto, economici che rendono possibile solo l'utilizzo di una modestissima parte dell'enorme quantità di energia disponibile. Naturalmente l'energia solare non può sostituire quella prodotta con i combustibili fossili ma, come dimostra l'esperienza in altri paesi europei, può efficacemente integrare il fabbisogno energetico delle famiglie.

## TECNOLOGIA DEL SOLARE TERMICO

Il pannello solare serve a catturare l'energia che giunge dal sole per produrre acqua calda ad una temperatura che può raggiungere i  $60-70 \text{ }^\circ\text{C}$ . Questa viene accumulata in un apposito serbatoio in modo da poter essere utilizzata per gli usi sanitari.

Gli elementi strutturali che costituiscono un pannello solare piano sono:

1. copertura trasparente;
2. assorbitore;
3. materiale isolante;
4. struttura di contenimento;
5. collegamenti idraulici ed elettrici;

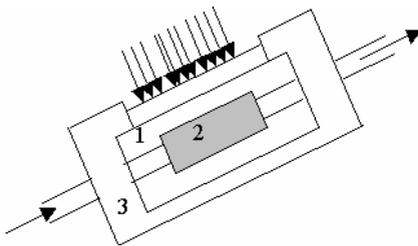


Figura 1 - Elementi strutturali

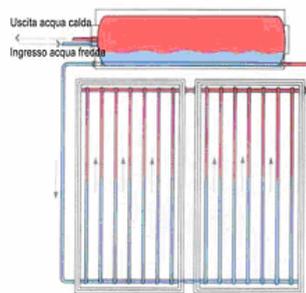
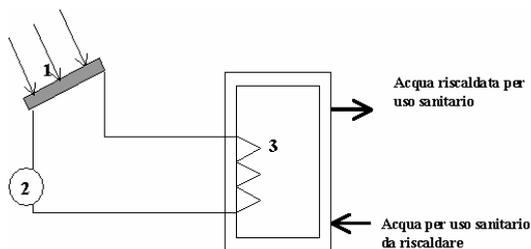


Figura 2 - Vista frontale di un pannello solare

La radiazione solare, dopo aver attraversato la copertura trasparente, investe la superficie dell'assorbitore e la riscalda. All'interno di questo, in genere di forma tubolare, scorre il fluido primario che, dopo aver assorbito energia termica, è convogliato in uno scambiatore di calore contenente l'acqua da riscaldare. In esso il fluido primario trasferisce parte della sua energia termica all'acqua. In fig.3 è rappresentata la connessione tra pannello solare e serbatoio.



Legenda:

1. pannello solare
2. elettropompa
3. scambiatore di calore

Figura 3 - Connessione tra pannello solare e serbatoio

L' **assorbitore** ha la funzione di intercettare e trattenere la massima quantità di energia radiante e trasferirla al fluido primario. Il materiale che lo costituisce deve, pertanto, possedere un elevato coefficiente di assorbimento ed una ridotta emissività nell'infrarosso, per limitare le dispersioni termiche dovute all'irraggiamento da parte dell'assorbitore stesso. In genere l'assorbitore è costituito da materiale metallico; la sua superficie esterna è trattata in modo da assumere una colorazione nera.

La **copertura trasparente** ha la funzione di permettere il passaggio delle radiazioni solari incidenti, proteggere la superficie assorbente ed impedire la fuoriuscita delle radiazioni infrarosse emesse da quest'ultima per irraggiamento. Si crea in questo modo, all'interno del pannello, l'effetto serra che incrementa il rapporto tra l'energia radiante assorbita e quella incidente. Il materiale che costituisce la copertura deve pertanto essere trasparente alle radiazioni solari ed opaco alle radiazioni infrarosse. I materiali che meglio soddisfano queste condizioni sono il vetro incolore, il cloruro di polivinile, il poliestere. Questi ultimi, di origine sintetica, pur possedendo proprietà meccaniche superiori e costi inferiori rispetto al vetro, presentano lo svantaggio di degradarsi facilmente in seguito all'azione dei raggi ultravioletti e degli agenti atmosferici.

Il **fluido primario** ha la funzione di trasferire l'energia termica dall'assorbitore al fluido contenuto nello scambiatore di calore. In genere è costituito da un liquido, perchè più efficace a trasferire il calore rispetto ad un gas. Tra i liquidi più usati vi è l'acqua, specialmente nelle zone in cui non sussiste il pericolo del congelamento invernale. Deve, però, essere opportunamente trattata per ridurre la durezza ed evitare così depositi calcarei. Altri liquidi usati sono quelli diatermici e le miscele acqua -antigelo.

Lo **scambiatore di calore**, detto comunemente serbatoio, è in genere un contenitore di forma cilindrica, coibentato esternamente per limitare le dispersioni termiche. In esso vi sono due circuiti idraulici distinti: quello percorso dal fluido primario e quello percorso dall'acqua da riscaldare. Quest'ultimo è collegato a sua volta all'impianto idraulico dell'utilizzazione. I due circuiti, connessi tra di loro, ma separati da una superficie metallica, permettono il trasferimento di calore dal fluido primario all'acqua. In genere il primo è fatto circolare in una serpentina immersa nell'acqua o, in alternativa, in una intercapedine che agisce come camicia di riscaldamento, ricavata sulla superficie dello scambiatore. Il dimensionamento del serbatoio dipende dalla superficie del pannello a cui è collegato. Generalmente ad ogni metro quadrato di pannello solare piano deve corrispondere un volume di serbatoio pari a 60 -70 litri.

La **circolazione del fluido** primario tra il pannello solare e lo scambiatore di calore si può realizzare in modo naturale o forzato, in funzione della posizione del pannello rispetto allo scambiatore di calore, più in basso o più in alto.

- nel primo caso, in seguito al riscaldamento del fluido primario per azione della energia solare, si innescano, in seno a questo, dei moti convettivi che lo inducono a trasferirsi verso l'alto. Di conseguenza altro liquido più freddo viene richiamato dal basso verso l'interno dell'assorbitore, così l'azione continua dell'irraggiamento permette una circolazione naturale del fluido caldo verso lo scambiatore e del fluido più freddo verso il

pannello. La circolazione naturale è vantaggiosa sia perchè non richiede macchine, sia perchè si autoregola. Essa, infatti, è possibile solo durante l'irraggiamento e non può verificarsi l'eventualità dell'inversione del flusso del fluido primario.

- nel caso in cui i pannelli solari siano collocati più in alto o, al limite, alla stessa quota dello scambiatore, non è più possibile la circolazione naturale del fluido primario, rendendo pertanto necessario l'uso di un' elettropompa. L'introduzione di questo organo meccanico di spinta nel circuito, che permette una maggiore rapidità negli scambi termici, consente anche un maggiore rendimento del sistema. Tuttavia la presenza dell'elettropompa presenta lo svantaggio di rendere il sistema più oneroso: richiede il consumo di energia elettrica, incrementa i costi di installazione e di manutenzione.

Esistono diverse tipologie di pannelli solari a seconda delle tecnologie costruttive utilizzate e dei materiali impiegati.

Il **collettore solare piano vetrato** è composto da un' intelaiatura termicamente isolata, coperta da un vetro protettivo in grado di sopportare pioggia, grandine e temperature rigide, che filtra i raggi solari e crea l'effetto serra per intrappolare il calore. All'interno della cella si trova l'assorbitore, che è una lastra metallica scura, detta anche piastra captante, o corpo nero assorbente, sulla quale sono saldati i tubi all'interno dei quali circola un liquido termoconvettore (generalmente composto da acqua e glicole propilenico atossico). I pannelli a piastra possono essere di due tipi:

- a superficie non selettiva: cioè l'assorbitore di calore è semplicemente verniciato in nero; questa tipologia di pannelli, è consigliata per le case abitate in brevi periodi;
- a superficie selettiva: cioè l'assorbitore di calore è potenziato da un trattamento effettuato con un prodotto che consente al pannello di trattenere maggiormente la radiazione infrarossa, riducendo al tempo stesso la riflessione; questa tipologia di pannelli è maggiormente indicata per le case in cui si risiede abitualmente o per un utilizzo di almeno 10 mesi all'anno. Sono in grado di produrre acqua calda in qualunque mese dell'anno, hanno un costo maggiore rispetto ai pannelli a superficie non selettiva, giustificato dalla maggiore complessità dell'impianto e dai trattamenti tecnologici cui è sottoposto e possono essere utilizzati sia per la produzione di acqua calda sanitaria, che per l'integrazione al sistema di riscaldamento.



Foto 1 - Esempio di collettore solare piano vetrato

I **collettori solari sottovuoto** sono progettati con lo scopo di ridurre le dispersioni di calore verso l'esterno, trasferendo il calore raccolto da ciascun elemento (tubo sottovuoto) alla piastra, generalmente in rame, presente all'interno del tubo. In tal modo il fluido primario si riscalda e, grazie al vuoto, minimizza la dispersione di calore verso l'esterno.

Essi si presentano come tubi di vetro contenenti un elemento assorbitore di calore, al cui interno la pressione dell'aria è ridottissima, così da impedire la cessione del calore. I pannelli solari sottovuoto hanno un ottimo rendimento in tutti i mesi dell'anno e sono particolarmente adatti ad essere installati nelle zone ad insolazione medio-bassa, anche con condizioni climatiche rigide.



Foto 2 - Collettore solare sottovuoto

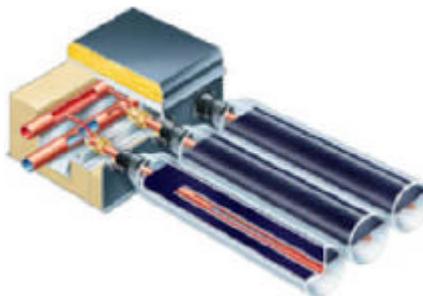


Figura 4 - Dettaglio di un collettore solare sottovuoto

Nei **pannelli con serbatoio integrato** l'assorbitore di calore ed il serbatoio di accumulo sono compresi in un unico oggetto e l'energia solare giunge direttamente a scaldare l'acqua accumulata. Per effetto del principio per cui l'acqua calda tende a salire e quella fredda a scendere, si viene a creare all'interno del serbatoio un moto cosiddetto convettivo che distribuisce il calore captato a tutta la massa d'acqua. Questi collettori solari, formati da un unico blocco, sono di facile trasportabilità e di altrettanto facile installazione ed hanno un costo relativamente basso. Alcuni di essi non sono idonei all'utilizzo nelle località ove l'inverno è lungo e rigido, perché il loro rendimento in quel periodo è scarso e perché l'acqua contenuta nel serbatoio potrebbe congelarsi e rovinare il pannello. Sono comunque disponibili sul mercato anche sistemi compatti adatti per ogni condizione climatica.

## IL DIMENSIONAMENTO DEI PANNELLI SOLARI

Per calcolare le dimensioni dei pannelli solari da installare si deve tener conto del prevedibile consumo di acqua calda della famiglia o delle altre strutture a cui serve. Ad esempio, si stima che in una famiglia, mediamente, il consumo di acqua calda sia di circa 30-50 litri/giorno a persona. L'acqua calda prodotta da un pannello solare varia in funzione di diversi elementi: il posizionamento, la zona geografica, la radiazione solare giornaliera, ecc. In media si può considerare una produzione di acqua di 80-100 litri/giorno, alla temperatura di 40°C, per ogni metro quadrato di pannello installato. Per riscaldare l'acqua del serbatoio occorre circa mezza giornata di sole nel periodo estivo ed una giornata nel periodo invernale. La temperatura dell'acqua raggiungibile nelle giornate di pieno sole è di circa 40°C in inverno e di circa 60-80°C in estate.

Tenendo conto delle variabili prima indicate, in tabella 1 è riportato uno schema di dimensionamento del serbatoio e dei pannelli solari per abitazioni civili, uso annuale e orientamento a sud.

N°	Capacità boiler	Metri quadrati pannelli
1÷3	130÷150	1,8÷2,6
3÷5	200÷300	3,6÷5,2
6÷8	300÷450	5,4÷7,8

Tabella 1 – Schema dimensionamento serbatoio e pannelli solari in funzione n. abitazioni civili

## IL RISCALDAMENTO A PAVIMENTO

Il riscaldamento solare degli ambienti rappresenta una grande potenzialità di sviluppo del solare termico. Attualmente le possibilità pratiche sono limitate al riscaldamento con sistemi a bassa temperatura: impianti a pavimento, oppure a parete.

Infatti, nei sistemi di riscaldamento che utilizzano i radiatori in ghisa o alluminio, la temperatura dell'acqua che viene richiesta è molto alta e non può essere fornita dai pannelli solari. Gli impianti di riscaldamento a pavimento, oppure a parete, invece, per riscaldare gli ambienti a 20°C, utilizzano acqua calda attorno ai 40°C. Questa temperatura coincide con quella raggiungibile con i sistemi termici solari, anche nei periodi invernali. Nei riscaldamenti a bassa temperatura gli elementi radianti, costituiti da tubi in polipropilene, vengono inseriti

sotto il pavimento, o nella parete, in modo da coprire l'intera superficie. Questa tecnologia, oltre ad un notevole risparmio energetico, rende la casa meno secca e più salubre. I collettori solari vanno sempre integrati con un impianto termico tradizionale, per esempio una caldaia a gas o a gasolio, per assicurare in ogni circostanza il calore richiesto.

## **LA MANUTENZIONE DEI PANNELLI SOLARI**

Negli impianti solari a circolazione forzata è necessario far eseguire periodicamente la manutenzione ad imprese qualificate. La pompa e la centralina elettronica che regola il flusso del liquido nel circuito primario devono essere sempre efficienti. Il blocco della circolazione può provocare l'ebollizione del liquido primario con danni, anche gravi, al pannello solare.

In caso di guasto alla centralina o di blocco della pompa del liquido, occorre coprire le superfici dei collettori solari e chiamare il tecnico. Anche in caso di prolungate assenze, è consigliabile coprire i pannelli. Gli impianti solari a circolazione naturale sono meno soggetti a malfunzionamenti. Servono soltanto periodici controlli, che possono essere fatti direttamente dal proprietario, per verificare il corretto funzionamento dell'impianto. Il circuito primario di un sistema solare, pur essendo sigillato, può avere perdite accidentali (difetti di caricamento, sfiati per sovrappressioni, allentamento dei giunti in ragione del gelo o del surriscaldamento, ecc.). In questo caso occorre rabboccare il liquido con miscela antigelo. Occorre anche controllare che la circolazione naturale non trovi ostacoli nel circuito. Se, ad esempio, il liquido dovesse diminuire per evaporazione dopo un lungo periodo di non utilizzo dell'acqua calda (ferie estive), si può formare una bolla d'aria che ostruisce il circuito. In questo caso è necessario intervenire, direttamente o chiamando un tecnico, per eliminare l'ostacolo.

## **POTENZIALE DI APPLICAZIONE IN PROVINCIA DI TREVISO**

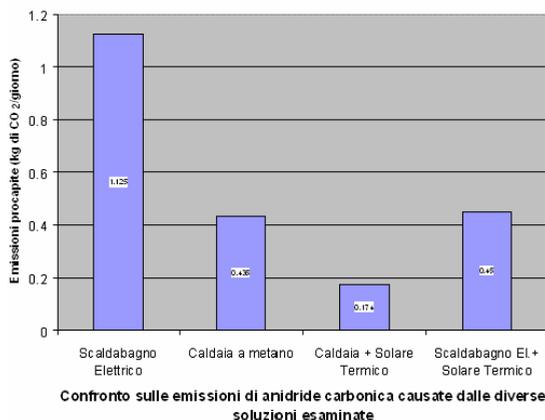
L'installazione di collettori solari non necessita di grossi investimenti. L'applicazione massiccia nella Provincia di Treviso di questa semplice tecnologia permetterebbe di ottenere un servizio con costi che sarebbero recuperati nel giro di pochi anni. Per quanto riguarda la stima del potenziale in Provincia, ci si può riferire alle procedure ed ai calcoli che sono esposti nel capitolo sul solare fotovoltaico. La procedura potrebbe essere la stessa, tenendo a mente che le superfici ed i costi necessari sono molto inferiori.

## **IMPATTO AMBIENTALE**

La giustificazione razionale di un impianto solare deriva da considerazioni economiche ed ecologiche. Il minor inquinamento dell'ambiente ed il risparmio energetico che si ottiene utilizzando l'energia solare rappresentano vantaggi per tutta la collettività.

Un primo indicatore di confronto tra le diverse tecnologie a disposizione può essere ritenuta la quantità di anidride carbonica mediamente immessa nell'ambiente per produrre, nelle stesse condizioni acqua calda sanitaria. La figura seguente riepiloga le emissioni di anidride carbonica generate nei diversi casi analizzati.

La riduzione delle emissioni di CO<sup>2</sup> ottenuta con il sistema ibrido è notevole soprattutto rispetto al primo scenario: si passa da 1,125 kg di CO<sup>2</sup> emessi a 0,22 kg di CO<sup>2</sup>, con una riduzione percentuale dell'80%. Tra il caso di impiego della caldaia a metano e quello di integrazione di questa con i collettori si verifica una riduzione, in valore assoluto, di 0,33 kg di CO<sup>2</sup> pro capite, mentre lo scaldabagno elettrico, se impiegato con il solare, porta ad una riduzione di 0,675 kg di CO<sup>2</sup>.



## COSTI

Riguardo alla convenienza economica, occorre considerare che la resa di un sistema solare termico dipende da vari fattori: condizioni climatiche locali, area geografica, tipo di collettore solare, ecc. Le applicazioni termiche dell'energia solare richiedono un investimento iniziale più elevato rispetto ad un impianto termico tradizionale. Tuttavia, una volta che il sistema solare è stato installato, le spese di funzionamento sono minime (modesti costi per le manutenzioni periodiche ed il controllo del sistema). I combustibili fossili invece devono essere pagati in proporzione al consumo.

La figura seguente mostra il risultato del confronto tra il fabbisogno energetico necessario per la produzione di acqua calda sanitaria con uno scaldabagno elettrico, con una caldaia a gas, un sistema caldaia gas/collettore solare termico ed un sistema scaldabagno elettrico/collettore solare termico.

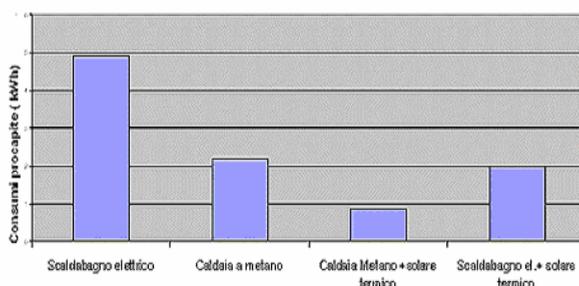


Grafico 2 - Consumi procapite

Si osserva allora che, nel passaggio dalla soluzione con scaldabagno elettrico a quella con caldaia a gas integrata da collettori solari, il consumo energetico procapite passa da 4,93 a 0,87 kWh. E' il caso più interessante, dunque, che porta ad una riduzione dell'82% del consumo energetico, a parità di servizio reso. Nel confronto tra il sistema basato sull'integrazione di collettore solare con una caldaia a gas e la caldaia stessa, si nota come il consumo passi da 2,18 kWh, per il caso della sola caldaia, a 0,87 kWh, per il sistema integrato. Nel passaggio dal solo scaldabagno elettrico ad uno scaldabagno integrato da collettori solari, il consumo energetico scende da 4,93 a 1,97 kWh. Nel caso dei collettori solari il costo al metro quadro è, in realtà poco indicativo, poiché il vero costo deve essere correlato alla quantità di acqua calda prodotta in un anno. Una famiglia di 4 persone che consuma 50÷60 litri di acqua calda a persona ogni giorno, per un totale di 80÷100 mila litri annui spende circa 500 € per riscaldare l'acqua con energia elettrica e 350 € se la scalda con caldaia a metano. Se l'impianto solare integra la caldaia per un 60÷70% il risparmio annuo oscilla tra 250 e 350 € ed in 5 anni si ammortizza una spesa di 1300 ÷ 1800 €. Le

agevolazioni statali consentono, inoltre, di detrarre dalle tasse parte delle spese di acquisto e di installazione.

La Giunta della Regione Veneto, con Deliberazione n.4370 del 29.12.2004, ha predisposto un nuovo bando per l'assegnazione di contributi per incentivare l'installazione di sistemi solari termici per la produzione di calore a bassa temperatura. Il programma è rivolto a soggetti pubblici e privati, che intendano installare un impianto solare termico o che lo abbiano già installato, purché successivamente al 18 luglio 2003.

## APPLICAZIONI ESISTENTI IN PROVINCIA DI TREVISO

Nella provincia di Treviso, di recente, sono stati installati numerosi impianti per usi sanitari presso abitazioni di privati. Un esempio di un'installazione per uso privato è illustrato di seguito:



Foto 3 - Esempio Casale sul Sile

In occasione di lavori di rifacimento del tetto di una abitazione a Casale sul Sile (TV) è stato installato un sistema costituito da 2 collettori con superficie complessiva di 5,14 m<sup>2</sup> e serbatoio di accumulo da 300 litri. L'impianto assicura una copertura del 65 % del fabbisogno annuale di un nucleo familiare composto da 4 persone. La posa dei collettori ad incasso salvaguarda l'estetica generale dell'edificio.

## TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

La tecnologia fotovoltaica consente di trasformare direttamente l'energia solare in energia elettrica. Essa sfrutta il cosiddetto **effetto fotovoltaico** che è basato sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori (fra cui il silicio, elemento molto diffuso in natura) che, opportunamente trattati ed interfacciati, sono in grado di generare elettricità se colpiti dalla radiazione solare.

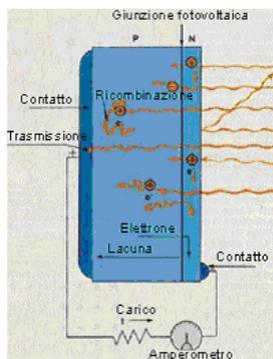


Figura 5 - Effetto fotovoltaico

La cella fotovoltaica da sola produce circa da 1 a 2 Watt. E' costituita da un wafer dello stesso silicio adoperato dall'industria elettronica il cui costo è, tuttavia, molto alto. L'efficienza di conversione di una cella solare è limitata da numerosi fattori, alcuni dei quali di tipo fisico legati all'effetto fotoelettrico - e quindi inevitabili - ed altri di tipo tecnologico, che derivano dal particolare processo adottato per la fabbricazione del dispositivo fotovoltaico. Attualmente il materiale più utilizzato è il silicio mono-cristallino che offre una resa ed una durata superiori a qualunque altro tipo di silicio:

Tipo	Resa Energetica
Silicio Mono-cristallino	Fino 15-17%
Silicio Poli-cristallino	Fino 12-14%
Silicio Amorfo	Meno del 10 %

Più celle vengono collegate insieme, in serie o parallelo, per formare unità di maggiore potenza dette moduli che a loro volta possono essere collegati in array, così da fornire le caratteristiche di tensione e potenza per le varie applicazioni.

### TIPI DI IMPIANTO

Le soluzioni impiantistiche possono dividersi in due categorie:

- collegate alla rete di distribuzione dell'energia elettrica (grid connected)
- non collegate (stand alone)

Gli impianti appartenenti alla prima categoria sono, generalmente, quelli economicamente più vantaggiosi poiché, a differenza di quelli stand-alone, non hanno bisogno di sistemi di accumulo dell' energia . Negli impianti stand-alone, la necessità di usare delle batterie fa salire il costo dell' impianto anche a causa del loro limitato tempo di vita (2- 5 anni). Questo fatto rende vantaggioso l' uso degli impianti stand-alone solo nei casi in cui sia impossibile o molto costoso l'allacciamento alla rete (utenze isolate).

Gli impianti grid connected vengono collegati alla rete mediante un "inverter" che trasforma la corrente continua prodotta dai pannelli in corrente alternata che può essere immessa in rete. La soluzione adottata è quella di integrare i pannelli nell' edificio (tetti, facciate, etc.). Sono generalmente piccoli impianti (1-50 kW<sub>p</sub>) che si agganciano alla rete in bassa tensione.

### I SISTEMI FOTOVOLTAICI A TERRA

Per *superficie a terra* si intende la superficie fornita da aree prive di edifici che presentino una buona illuminazione ad un'altezza di almeno 3,5 m da terra. Se consideriamo spazi di proprietà comunale, la superficie a terra può essere individuabile nelle aree destinate alla sosta degli autoveicoli, nelle strade, nelle aree ecologiche, ecc.

Un'applicazione particolare è quella di pannelli fotovoltaici installati su una tettoia a servizio di una piazzola di ricarica di automezzi elettrici.



Foto 4 - Piazzola ricarica automezzi elettrici

Rispetto ai sistemi fotovoltaici realizzati sui tetti, per poter disporre realmente della superficie per la raccolta della luce solare, questa tipologia di impianti necessita di strutture di sostegno particolare che dipendono dalla tipologia dell'area su cui poggiano.

Un tipico esempio di applicazione è quello delle tettoie di copertura nelle aree di parcheggio di automezzi. In questi casi la spesa può trovare una doppia giustificazione nel servizio di protezione delle auto e in quello di produzione di energia fotovoltaica. L'uniformità delle superfici dedicate alla sosta consente la realizzazione di impianti di produzione relativamente grandi e modulari, abbattendo i costi di produzione di progettazione.

Rispetto all'impiantistica legata ai tetti, in questi casi risulta largamente conveniente sul piano economico ricorrere a sistemi di inseguimento solare in alternativa ai tradizionali impianti fissi inclinati a 30°.

### **Impianti mobili**

Per impianto mobile o impianto a inseguimento (Tracking) si intende un sistema con il quale, attraverso una doppia motorizzazione, i pannelli fotovoltaici sono tenuti costantemente esposti alla luce solare in posizione perpendicolare. Tali sistemi riescono a catturare su base annua, a parità di superficie, maggiore energia solare rispetto a sistemi fissi, anche laddove questi fossero orientati in maniera ottimale. Nell'impiantistica tradizionale, come quella sui tetti industriali, la maggior spesa legata alla carpenteria necessaria alla realizzazione dei sistemi Tracking è difficilmente compensata dalla maggior produzione di energia fotovoltaica. Nell'impiantistica legata alle aree di sosta, invece, ad esempio, la minore densità ottenuta dagli impianti fissi rispetto a quelli ad inseguimento, dal momento che la struttura della tettoia può integrare parte dei costi legati al sistema di Tracking.

## **APPLICAZIONI ESISTENTI IN PROVINCIA DI TREVISO**

Riportiamo di seguito un esempio di impianto fotovoltaico di una certa dimensione installato in Provincia di Treviso.

L'impianto, realizzato in via Fossaggera a Treviso, su un immobile di recente costruzione destinato a casa di accoglienza dell'associazione "ADVAR", è tra le prime realizzazioni a Treviso che prevedono l'allacciamento alla rete elettrica. Inoltre, risulta essere tra i maggiori impianti realizzati nella regione Veneto.

I pannelli, integrati architettonicamente al tetto, permettono la generazione elettrica di quasi 20 kWp di potenza, fornendo un ottimo contributo all'estetica dell'edificio.



Foto 5 - Particolare del tetto a pannelli fotovoltaici edificio ADVAR

#### CARATTERISTICHE IMPIANTISTICHE

Potenza nominale : 19,32 kW<sub>p</sub>

Superficie netta di captazione: 174 m<sup>2</sup>

Energia prodotta a ttesa in un anno: circa 17000 kWh

N° moduli FV = 168

Moduli di silicio policristallino da 115 W<sub>p</sub>

Orientamento dei moduli rispetto sud

Inclinazione rispetto all' orizzontale: 21°

Di seguito è riportato un esempio di impianto ad isola da 3 kWp installato presso l'abitazione di un privato nella provincia di Treviso, nel quale l'energia elettrica viene accumulata in un parco batterie. Questa soluzione è stata adottata per ovviare ai continui cali di tensione cui l'utente era soggetto, in quanto posizionato alla fine di una linea elettrica. La prima foto mostra i pannelli fotovoltaici, la seconda il parco batterie.



Foto 6. Impianto ad isola.



Foto 7. Parco a batterie in un impianto ad isola.

### Progetto Elianto

Da un accordo tra Bim Piave Treviso e l'Enea è stato progettato e realizzato un sistema di generazione fotovoltaica denominato "**Elianto 1923**", da utilizzarsi nelle aree di sosta degli autoveicoli.

Il sistema Elianto è costituito da una tettoia di superficie pari a circa 160 m<sup>2</sup>, poggiate su tre piloni in acciaio. La copertura della tettoia è realizzata in policarbonato semitrasparente ed è dimensionata per resistere ai carichi nevosi indicati dalla normativa specifica. I piloni di acciaio posano su appositi plinti e sostengono, oltre alla copertura della tettoia, la struttura di movimentazione di sei macropannelli (definiti "Vele"). All'interno della struttura sono ricavati tutti i vani tecnici necessari ad ospitare gli apparati elettrici ed elettronici.

Il generatore fotovoltaico, interamente precablato in fabbrica allo scopo di ridurre al minimo i costi di installazione, fornisce una potenza nominale leggermente inferiore ai 20 kWp, ma grazie al sistema di Tracking può raggiungere nel Nord Italia una produttività annua di 30

MWh. Utilizzando parcheggi a raso di 800-1000 posti auto, sulla base di progetti già in cantiere in Italia, si può arrivare ad una produttività di più di 1000 MWh/anno. In Provincia di Treviso è stato inaugurato a fine settembre 2005 un impianto in comune di Pederobba, loc. Onigo, mentre è in fase ancora progettuale un impianto simile da realizzarsi in comune di Spresiano.



Foto 6 e 7. Impianto realizzato secondo il progetto Elianto a Pederobba.

## POTENZIALE DI APPLICAZIONE IN PROVINCIA DI TREVISO

Lo sfruttamento dell'energia solare prevede la copertura di vaste superfici con celle solari. In territori come quello della provincia di Treviso già densamente popolati e interessati da un'intensa produttiva, in cui la domanda di energia si concentra nei centri urbani e in prossimità dei distretti industriali è indispensabile sfruttare gli edifici già presenti per l'installazione di celle fotovoltaiche.

La trasformazione delle superfici costruite in piccole centrali elettriche implica un'analisi della disponibilità di tali superfici.

La determinazione del potenziale fotovoltaico integrato negli edifici fornisce informazioni fondamentali per chi deve pianificare la politica energetica.

Di seguito è stata applicata la metodologia IEA (International Energy Agency) per calcolare il potenziale del fotovoltaico integrato negli edifici in provincia di Treviso.

Questa procedura consiste nel:

- calcolo dell'area dei tetti e delle facciate degli edifici presenti: questo dato è stato ricavato dal piano complessivo del piano terra di tutti gli edifici della provincia, fornito dal Servizio Informativo Territoriale integrato della Provincia di Treviso. Il rapporto fra l'area del tetto e l'area del piano terra è pari a 1.2, per le facciate tale rapporto vale 1.5.
- calcolo della disponibilità architettonica: l'ombreggiatura, l'uso delle superfici disponibili per altri usi, la tutela dei beni architettonici di interesse storico impediscono lo sfruttamento di tutte le superfici disponibili, siano essi tetti o facciate. La IEA valuta che questi fattori limitanti riducano del 40% la superficie utilizzabile dei tetti e dell'80% la superficie utilizzabile delle facciate.
- calcolo della disponibilità solare: l'orientazione dell'edificio non sempre permette un ottimo sfruttamento della risorsa sole. Il fattore di utilizzazione solare è pari al 50% per le facciate ed al 55% per i tetti.
- calcolo del valore medio annuo della radiazione solare massima: l'ARPAV possiede diverse stazioni meteorologiche dislocate nella provincia di Treviso.

DESCRIZIONE	TETTI (m <sup>2</sup> )	FATTORE APPLICATO	FACCIATE (m <sup>2</sup> )	FATTORE APPLICATO
Area del piano terra	58.525.328			
Area disponibile	70.230.393	1,2	87.787.992	1,5
Area architettonicamente adatta	42.138.236	0,6	17.557.598	0,4
Area adatta dal punto di vista sdare	23.176.030	0,55	8.778.799	0,5

Tabella 1 – Superfici potenzialmente utilizzabili per la produzione energia elettrica

Dalle misure di irradiazione solare è stato calcolato il valore medio dell'irraggiamento solare annuo negli ultimi cinque anni nelle diverse fasce della provincia: zona di pianura, pedemontana e montana. Si è poi tenuto conto, a causa dei vincoli architettonici, di sfruttare mediamente l'80% di questa risorsa.

Tenuto conto dell' irraggiamento solare medio nelle diverse zone della provincia, del fattore di sfruttamento dell' 80% e che i pannelli fotovoltaici hanno un' efficienza di conversione media del 10% si trova il potenziale solare per i tetti e le facciate degli edifici della provincia di Treviso. Tale calcolo ha solo uno scopo di dare un'indicazione di massima di quale potrebbe essere il potenziale in Provincia.

Irraggiamento medio annuo (KWh/m <sup>2</sup> )	Tetti (GWh/y)	Facciate (GWh/y)	Consumi di energia elettrica nella Provincia di Treviso (GWh)	Rapporto potenziale fotovoltaico /energia consumata
1320	2447	927	4.529	74%

Tabella 2– Calcolo potenziale rapporto tra energia producibile e energia consumata

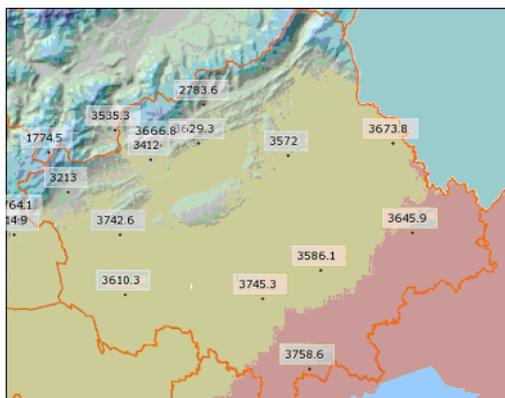


Figura 8 - Valori medi di Radiazione solare incidente sul territorio della Provincia di Treviso nel periodo dal 01/01/1995 al 01/01/2005 (Insolazione media giornaliera espressa in Wh/m<sup>2</sup>)

Come esempi di andamenti della radiazione solare nell'arco di un anno, si riporta di seguito (grafici 2 e 3) l'elaborazione dei dati raccolti per il comune di Mogliano e per il comune di Crespano del Grappa.

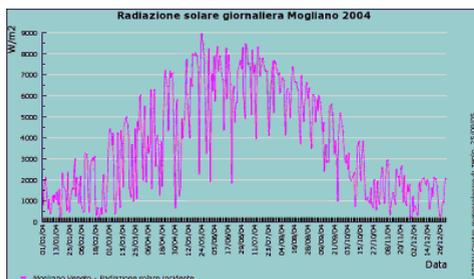


Grafico 3 - Andamento radiazione solare Mogliano

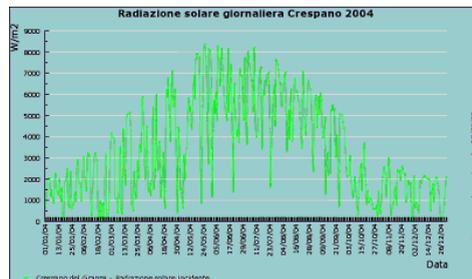


Grafico 4 - Andamento radiazione solare Crespano del Grappa

## IMPATTO AMBIENTALE

Tra le fonti rinnovabili il fotovoltaico è l'unico che consente la produzione di energia elettrica senza parti in movimento e con una trascurabile richiesta di manutenzione. Per ogni kWh prodotti si risparmiano circa 250 grammi di olio combustibile e si evita la produzione di 0,75 Kg di anidride carbonica. Inoltre la possibilità di poter sfruttare l'energia prodotta in loco permette di evitare non solo il trasporto di combustibile ma anche dell'energia prodotta.

## COSTI ED INCENTIVI

La tipologia rappresentata dagli edifici monofamiliari tecnicamente si presta al meglio alla così detta "coltivazione dei tetti", in quanto queste utenze presentano piccoli fabbisogni ed adeguate superfici utili all'installazione dei pannelli. Opportuni interventi di razionalizzazione dei consumi elettrici possono ridurre la domanda di queste utenze a 2.260 kWh/anno. Per soddisfare tale domanda, sono necessari pannelli per una superficie di circa 12 m<sup>2</sup> (queste valutazioni sono state fatte assumendo una radiazione media incidente sul piano orizzontale di 1.443 kWh/anno aumentata del 30% grazie all'opportuno orientamento ed inclinazione dei pannelli ed un rendimento medio di questi ultimi del 10%). Considerazioni di questo genere possono essere ripetute anche per complessi edilizi plurifamiliari nel caso di superfici utili all'installazione di pannelli.

Da uno studio condotto in Corsica (Acquaviva et al.), risulta che il bilancio annuale positivo tra energia assorbita e ceduta alla rete si ottiene per una superficie maggiore di 25 m<sup>2</sup>.

La Regione Veneto ha stanziato, per l'anno 2005, circa 1,5 milioni di euro per l'erogazione di contributi inerenti le spese per l'installazione di impianti fotovoltaici. Possono richiedere le agevolazioni i soggetti pubblici o privati, proprietari di struttura edilizia che intendano realizzare impianti fotovoltaici di potenza non inferiore a 1 kW e non superiore a 20 kW, o che abbiano già realizzato l'intervento, purché sia stato avviato successivamente al 25 settembre 2003.

Recentemente è stato pubblicato nella G. U. del 05 agosto 2005 un decreto del ministero delle Attività produttive, di concerto con l'Ambiente, D.M. 28 luglio 2005, per l'incentivazione dell'energia elettrica di origine solare prodotta con impianti fotovoltaici. Si tratta, in pratica, di incentivi in conto energia, che arriveranno con l'energia prodotta in surplus, venduta alla rete elettrica a tariffe incentivate, pari a tre volte la tariffa media delle forniture di energia elettrica. La tariffa è differenziata in base alla potenza dell'impianto.

In passato gli incentivi venivano dati in forma di finanziamento per gli impianti, come i 10mila tetti fotovoltaici, che hanno visto coinvolte per lo più amministrazioni locali.

Per un impianto da 20 kW di una famiglia o di un piccolo condominio il decreto prevede che i consumatori continuino ad avere la possibilità, per esempio di notte, di acquistare energia dalla rete, ma anche di vendere quella prodotta in eccesso.

Tutto viene registrato su un contatore e a fine anno si effettua il conguaglio: l'energia acquistata dalla rete costa 15 centesimi al kilowatt, tasse comprese, su quella venduta alla rete c'è un incentivo di 45 centesimi al kilowatt, più il prezzo pagato dalla rete.

Il problema è rappresentato dal costo base dell'impianto fotovoltaico che si aggira attorno a 7mila euro e produce in media 1.100 kWh l'anno.

Saranno previsti quattro bandi l'anno: per i piccoli è sufficiente una semplice domanda con il progetto preliminare, per i grandi è prevista una gara per innescare un processo di competitività tecnologica. Il beneficio riguarda l'installazione di 100 MW di impianti fotovoltaici, di cui il 60% per impianti piccoli e medi, la restante parte per quelli grandi, che hanno una potenza massima installabile di 1 MW. Una volta concesso l'incentivo il soggetto è tenuto ad avviare i lavori di realizzazione dell'impianto fotovoltaico entro 6 mesi dalla comunicazione (12 per gli impianti oltre 50 kW) e concluderli entro 12 mesi (24 oltre 50 kW). Altri 6 mesi sono, poi, a disposizione per la messa a punto e il collaudo dell'impianto.

L'obiettivo è quello di raggiungere i 300 MW nel 2015, contro gli attuali 20 MW.

## **BIBLIOGRAFIA**

Acquaviva et al., "Simulation of small gridconnectedpv systems for residential application", atti della conferenza World Renewable Energy Congress v, Firenze 1998

Mauro Marani, ENEA "L'energia Fotovoltaica : Una grande opportunità per gli Enti Territoriali"

### **Siti consultati:**

<http://www.arpa.veneto.it>

<http://www.regione.veneto.it>

<http://www.enel.it>

<http://www.minambiente.it>

# ENERGIA EOLICA

## INTRODUZIONE

L'energia del vento è legata ai movimenti delle masse d'aria tra le zone di alta e bassa pressione atmosferica. Pur essendo diffusa ovunque sulla Terra, solo in alcune zone è sufficientemente intensa e regolare da presentare interesse ai fini di una utilizzazione pratica. Lo sfruttamento dei venti per ricavarne energia utile dapprima per la navigazione, poi per l'irrigazione e la lavorazione di prodotti agricoli, risale agli albori della civiltà umana ed è tutt'oggi praticato in vari modi.

Più recente, invece, è la conversione dell'energia eolica in energia elettrica. Questo processo avviene con macchine denominate aerogeneratori, che concettualmente derivano dai tradizionali mulini a vento. Un aerogeneratore, infatti, è costituito da un rotore formato da alcune pale (in genere una, due o tre) fissate su un mozzo e progettate per sottrarre al vento parte della sua energia cinetica. Tramite la rotazione delle pale viene azionato il generatore di energia elettrica. In concreto, però, i moderni aerogeneratori hanno davvero ben poco in comune con i tradizionali mulini a vento, poiché si tratta di macchine molto sofisticate, realizzate con materiali idonei a resistere a sollecitazioni che - nel caso delle macchine più grandi - sono confrontabili a quelle delle ali di aeroplani. Le estremità delle pale possono infatti raggiungere velocità superiori anche di cinque volte a quella del vento e, nel caso di raffiche anomale o di tempeste, ai bordi si possono raggiungere velocità quasi supersoniche.

La velocità del vento ha, naturalmente, un ruolo determinante sia nella progettazione delle macchine, sia nella valutazione del potenziale eolico di un sito. Ai fini di uno sfruttamento economicamente vantaggioso dell'energia eolica è pertanto fondamentale lo studio delle variazioni della velocità del vento in un determinato sito, che deve essere condotto sulla base di osservazioni di lungo periodo.

Tra le nuove fonti rinnovabili è inoltre quella tecnologicamente più matura e più vicina alla competitività economica con le tradizionali fonti di produzione elettrica. Ciò spiega il forte sviluppo che sta conoscendo in questi ultimi anni, in particolare nell'Unione Europea, ove la potenza eolica installata è la maggiore a livello mondiale. Paesi come la Germania, la Spagna e la Danimarca si pongono all'avanguardia in questo settore, ma è rilevante anche lo sviluppo dell'energia eolica in Italia, benché nel nostro Paese siano presenti numerosi fattori che condizionano negativamente lo sviluppo di tale fonte (la scarsa ventosità media, la conformazione in gran parte montuosa del territorio, l'elevata densità abitativa e la diffusa presenza sul territorio di beni culturali e siti archeologici).

Il contributo dell'eolico alla produzione nazionale di energia elettrica da fonti rinnovabili non solo è in costante crescita, ma è anzi quello che ha registrato il maggiore incremento nell'ultimo decennio.

## TIPOLOGIA E TECNOLOGIA DELLA RISORSA

### DOVE INSTALLARE UN IMPIANTO EOLICO

Per produrre energia elettrica in quantità sufficiente è necessario che il luogo in cui si installa l'aerogeneratore sia molto ventoso. Per determinare l'energia eolica potenzialmente sfruttabile in una data zona bisogna conoscere la conformazione del terreno e l'andamento nel tempo della direzione e della velocità del vento.

La conformazione di un terreno influenza la velocità del vento: più un terreno è rugoso, cioè presenta variazioni brusche di pendenza, o presenza di boschi, edifici e montagne, più il vento incontrerà ostacoli che ridurranno la sua velocità.

*Per definire la conformazione di un terreno sono state individuate quattro classi di rugosità:*

**Classe di rugosità 0:** suolo piatto come il mare, la spiaggia e le distese nevose.

**Classe di rugosità 1:** suolo aperto come terreni non coltivati con vegetazione bassa e aeroporti.

**Classe di rugosità 2:** aree agricole con rari edifici e pochi alberi.

**Classe di rugosità 3:** suolo rugoso in cui vi sono molte variazioni di pendenza del terreno, boschi e paesi.

In generale, la posizione ideale di un aerogeneratore è in un terreno appartenente ad una bassa classe di rugosità e che presenta una pendenza compresa tra i 6 e i 16 gradi.

Il vento deve soffiare in modo costante per gran parte dell'anno.

Per poter ottenere una potenza nominale fino a 2000 kW deve superare la velocità di 3-4 metri al secondo, mentre per ottenere potenze maggiori è necessaria una velocità superiore.

I migliori siti eolici off-shore (impianti sul mare) sono invece quelli con venti che superano la velocità di 7-8 metri al secondo, che hanno bassi fondali (da 5 a 40 metri) e che sono situati ad oltre 3 chilometri dalla costa.

## LA RISORSA EOLICA IN ITALIA

Il vento si genera in forme molto varie nel tempo e molto disomogenee sul territorio. La presenza di un territorio ad orografia generalmente complessa rende per l'Italia il compito più impegnativo rispetto ai Paesi in cui lo sfruttamento dell'eolico è maggiore, e che sono caratterizzati in generale da un territorio più pianeggiante.

L'Italia può comunque contare, specie nelle zone mediterranee meridionali e nelle isole, su venti di buona intensità, quali il Maestrale, la Tramontana, lo Scirocco e il Libeccio. I siti più idonei allo sfruttamento dell'eolico si trovano lungo il crinale appenninico, al di sopra dei 600 m s.l.m. e, in misura minore, nelle zone costiere. Le regioni più interessanti sono quelle del Sud, in particolare Campania, Puglia, Molise, Sicilia e Sardegna.

Per quanto modesta rispetto alla produzione elettrica nazionale complessiva, nel 2004 in Italia la produzione da fonte eolica è stata pari a circa 1.832 GWh con 1.261 MW installati, che valgono il quarto posto della graduatoria europea.

Nell'ultimo decennio l'eolico ha accresciuto significativamente il proprio peso all'interno delle varie tipologie di fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, rivelandosi la fonte energetica con i maggiori tassi di crescita in assoluto. Nel 2000, infatti, la produzione di elettricità dal vento era già aumentata di 56 volte rispetto al valore del '95, e nel 2001 di circa 118 volte.

La progettazione dei parchi eolici in Italia deve tener conto di vari tipi di fattori.

Esistono infatti **fattori ambientali** con cui confrontarsi quali l'alta densità abitativa, il valore paesaggistico, della fauna e della flora e la diffusa presenza di beni storici o archeologici da tutelare; fattori legati alla **conformazione del territorio**, dal momento che siti idonei dal punto di vista delle caratteristiche di ventosità possono però essere localizzati su stretti crinali, spesso inaccessibili e con limitata libertà di posizionamento delle macchine. Altri vincoli sono stabiliti in modo diversificato dalle **Autorità Locali**, che sempre più spesso definiscono delle proprie linee guida di progettazione.

Non ultima è da considerarsi la **valorizzazione sociale** del territorio che consiste nel creare le condizioni per la fruizione dell'area dell'impianto sia per le attività preesistenti, in molti casi agricole o pastorizie, che nel realizzare nuovi spazi vivibili dalla comunità.

## TECNOLOGIA DELLA RISORSA

L'energia eolica viene trasformata in energia elettrica tramite l'utilizzo degli aerogeneratori.

Esistono aerogeneratori diversi per forma e dimensione: possono, infatti, avere una, due o tre pale di varie lunghezze: quelli con pale lunghe 50 centimetri vengono utilizzati come carica batterie, quelli con pale lunghe circa 30 metri sono in grado di erogare una potenza di 1.500 kW, riuscendo a soddisfare il fabbisogno elettrico giornaliero di circa 1.000 famiglie.

Il tipo più diffuso è l'aerogeneratore di taglia media, alto oltre 50 metri, con due o tre pale lunghe circa 20 metri. Questo tipo di aerogeneratore è in grado di erogare una potenza di 500-600 kW e soddisfa il fabbisogno elettrico giornaliero di circa 500 famiglie.

La bassa densità energetica dell'energia eolica per unità di area della superficie di territorio comporta la necessità di procedere alla installazione di più macchine per lo sfruttamento della risorsa disponibile. L'esempio più tipico di un impianto eolico è rappresentato dalle "wind farm", "fattorie del vento", che sono delle vere e proprie centrali elettriche. Nelle wind farm la distanza tra gli aerogeneratori non è casuale, ma viene calcolata per evitare interferenze reciproche che potrebbero causare cadute di produzione. Di regola gli aerogeneratori vengono situati ad una distanza di almeno cinque - dieci volte il diametro delle pale.



Figura 1 - Esempio di parco eolico

Gli impianti eolici possono poi classificarsi in base alla loro dislocazione sul territorio: impianti sulla terraferma ed impianti sul mare (**off-shore**).

Oltre ai grandi impianti esistono anche le piccole applicazioni per i privati e le piccole industrie; in questo caso è presente un solo piccolo generatore e l'impianto si definisce "**mini-wind**".

## CAPTAZIONE DELL'ENERGIA DEL VENTO

La captazione dell'energia del vento si attua mediante macchine in cui delle superfici mobili vengono azionate dal vento e poste in movimento, in genere, rotatorio. Questo movimento si trasferisce ad un asse che rende disponibile una coppia ad una certa velocità di rotazione; infine questa energia meccanica si trasforma in energia elettrica.

L'energia del vento viene utilizzata mediante l'impiego di **macchine eoliche** (o aeromotori) in grado di trasformare l'energia eolica in energia meccanica di rotazione, utilizzabile sia per l'azionamento diretto di macchine operatrici sia per la produzione di energia elettrica: in quest'ultimo caso il sistema di conversione (che comprende un generatore elettrico con i sistemi di controllo e di collegamento alla rete) viene denominato aerogeneratore.

Uno dei componenti critici delle macchine eoliche è il rotore. Esso è costituito da un certo numero di pale fissate su di un mozzo progettate per sottrarre al vento parte della sua energia cinetica e trasformarla in energia meccanica di rotazione. Il suo rendimento può scendere assai facilmente peggiorando la resa energetica del sistema.

Tra le diverse alternative di progetto di un rotore è fondamentale la scelta del numero delle pale. I rotori degli attuali aerogeneratori hanno due o tre pale.

I rotori a due pale sono meno costosi e girano a velocità più elevate, mentre quelli a tre pale presentano migliori proprietà dinamiche, poiché forniscono una coppia motrice più uniforme, con una resa energetica leggermente superiore. Un'ulteriore alternativa di fondo nel progetto di un aerogeneratore riguarda la scelta di un rotore sopravvento o sottovento rispetto al sostegno.

Gli aerogeneratori ad asse orizzontale, sui quali si è concentrato il massimo sforzo di sviluppo e diffusione commerciale, rappresentano la quasi totalità della potenza eolica installata nel mondo. Il tipo di aerogeneratore più utilizzato è quello a tre pale, con rotore sopravvento, collocato tra la direzione da cui spirava il vento e la torre.

Quasi tutti gli aerogeneratori sono costituiti da un rotore le cui pale ruotano intorno a un asse orizzontale; questo è unito a un giunto di trasmissione meccanica o moltiplicatore di giri che, a sua volta, è collegato a un generatore elettrico; entrambi sono ubicati nella navicella collocata in cima alla torre.

I principali componenti di un generatore eolico sono quindi:

- Il rotore (costituito generalmente da 3 pale), che può funzionare a velocità costante o variabile
- Le pale, realizzate in fibra di vetro e rinforzate in poliestere o in resina epossidica
- Il controllo di potenza automatico in funzione della velocità del vento, con bloccaggio alle alte velocità (sicurezza meccanica); il controllo si realizza andando ad agire sull'angolo di inclinazione delle pale (pitch) o sulla loro aerodinamica (stall)
- Il moltiplicatore di giri (in alcuni casi, si ricorre alla trasmissione diretta asse-generatore elettrico)
- Il sistema di orientamento automatico secondo la direzione di provenienza del vento, basato su sensori di monitoraggio
- La torre tubolare in acciaio (generalmente di colore grigio chiaro).

La potenza degli aerogeneratori varia da alcune centinaia di kilowatt e alcuni megawatt. Il parametro fondamentale è il diametro della turbina: a una maggior lunghezza delle pale, corrisponde una maggiore area spazzata dal rotore e dunque una maggiore energia prodotta.

L'energia prodotta da un aerogeneratore varia dunque in funzione del potenziale eolico specifico di ciascun sito (col cubo della velocità del vento), del fattore di disponibilità della stessa macchina (capacità di operare in presenza del vento: tipicamente maggiore del 98%) e della disposizione delle macchine nel parco eolico (per effetto dell'interferenza tra le macchine).

## **POTENZIALE DI APPLICAZIONE IN PROVINCIA**

L'atlante eolico d'Italia, elaborato nel 2002 da CESI SpA in collaborazione con l'Università di Genova, riporta per la provincia di Treviso una velocità media annua del vento pari o inferiore a 4 m/s sia a 25, sia a 50, sia a 70 m slt.

Allo scopo di verificare la possibilità di sviluppare questo tipo di fonte energetica nell'ambito territoriale della provincia di Treviso si sono utilizzati come riferimento i dati forniti dalle stazioni di di Valdobbiadene – Monte Cesen (gestita dall'ARPAV - Centro Meteorologico di Teolo), dalla stazione Monte Grappa, gestita dall'ARPAV - Centro Valanghe di Arabba e da una stazione sita sul monte Pizzoc e gestita da privati.

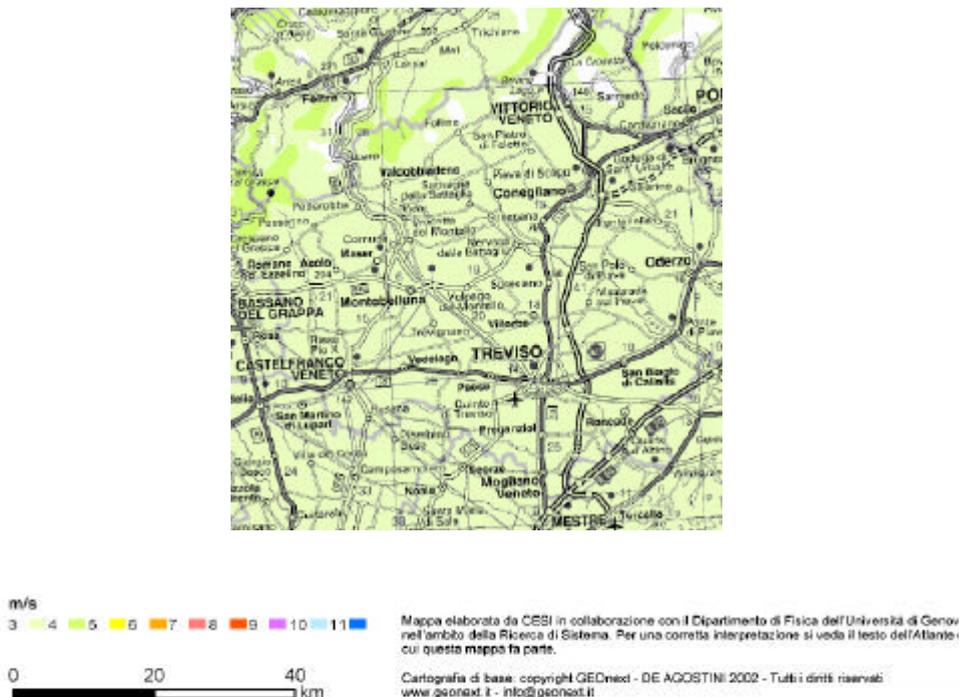


Figura 2 - Mappa della velocità media annua del vento a 70 m s.l.t.

### Stazione di Valdobbiadene – Monte Cesen

Questa stazione è localizzata ad una quota di 1552 m slm.

I parametri considerati sono la direzione del vento e la velocità media giornaliera a 5 m dal suolo.

In base alle osservazioni effettuate tra gli anni 2000 e 2004 sui valori medi giornalieri, si osserva la presenza di venti provenienti prevalentemente dalla direzione Sud – Sud Ovest.

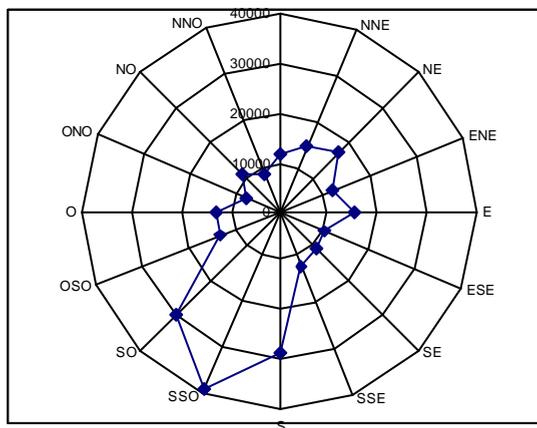


Grafico 1 - Monte Cesen Valdobbiadene - Direzione vento a 5 m (gradi) 2000 - 2004

La frequenza di velocità del vento è stata così classificata:

- 1) velocità compresa tra 0 e 3 m/s;
- 2) velocità compresa tra 3 e 5,5 m/s;
- 3) velocità superiore a 5,5 m/s.

Presso la stazione sita a Valdobbiadene – Monte Cesen i venti con velocità media superiore a 3 m/s (velocità minima per assicurare la possibilità di sfruttamento della risorsa) si presentano con frequenza pari a circa il 55% delle osservazioni, e quindi insufficiente per garantirne lo sviluppo.

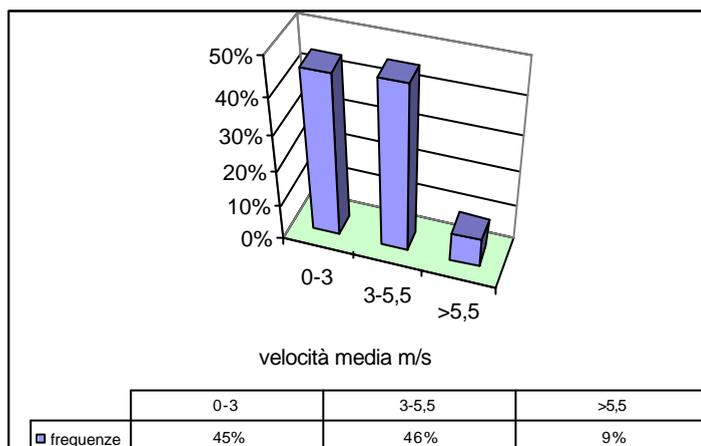


Grafico 2 - Frequenza della velocità del vento – media su dati giornalieri anni 2000-2004

### Stazione Monte Pizzoc

La stazione sita sul monte Pizzoc è localizzata a 1575 m di altitudine ed è gestita da privati. I dati a disposizione sono riportati nel grafico 3.



Grafico 3 - Medie mensili della velocità del vento sul monte Pizzoc tra il 2002 e il 2004

Come si può notare, le medie mensili della velocità del vento tra il 2002 e il 2004 riportano un valore sempre superiore a 6 m/s (con una sola eccezione, a gennaio 2004). Circa il 94% dei dati presenta una velocità pari o superiore a 8 m/s. Queste informazioni suggeriscono la

possibilità di approfondire le ricerche per sviluppare uno studio di fattibilità per lo sfruttamento dell'energia eolica in questo sito.

### Stazione Monte Grappa

La stazione sita sul Monte Grappa è localizzata ad una quota di 1540 m slm. In base alle osservazione effettuate tra gli anni 1988 e 2003 su valori medi giornalieri, si osserva che i venti provengono prevalentemente dalla direzione Nord soprattutto nei mesi invernali (ottobre-marzo) e dalla direzione Sud soprattutto nei mesi estivi (aprile – settembre).

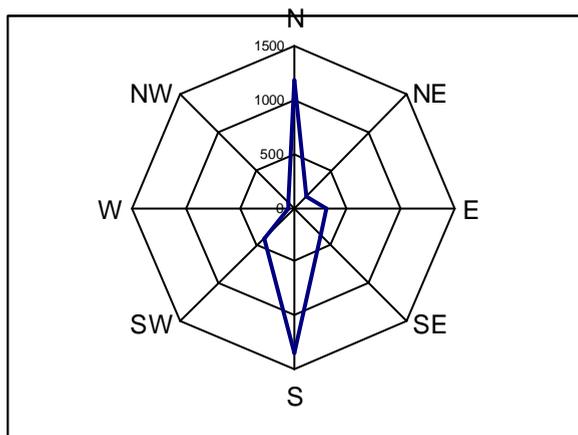


Grafico 4 - Monte Grappa - Direzione vento (gradi) 1988 – 2003

Le velocità del vento osservate sono riassunte nel grafico. La percentuale di osservazioni con velocità del vento superiore ai 5,5 m/s sui dati medi giornalieri del periodo 1988 – 2003 risulta di circa il 10%. Le osservazioni di velocità inferiore a 3 m/s sono circa il 45% del totale, così come le osservazioni di velocità compresa tra 3 e 5,5 m/s.

I venti con velocità sfruttabile ai fini eolici si rilevano quindi in questa stazione con frequenza pari a circa il 55% del totale.

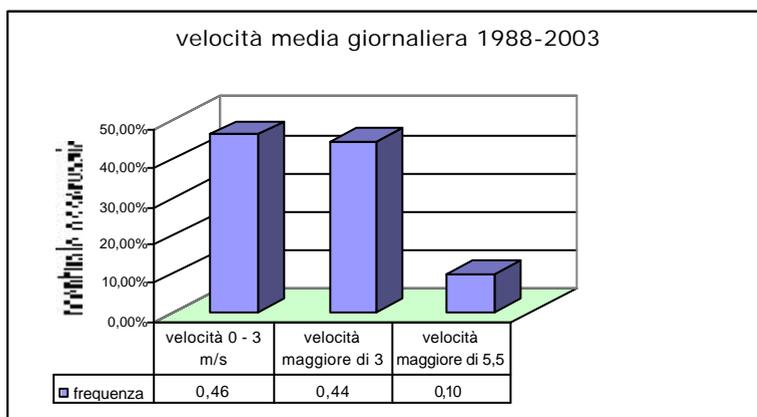


Grafico 5 - Frequenze della velocità del vento – media su dati giornalieri anni 1988-2003

In conclusione, si può affermare che una zona potenzialmente sfruttabile in provincia di Treviso per questo tipo di energia potrebbe essere il monte Pizzoc, ma per la realizzazione di eventuali impianti è necessario un approfondito studio di fattibilità, che tenga conto della realizzabilità di una rete di distribuzione, della presenza di adeguati spazi e dei possibili impatti che si potrebbero generare.

Attualmente sono in corso studi per la verificare la possibilità di realizzazione di un parco eolico nel comune di Vas (BL), a confine con la provincia di Treviso.

## IMPATTO AMBIENTALE

L'energia eolica presenta caratteristiche molto interessanti: è una fonte rinnovabile, non è inquinante ed ha, rispetto alla radiazione solare e all'energia geotermica, il vantaggio di rendersi facilmente disponibile sotto forma meccanica e quindi facilmente trasformabile in elettricità.

La generazione di energia elettrica per via eolica presenta l'indiscutibile vantaggio ambientale di non immettere nell'ecosfera sostanze inquinanti, polveri, calore, come invece accade nel caso dei metodi tradizionali di generazione per via termoelettrica.

I possibili effetti indesiderati degli impianti hanno luogo solo su scala locale e sono:

1. l'occupazione del territorio. Gli aerogeneratori e le opere a supporto (cabine elettriche, strade) occupano solamente il 2-3% del territorio necessario per la costruzione di un impianto. È importante notare che nelle windfarm, a differenza delle centrali elettriche convenzionali, la parte del territorio non occupata dalle macchine può essere impiegata per l'agricoltura e la pastorizia.

2. l'impatto visivo. Gli aerogeneratori inoltre, per la loro configurazione, sono visibili in ogni contesto in cui vengono inseriti. Ma una scelta accurata della forma e del colore dei componenti, per evitare che le parti metalliche riflettano i raggi solari, consente di armonizzare la presenza degli impianti eolici nel paesaggio.

3. il rumore. Il rumore che emette un aerogeneratore viene causato dall'attrito delle pale con l'aria e dal moltiplicatore di giri. Questo rumore può essere smorzato migliorando l'inclinazione delle pale e la loro conformazione, e la struttura e l'isolamento acustico della navicella. Il rumore proveniente da un aerogeneratore deve essere inferiore ai 45 decibel in prossimità delle vicine abitazioni. Tale valore corrisponde ad una conversazione a bassa voce. I moderni aerogeneratori soddisfano questa richiesta a partire da distanze di 150/180 metri.

4. gli effetti sulla flora e la fauna. I soli effetti riscontrati su flora e fauna riguardano il possibile impatto degli uccelli con il rotore delle macchine.

5. le interferenze sulle telecomunicazioni. Gli aerogeneratori possono infine essere fonte di interferenza elettromagnetica a causa della riflessione e della diffusione delle onde radio che investono la struttura, ma il rischio di tali disturbi può considerarsi irrilevante per gli aerogeneratori dell'attuale generazione che utilizzano pale in materiale non metallico ed antiriflettente.

## NORMATIVA

Gli strumenti governativi a sostegno delle fonti rinnovabili in generale, e dell'eolico in particolare, sono, tra gli altri:

- Il decreto ministeriale 11/11/1999 ("decreto Bersani") che concerne direttive e incentivi per la diffusione di alcune fonti rinnovabili, prevedendo l'obbligo per tutti i produttori di ricavare il 2% dell'energia da tali fonti, in particolare **eolica** e idroelettrica.
- Il D. Lgs 387/03, in attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Questo decreto ha esteso a tutti gli impianti a fonte rinnovabile fino a 20 kW, quindi anche a quelli **eolici**, la possibilità di connettersi alla rete con la modalità di scambio sul posto dell'energia, meglio conosciuta come "net metering". Il decreto inoltre

disciplina la pianificazione e la localizzazione degli impianti **eolici**, anche in termini di tutela del paesaggio.

Altre leggi non riguardano direttamente il settore dell'energia, ma sono invece finalizzate alla tutela di altri interessi pubblici potenzialmente in conflitto. Tra queste rientra il D. Lgs. 490/1999 (Testo Unico dei Beni culturali), particolarmente importante per quanto riguarda la localizzazione di nuove centrali, di elettrodotti e degli impianti **eolici**.

## BIBLIOGRAFIA

- CESI Spa, Università di Genova. Atlante eolico dell'Italia. 2002
- ENEA. Sviluppo sostenibile. L'energia eolica. ENEA, 2003

Siti consultati:

- <http://www.arpa.veneto.it>
- <http://www.arivv.org>
- <http://www.anev.it>
- <http://www.anemon.it>
- <http://www.enel.it>
- <http://enelgreenpower.enel.it/it/energia/eolico.html>
- <http://www.eolica.tv>
- <http://www.gamesa.it>

# ENERGIA DA BIOMASSE

## INTRODUZIONE

Il termine "biomassa" è molto ampio e viene utilizzato per descrivere materiale di recente origine biologica, che può essere utilizzato sia come fonte di energia, sia per i suoi componenti chimici.

Include quindi alberi, coltivazioni, alghe ed altre piante, come pure residui forestali e agricoli. Nel termine biomassa sono compresi anche vari materiali considerati rifiuti, come ad esempio effluenti, fanghi, sottoprodotti industriali, nonché la frazione organica degli scarichi domestici.

La biomassa può essere considerata come una forma di energia solare immagazzinata: l'energia del sole è "catturata" attraverso il processo di fotosintesi nelle piante.

Le biomasse soddisfano circa il 15 per cento degli usi energetici primari nel mondo, con circa 1.200 Mtep/anno (milioni di tonnellate di petrolio equivalenti/anno). Esiste una forte disparità, però, tra il sud e il nord del mondo. I Paesi in via di sviluppo, complessivamente, ricavano quasi il 40% della propria energia dalle biomasse (in alcune realtà si arriva anche al 90%), mentre i Paesi industrializzati utilizzano le biomasse per coprire non più del 3% degli usi primari (ca. 150 Mtep/anno), in linea con la percentuale di utilizzo europeo, con ca. 65 Mtep/anno, con punte del 17-18% in Svezia e Finlandia e 13% in Austria. I consumi in Italia sono al di sotto della media europea, attestandosi intorno al 2% del fabbisogno complessivo. Si stima che un corretto sfruttamento delle biomasse in Europa potrebbe offrire un potenziale pari al 10% del consumo globale di energia.

Le fonti di biomassa per la produzione di energia, per gli scopi di questo manuale, sono state divise nelle seguenti categorie:

- **biomassa ligno-cellulosiche (di origine forestale e residui industria del legno)**, sia in quanto sottoprodotto di altre attività forestali, sia come prodotto di «piantagioni energetiche» coltivate appositamente, come i salici e i boschi cedui a corta rotazione, sia come prodotto di scarto di varie attività (es. potature, manutenzioni, lavorazioni industriali);
- **biomassa derivante da rifiuti** da attività agricole e zootecniche, come la paglia, gli effluenti di allevamento o i residui avicoli e dalla frazione organica dei rifiuti industriali e urbani che può essere convertita in biogas mediante fermentazione anaerobica in appositi reattori o discariche o dalla quale è possibile ottenere CDR.

Esiste inoltre la possibilità di sfruttare la biomassa derivante da colture energetiche destinate alla produzione di biocombustibili, come la colza o il girasole per la produzione di biodiesel e il frumento o la barbabietola da zucchero per la produzione di bioetanolo.

Per poter utilizzare la biomassa come fonte di energia si provvede, tramite opportuni processi di **conversione**, a trasformare l'energia chimica contenuta nelle biomasse in altra forma di energia. Questi processi possono essere di tipo **termo-chimico** o **biochimico**.

I primi impiegano le alte temperature per trasformare le biomasse direttamente in energia termica o produrre materiali e composti ricchi di energia. Il prodotto finale varia in relazione alle condizioni del processo.

I processi biochimici, invece, trasformano le biomasse in composti chimici a più alta qualità energetica (biogas, alcoli, idrogeno...), tra di essi ci sono la fermentazione (aerobica o anaerobica) e l'idrolisi (acida o enzimatica).

Tipo di biomasse	Processo di conversione	Prodotto	Utilizzo
Piante oleaginose H <sub>2</sub> O > 35%	Esterificazione degli olii	Biodiesel	Motori diesel
Materiali legnosi H <sub>2</sub> O ≤ 35% C/N > 30	Combustione	Calore	Riscaldamento Energia Elettrica
Liquami zootecnici H <sub>2</sub> O > 35% 20 ≤ C/N ≤ 30	Digestione anaerobica	Biogas 60% metano	Riscaldamento Energia Elettrica
Piante zuccherine (barbabietola, sorgo, ecc) 15 ≤ H <sub>2</sub> O ≤ 90% C/N qualunque	Fermentazione degli zuccheri in alcool etilico	Etanolo	Motori a benzina

Tabella 1 - Tipici processi di conversione di biomassa in energia (Fonte www.enel.it)

Di seguito si riportano le principali tecnologie attualmente disponibili.

### Digestione anaerobica

E' un processo di conversione di tipo biochimico che avviene in assenza di ossigeno e consiste nella demolizione, ad opera di micro-organismi, di sostanze organiche complesse (lipidi, protidi, glucidi) contenute nei vegetali e nei sottoprodotti di origine animale, che produce un gas (biogas) costituito abitualmente per il 50÷70% circa da metano e per la restante parte da CO<sub>2</sub> ed altri componenti. Il potere calorifico del gas ottenuto varia a seconda del contenuto di metano. Un valore medio può essere posto pari a circa 23.000 kJ/Nm<sup>3</sup>. Il biogas così prodotto viene trattato, accumulato e può essere utilizzato come combustibile per alimentare caldaie a gas o motori a combustione interna.

Al termine del processo di fermentazione nell'effluente si conservano integri i principali elementi nutritivi (azoto, fosforo, potassio), già presenti nella materia prima, favorendo così la mineralizzazione dell'azoto organico; l'effluente risulta in tal modo un ottimo fertilizzante. Gli impianti a digestione anaerobica possono essere alimentati mediante residui ad alto contenuto di umidità, quali le deiezioni animali, i reflui civili, i rifiuti alimentari e la frazione organica dei rifiuti solidi urbani. Tuttavia, anche in discariche opportunamente attrezzate per la raccolta del biogas sviluppato, solo il 40% circa del gas generato può essere raccolto, mentre la rimanente parte viene dispersa in atmosfera: poiché il metano, di cui è in gran parte costituito il biogas, è un gas serra con un effetto circa venti volte superiore a quello della CO<sub>2</sub>, le emissioni in atmosfera di biogas non sono desiderabili; quando invece la decomposizione dei rifiuti organici è ottenuta mediante digestione anaerobica nei digestori (chiusi) degli appositi impianti, quasi tutto il gas prodotto viene raccolto ed usato come combustibile.

### Digestione aerobica

E' un processo di degradazione delle sostanze organiche per opera di micro-organismi, il cui sviluppo è condizionato dalla presenza di ossigeno. Questi batteri convertono sostanze complesse in altre più semplici, liberando CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O e producendo un elevato riscaldamento del substrato, in modo proporzionale alla loro attività metabolica.

### Fermentazione alcolica

E' un processo di trasformazione dei glucidi contenuti nelle produzioni vegetali in etanolo, impiegato come carburante per autotrazione. Oggi, vi sono anche prodotti alternativi, come l'ETBE (Etil-TerButilEtere), ottenuto combinando un idrocarburo petrolifero (l'isobutene) e l'etanolo.

### Estrazione di oli vegetali da piante oleaginose (soia, colza, girasole, ecc.)

In Europa, le principali piante oleaginose impiegabili per tale scopo sono la colza e il girasole. Gli oli da esse ricavati possono essere utilizzati come combustibili nello stato in cui vengono estratti oppure dopo esterificazione.

### Combustione

Dal punto di vista termodinamico, la combustione è un processo di conversione dell'energia chimica del combustibile in calore.

Un'alternativa alla combustione è la cocombustione: la biomassa viene convertita in energia elettrica in centrali tradizionali alimentate con combustibile fossile (carbone), sostituendo una frazione di questo con biomassa (co-combustione).

L'energia termica recuperata viene poi utilizzata per riscaldamento oppure per generare elettricità grazie a cicli a gas o a vapore. La combustione di biomassa associata a cicli a vapore Rankine non consente di ottenere ottimi rendimenti di generazione elettrica. Valori tipici per impianti di potenza medio – grande (nel caso delle biomasse, ciò significa almeno dell'ordine dei 10 MW elettrici) si aggirano intorno al 25% come rendimento elettrico netto, mentre, sono nettamente inferiori in caso di impianti di piccola taglia.

Gli impianti possono essere di piccolissima taglia riconducibili a stufe, termocamini o termocucine il cui utilizzo è strettamente legato a piccole utenze di tipo monofamiliare, sia caldaie a legna che a seconda della potenza possono servire utenze di taglia medio piccola come piccoli complessi residenziali, fino ad arrivare ad edifici più grandi come scuole o edifici pubblici di vario genere.

In tabella 2 sono riassunte le caratteristiche della tecnologia e del rendimento in funzione del tipo di uso e dell'utilizzo di impianti a combustione diretta.

<i>Usi civili</i>			
<b>Tipo</b>	<b>Utilizzo</b>	<b>Tecnologia</b>	<b>Rendimento</b>
Termocucine a legna	monofamiliare	Combustione diretta	70-75%
Termocamini a legna	monofamiliare		50%
Caldaie a legna	Complessi residenziali	Scambiatori acqua aria Griglia fissa (20-300kW)	60-80%
<i>Agricoltura</i>			
<b>Tipo</b>	<b>Utilizzo</b>	<b>Tecnologia</b>	
Combustori per residui agricoli	Essiccazione prodotti, riscaldamento	Griglia mobile	
<i>Industria</i>			
<b>Tipo</b>	<b>Utilizzo</b>	<b>Tecnologia</b>	<b>Rendimento</b>
Agricole, forestali, RSU	Calore di processo	100kW-30MW	Variabile
Agricole, forestali, RSU	Energia elettrica	3-10 MWe	25-30%
Agricole, forestali, RSU	Piccola cogenerazione	< 5 MW	T: ca. 55% - E: ca. 20%
Agricole, forestali, RSU	Medio-alta cogenerazione	> 5 MW	T: ca. 57% - E: ca. 22%

Tabella 2 - Tipologie di impianti di combustione (Fonte ministero dell'ambiente)

### Gassificazione

La gassificazione è un processo chimico-fisico complesso mediante il quale si trasforma un combustibile solido (legno, scarti agricoli, rifiuti) in un combustibile gassoso. Il processo si realizza in 3 fasi:

- una prima fase di essiccazione in cui si ottiene la disidratazione del materiale;
- una seconda fase di pirolisi in cui si ottiene una parziale "distillazione" del legno;
- una terza fase di gassificazione in cui i prodotti della pirolisi reagiscono con l'agente gassificante dando origine a vari prodotti di cui alcuni compatibili.

Il processo consiste nell'ossidazione incompleta (a causa dell'assenza o della carenza di ossigeno), di una sostanza in ambiente ad elevata temperatura ( $900 \div 1'000^{\circ}\text{C}$ ). Il prodotto risultante è un gas combustibile (detto gas di gasogeno o syngas) caratterizzato da un potere calorifico inferiore variabile (valori intermedi attorno a  $10.000 \text{ kJ/Nm}^3$ ).

### **Pirolisi**

È un processo di decomposizione termochimica di materiali organici, ottenuto fornendo calore, a temperature comprese tra  $400$  e  $800^{\circ}\text{C}$ , in forte carenza di ossigeno. I prodotti della pirolisi sono gassosi, liquidi e solidi, in proporzioni che dipendono dai metodi di pirolisi (pirolisi veloce, lenta, convenzionale) e dai parametri di reazione.

L'energia prodotta, indipendentemente dalla tecnologia utilizzata, può essere impiegata in diversi campi, quali ad esempio:

- Recupero termico: impianti isolati e di teleriscaldamento
- Recupero elettrico e cogenerativo

Queste due modalità di produzione di energia e le tipologie impiantistiche utilizzate verranno riprese nei paragrafi successivi.

## **BIOMASSE LIGNEO-CELLULOSICHE**

### **TIPOLOGIA DELLA RISORSA**

Come visto, il legno proviene non solo dai boschi, ma anche dai campi, dalle siepi, dai boschetti, dai cedui a turno breve, dal verde urbano e dall'industria del legno, come scarto di lavorazione.

Le biomasse forestali possiedono la capacità di immagazzinare energia chimica sotto forma di molecole complesse (polimeri). I polimeri principali sono cellulosa, emicellulosa e lignina.

Oltre a questi tre componenti principali nel legno sono presenti altri composti, sia organici (grassi, gomme, tannini...) che inorganici (sali di calcio, magnesio, sodio, potassio...), questi ultimi si ritrovano spesso nelle ceneri in seguito alla combustione.

Il legno è composto prevalentemente da tre elementi (carbonio, ossigeno e idrogeno), mentre contiene quantità relativamente basse di azoto, zolfo e altri elementi minerali che vanno a costituire le ceneri.

Durante la combustione l'energia contenuta nei legami chimici delle sostanze che compongono la biomassa viene liberata: in pratica il legno immagazzina l'energia proveniente dal sole, questa viene poi in buona parte liberata al momento della combustione.

Le caratteristiche fisiche del legno importanti per lo sfruttamento energetico sono l'umidità e il peso specifico. L'umidità influenza le caratteristiche chimiche del legno e il suo stesso peso specifico.

Per quanto riguarda le caratteristiche energetiche, l'indicatore efficace del valore combustibile è costituito dal potere calorifero, ossia la quantità di calore prodotta dalla combustione completa di un'unità di peso di un materiale energetico. In genere si esprime come kcal/Kg oppure in KJ/Kg. Il potere calorifero è direttamente proporzionale alla densità, esso varia principalmente in funzione della specie botanica, del contenuto di umidità del legno e della percentuale di corteccia presente (la corteccia ha infatti un minor contenuto di energia rispetto al legno).

Tipologia legno	Potere calorifero (Kcal/Kg)
Abete rosso	3700-3800
Pino silvestre	3700-3800
Faggio	3300-3400
Pioppo	3550-3650
Quercia	3500-3600
Robinia	3400-3500

Tabella 3 - Potere calorifico al 12-15% di umidità riferita al peso anidro

## TECNOLOGIA DELLA RISORSA

È necessario, al fine di accrescere e uniformare la qualità energetica dei materiali legnosi, l'applicazione di opportune "tecniche di condizionamento".

Infatti i prodotti legnosi utilizzabili per scopi energetici sono caratterizzati da un'estrema eterogeneità per composizione, misura e forma.

Dopo le fasi di taglio, allestimento ed esbosco, spesso la legna deve essere **essiccata** allo scopo di diminuire la percentuale di umidità, che solitamente è piuttosto elevata.

Come già visto, tramite opportuni processi di **conversione** l'energia chimica contenuta nelle biomasse viene convertita in altra forma di energia.

Per le biomasse ligneo-cellulosiche la combustione diretta è sicuramente il metodo di conversione più conosciuto: il combustibile è bruciato in presenza di un eccesso di aria, che ne assicura un'ossidazione completa.

La combustione diretta è praticata con le tradizionali installazioni (ad es. caminetti, stufe) oppure con opportuni apparecchi (caldaie) dotate di una camera di combustione e di un sistema di convezione.

### TIPI DI COMBUSTIBILE LEGNOSO

Il combustibile legnoso può essere classificato in legna in pezzi, legno cippato, e legno in pellet e briquettes di legno.

La **legna in pezzi**, che è il combustibile tradizionale, se stagionata (contenuto idrico 20%) presenta un contenuto energetico di circa 4 kWh/Kg.

Il **cippato** è costituito da legno di diverse dimensioni, ridotto in scaglie, ottenuto per mezzo di macchine chiamate cippatrici.

Si ottiene dalla sminuzzatura di alberi interi, tronchi, ramaglia, scarti di potatura o dell'industria di prima trasformazione. La specie legnosa di partenza può essere di qualunque tipo.

Il cippato deve essere poi stoccato e posto a maturazione allo scopo di ottenerne l'essiccazione. L'essiccazione avviene tramite correnti di aria calda che si generano spontaneamente all'interno del cumulo durante i processi di biodegradazione, i quali si arrestano quando il legno raggiunge un'umidità inferiore alla soglia di attività degli agenti di alterazione stessi.

Con un contenuto idrico del 30% (cippato stagionato) il contenuto energetico si aggira intorno ai 3,4 kWh/Kg. Il cippato va ad alimentare caldaie a caricamento automatico con potenze da 80 kW fino ad alcuni MW.

I **pellet** e **briquettes** sono il risultato di un processo industriale attraverso cui materiali di lavorazione, come ad esempio la segatura non contaminata, con un contenuto idrico massimo del 12-14%, viene pressata in cilindri di varia misura (comunemente di lunghezza 12-18 mm e diametro 6-12 mm). Il contenuto energetico è piuttosto elevato: 4,7 kWh/Kg. Altri materiali

che possono essere trasformati in pellets sono i trucioli di pialla, gli scarti grossolani di segheria, il cippato, i residui di potature agricole. Questo tipo di combustibile è utilizzato soprattutto per alimentare piccole caldaie a caricamento automatico che abbiano una potenza massima di 30 kW.

## IMPIANTI DI COMBUSTIONE

### **CALDAIE A PEZZI DI LEGNA**

È la forma più diffusa di utilizzo delle biomasse per scopi energetici.

Vengono alimentate manualmente con legna da ardere, sono utili per il riscaldamento di una o più abitazioni ed hanno una potenza massima di 100 kW.

Si possono individuare due tipologie:

#### CALDAIE A TIRAGGIO NATURALE

Il combustibile viene caricato nella parte inferiore e la combustione si alimenta per convezione dal basso verso l'alto. Il controllo della combustione non è molto preciso, poiché la ventilazione naturale della camera di combustione non permette l'esatta taratura dell'aria di combustione. Il rendimento di questo tipo di caldaia si aggira attorno al 40%; infatti i fumi prodotti da questo tipo di combustione contengono ancora dei gas incombusti che, mandati in atmosfera attraverso la canna fumaria, portano con loro una buona parte di energia rimasta inutilizzata e composti inquinanti.

#### CALDAIE A FIAMMA INVERSA

In questo tipo di caldaia si hanno due camere di combustione.

La catasta di legna viene caricata nella prima camera dove, nella sua parte più bassa, avviene la combustione primaria. I fumi sviluppati passano quindi alla seconda camera di combustione dove, con un sistema di ventilazione forzata (di tipo soffiato o aspirato in base alla posizione del ventilatore rispetto alla camera di combustione) vengono alimentati con aria (quindi ossigeno): in questo modo i fumi si incendiano liberando l'energia termica in essa contenuta e portando la temperatura di combustione a 800-900°C.

Questa tecnologia consente di ottenere, oltre che rendimenti fino all'80% con un ridotto consumo di legna, un buon controllo del calore erogato, una ridotta manutenzione e l'immissione in atmosfera di gas a bassissimo contenuto di composti inquinanti.

Un impianto che utilizzi in maniera ottimale le tecnologie disponibili prevede, oltre alla caldaia a fiamma inversa e al regolatore dell'aria di combustione, un serbatoio dell'acqua calda, che verrà accumulata ed utilizzata nei momenti di maggior richiesta. Il serbatoio consente un utilizzo più razionale del calore prodotto dalla caldaia e favorisce un risparmio di combustibile nelle mezze stagioni.

Impianti di questo tipo possono soddisfare utenze singole (P=25 kW) o aggregati di poche famiglie (fino a P=80 kW), con una spesa annua di combustibile ridotta ad 1/3 rispetto ad un equivalente impianto a gasolio.

### **CALDAIE A PELLETTI DI LEGNO**

Sono adatte per il riscaldamento di singole abitazioni o gruppi di edifici, e sono completamente automatiche.

Il pellet può essere utilizzato, oltre che nelle caldaie espressamente dedicate, nei seguenti impianti:

- a - caldaie a gasolio, previa sostituzione del combustore e alcuni accorgimenti per ottimizzare l'aria di combustione;
- b - caldaie a cippato di legno, senza nessuna modifica all'impianto;
- c - caldaie a legno in pezzi, assemblando il pellet sotto forma di bricchetti dall'aspetto di piccoli tronchi di legno (questi ultimi sono facilmente reperibili e in vendita presso molte attività commerciali).

### **CALDAIE A CIPPATO**

Sono automatiche e impiegate dal riscaldamento di singole abitazioni fino alle grandi reti di riscaldamento a servizio di interi paesi.

In questo tipo di caldaia il cippato viene stoccato in un silos e portato alla camera di combustione della caldaia mediante una coclea. In questi impianti si possono raggiungere potenze installate di alcuni MW.

Un impianto alimentato a cippato di legno è composto dalle seguenti sezioni:

1. caldaia a cippato di legno, che può essere a griglia fissa o a griglia mobile in funzione delle dimensioni (nelle piccole unità è sempre fissa) ma anche in relazione al contenuto di umidità della biomassa;
2. tramoggia di carico del combustibile, con serranda taglia fuoco per evitare ritorni di fiamma verso il silos di stoccaggio;
3. sistema di alimentazione per combustibili solidi;
4. silos di stoccaggio, per garantire un'autonomia di almeno una settimana (si può arrivare anche a diversi mesi).

## **DISPONIBILITA' DELLA RISORSA IN PROVINCIA DI TREVISO**

La risorsa legno è costituita dalla legna da ardere, dal cippato, dal pellet e da altre fonti, come ad esempio:

- i residui agricoli e forestali come ramaglie, sarmenti, ceppaie, ecc;
- i residui delle manutenzioni delle pertinenze idrauliche e delle scarpate stradali e delle manutenzioni del verde urbano;
- i residui delle prime e seconde lavorazioni industriali (dalle quali si ricavano principalmente il pellet e le briquettes);
- i residui della lavorazione di frutti a guscio legnoso;
- i rifiuti legnosi come ad esempio bancali, cassette, legno della demolizione di edifici e di mobili.

A volte, tuttavia, l'utilizzo di queste fonti per la produzione di energia può entrare in competizione con usi alternativi della risorsa (ad esempio, impianti di compostaggio; produzione industriale di pannelli truciolati o di paste ad uso cartario, ecc.).

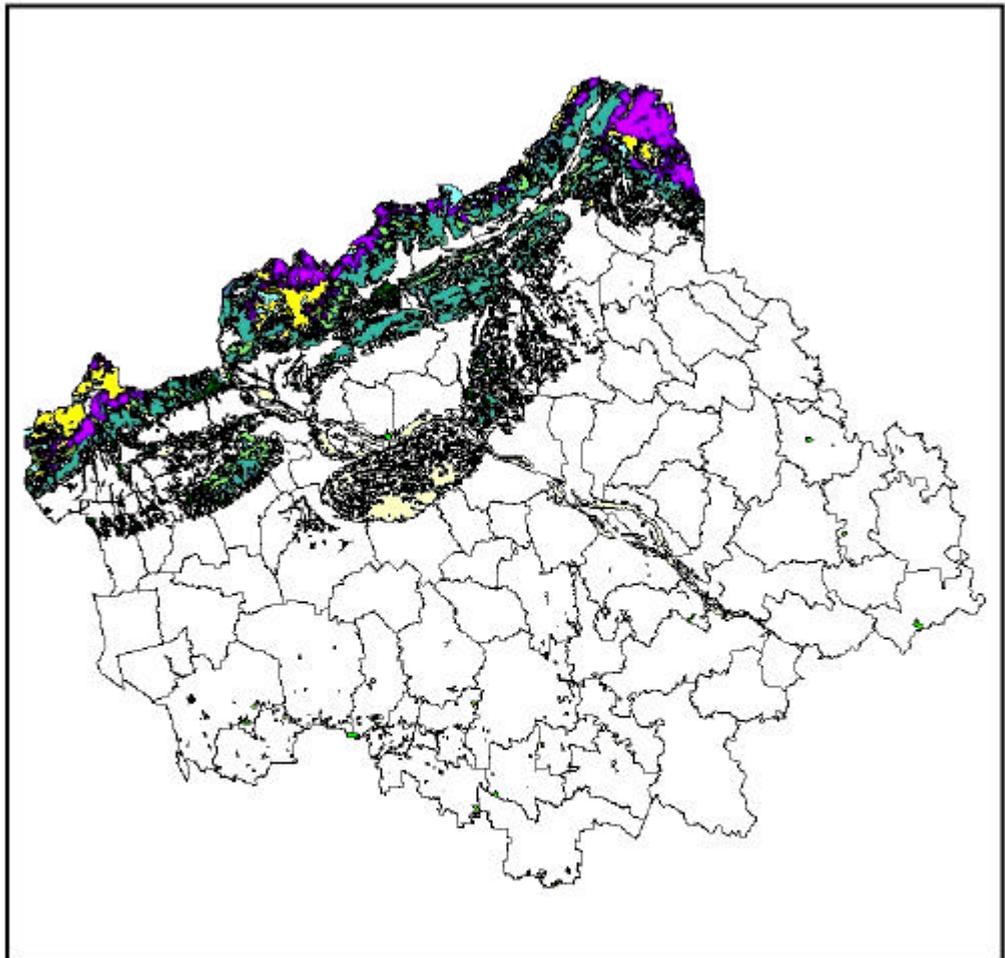
Nella regione Veneto sono state stimate le disponibilità di legno per fini energetici, comprendenti:

- la biomassa legnosa proveniente dalle foreste;
- la biomassa legnosa proveniente da "fuori foresta" (es. colture agrarie arboree, verde urbano, come ad esempio residui di potature e/o espianti);
- la biomassa proveniente da residui delle industrie del legno.

La disponibilità è risultata variare tra 1.970.000 e 2.386.000 t (dati 2002).

Nella figura viene riportata la carta forestale della provincia di Treviso, e la ripartizione in base all'estensione delle varie tipologie di alberatura.

## carta forestale della provincia di Treviso



### Legenda

#### TIPOLOGIA

Abieteti

Aceri-frassineti e aceri tigliati

Arboricoltura da legno - conifere

Arboricoltura da legno - latifoglie

Baleleti e coilati

Castagneti e roverali

Faggete

Lancei e lanci-cembrati

Orno-ostrieti e ostrio-quercati

Peccete

Piceo-faggeta

Pinete di pino sikestre

Pinete montane

Praterie, incolti e altre formazioni erbacee naturali

Quercio-carpinei e carpinei

Robineto misto

Robineto puro

Saliceti e altre formazioni riparie

Figura 1 - Carta forestale della Provincia di Treviso

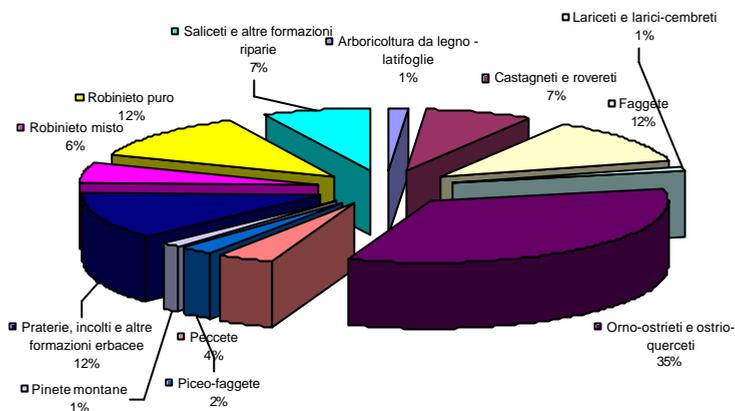


Grafico 1. Percentuale di territorio in funzione dell'utilizzo

La carta forestale della provincia di Treviso (dati 2003) riporta una superficie boscata complessiva di circa 440 Km<sup>2</sup>, che corrisponde al 18% dell'intero territorio provinciale.

La quantità di terreni destinata all'arboricoltura da legno (latifoglie e conifere) risulta di complessivi 557 ha.

Una buona parte della superficie boscata (5300 ha, pari al 12% della superficie) è destinata a praterie, incolti ed altre formazioni erbacee. Anche all'interno di queste aree si possono individuare estensioni che possono essere utilizzate per realizzare impianti destinati alla produzione di energia.

In ogni caso, in base al censimento dell'agricoltura effettuato dall'Istat nel 2000, in provincia di Treviso risultavano presenti 1794 ettari di **superficie boscata** già **destinata alla produzione di energia**.

La Regione Veneto, base alla Legge Regionale 14 del 2 maggio 2003 ha emanato due bandi per finanziare l'**impianto di colture legnose finalizzato alla produzione di biomassa per usi energetici**, per fibra o per assortimenti di lavoro, di cui alle D.G.R.V. n. 2126 dell'11.07.2003 e D.G.R.V. n. 1677 del 26.05.2004. Con i decreti n. 1693 del 29 dicembre 2003 e n. 652 del 27 dicembre 2004 sono stati individuati i soggetti che potevano avere accesso ai finanziamenti e sono state indicate le superfici interessate dalle coltivazioni. Nel 2003 sono state accettate n. 39 istanze, per un totale di 93.22 ha; nel 2004 si sono aggiunte altre n. 18 istanze con 45.05 ha, per un totale tra il 2003 e il 2004 di 138.27 ha.

Sulla base di dati di bibliografia forniti da aziende che lavoro nel settore, nonché da agricoltori che in Provincia hanno dedicato loro terreni alla coltivazione di biomassa per usi energetici, la produzione di legno da tali colture va da un minimo di 150 ad un massimo di 500 quintali/ettaro.

Le due foto seguenti sono relative ad una coltivazione effettuata in Provincia di Treviso, comune di Paese, finanziata in seguito al bando della DGRV n. 2126 del 11.07.2003. Il terreno ha un'estensione di 3.34 ha e sono state piantate n. 22.380 talee.



Foto 1 e 2 - Coltivazione di pioppi finalizzati alla produzione di biomassa per usi energetici in comune di Paese (TV)

Per quanto riguarda i **residui da lavorazione industriale**, risulta a livello di comunità montane localizzate in provincia di Treviso una disponibilità di circa 423 t, comprendente refili e sciaveri, trucioli, segatura, polveri e corteccia. Tale disponibilità, tuttavia, viene ripartita tra diverse destinazioni d'uso.

Secondo un'indagine condotta da ISSI per conto del Consorzio Nazionale Rilegno, i **rifiuti legnosi** in provincia di Treviso ammontavano, nel 2000, a 5.383,41 t, comprendenti imballaggi in legno, legno da rifiuti di costruzione e demolizione, legno da rifiuti urbani e assimilabili. Il dato è calcolato per difetto perché non tutti i soggetti produttori di rifiuti sono tenuti all'obbligo di presentare la dichiarazione MUD, da cui i dati sono stati ricavati.

## APPLICAZIONI ESISTENTI IN PROVINCIA DI TREVISO

In relazione ad impianti presenti in Provincia di Treviso che producano calore e /o energia da biomasse ligno-cellulosiche, si riportano le caratteristiche di un impianto realizzato, ma non funzionante, alimentato a legno cippato con rete di teleriscaldamento.

Tra i dati tecnici significativi forniti dal Direttore dei Lavori si ha:

- potenzialità nominale dell'impianto: 300 kW
  - potenzialità di funzionamento al 100% con rendimento 0.916: 275 kW
- biomasse costituite da legno sminuzzato e/o spezzato con umidità al 35%: 106.500 kg/anno

I rifiuti legnosi vengono per lo più utilizzati per l'industria del legno e dell'arredamento (55-67%), mentre l'utilizzo per il recupero energetico copre circa il 6-9% del totale.

Dall'elenco presente in Provincia delle ditte che in regime di comunicazione (ex art. 31 e 33 del D. Lgs. n. 22/97) effettuano recupero energetico da rifiuti non pericolosi, sottoforma di calore da riutilizzare nel ciclo tecnologico e nel riscaldamento dello stabilimento, si rileva che i rifiuti riutilizzati ai fini energetici sono riconducibili alle tipologie riportate in tabella.

CODICE CER	DESCRIZIONE
030101	Rifiuti della lav. del legno e della prod. di pannelli – scarti di corteccia e sughero
030105	Rifiuti della lav. del legno e della prod. di pannelli – segatura, trucioli, residui di taglio, legno, pannelli di truciolare e piallacci diversi da quelli di cui alla voce 030104
030301	Rifiuti della produzione e della lavorazione di polpa, carta e cartone- scarti di corteccia e legno

Tabella 4 - Tipologia rifiuti ligno-cellulosici riutilizzati ai fini energetici ai sensi D. Lgs. n. 22/97 (Fonte: Provincia di Treviso)

Tutti gli impianti hanno una potenza termica nominale compresa tra 1 e 6 MWt

## COSTI DEL RISCALDAMENTO A LEGNA

A fronte di costi del combustibile bassi, le tecnologie di combustione della legna richiedono inizialmente investimenti onerosi. Questi sono dell'ordine di diverse volte il costo di apparecchi di dimensioni simili basati su tecnologie tradizionali.

Per quanto concerne il costo di approvvigionamento della biomassa questo è contenuto, soprattutto quando ci si basa su scarti di produzione (trucioli, scarti di segherie ecc.), che hanno un prezzo pari a circa 35 €/t, o comunque compreso tra i 30 ai 60 €/t, a seconda della qualità.

Più costoso risulta utilizzare materiale proveniente dal bosco ed appositamente raccolto. Il prezzo della legna in pezzi, pur se fortemente variabile, può essere indicato attorno agli 80-110 €/t, se consegnata a domicilio, mentre risulta più basso se acquistata all'imposto.

	chip	pellets	gasolio	metano
Potenza caldaia	100	100	100	100
Ore impiego caldaia	1500	1500	1500	1500
Costo caldaia e installazione	12500	12500	5500	4500
Costo opere civili	10000	8500	4500	4000
Totale investimento	22500	21000	10000	8500
Durata presunta	14	14	14	14
Tasso d'interesse	0.05	0.05	0.05	0.05
Costo del capitale	2273,039	2121,503	1010,24	858,7037
Costi totali combustibile	5102	6192	15028	11713
Altri costi di esercizio	2075	1718	528	445
Totale costi esercizio	9450,039	10031,5	16566,24	13016,7
Costo per MWh	0,063	0,066877	0,110442	0,086778

Tabella 5 - Caratteristiche e costi caldaie in funzione del combustibile utilizzato (Fonte: Il Soletrecentosessanta gradi, settembre 2003)

## BIOMASSE DA RIFIUTI

### INTRODUZIONE

La **frazione organica dei rifiuti industriali e urbani** può essere convertita in biogas mediante fermentazione anaerobica in appositi reattori o discariche; da essa è possibile ottenere anche CDR (combustibile derivato dai rifiuti) che, tramite combustione, può produrre energia in forma di biogas da alimentare ad appositi generatori.

Di seguito verranno affrontate le diverse possibilità di produzione di energia in funzione della tipologia dei rifiuti e dei processi utilizzati (digestione anaerobica e combustione) e delle tipologie dei rifiuti (reflui di impianti zootecnici, frazione organica dei rifiuti e biogas da discarica, per la digestione anaerobica e CDR e rifiuti industriali nel caso della combustione).

### BIOGAS DA DIGESTIONE ANAEROBICA

In questo capitolo verrà trattata la possibilità di produrre energia attraverso biogas da reflui zootecnici, da fanghi di depurazione e frazione organica dei rifiuti (FORSU) e da rifiuti smaltiti in discarica.

### TIPOLOGIA DELLA RISORSA

La fonte di energia rinnovabile è il metano che si ricava dalla digestione anaerobica di rifiuti. Tra i rifiuti che possono essere oggetto di questa tipologia di trattamento ci sono i rifiuti da discarica (biogas di discarica), i liquami zootecnici, la frazione organica dei rifiuti urbani e i reflui civili.

La digestione anaerobica è un processo biologico per mezzo del quale, in assenza di ossigeno, la sostanza organica viene trasformata in biogas, i cui principali elementi sono metano e anidride carbonica. La percentuale di metano nel biogas varia a seconda del tipo di sostanza organica digerita e delle condizioni di processo, da un minimo del 50% a un massimo dell'80%.

Il processo si realizza ad opera di gruppi diversi di microrganismi che agiscono in due tempi: in primo luogo, si ha la trasformazione della sostanza organica in composti intermedi, come acido acetico, anidride carbonica e idrogeno; secondariamente tale sostanze vengono utilizzate da microrganismi metanigeni che concludono il processo con la produzione del metano.

La difficoltà di questo processo è la necessità di mantenere ottimali, per quanto possibile, le condizioni di reazione. I microrganismi anaerobi, infatti, hanno basse velocità di crescita e di reazione e i tempi di processo sono relative lunghi confrontandoli con quelli di altri processi biologici.

Il vantaggio, tuttavia, di tale processo è che alla fine si ottiene una fonte di energia rinnovabile costituita dal metano, gas combustibile ad elevato potere calorifico.

Il digestore anaerobico che costituisce solitamente l'ambiente di reazione deve essere in grado di consentire la crescita contemporanea di tutti i gruppi microbici che partecipano al processo, ad esempio mantenendo dei valori di pH e temperatura adeguati. Se, ad esempio, un pH pressoché neutro, intorno a 7,5, può andare bene per tutti i gruppi microbici, per la temperatura bisogna variare la temperatura a seconda che i microrganismi siano mesofili ( $T_{ott}$  intorno a 35°) o termofili ( $T_{ott}$  intorno a 55°).

## TECNOLOGIA DELLA RISORSA

I processi di digestione anaerobica possono essere suddivise in due gruppi principali in base al tenore in secco del fango nel reattore:

- digestione a secco, quando il tenore in secco nel fango del reattore ha un contenuto di solidi totali maggiore o uguale al 20%;
- digestione a umido quando il tenore in secco nel fango del reattore ha un contenuto di solidi totali minore o uguale al 10%.

Processi con valori intermedi di sostanza secca sono definiti come processi a semisecco.

A seconda del numero di fasi distinte (reattori separati) in cui è realizzata la digestione del substrato, si parla di processo monostadio (fasi di idrolisi, fermentazione acida e metanigena in un unico reattore), e bistadio (idrolisi e fermentazione acida in un primo reattore, fase metanigena in un secondo reattore).

Inoltre, i processi possono distinguersi per le modalità di alimentazione al reattore, in continuo o in batch, o in base al fatto che all'interno del reattore il substrato venga completamente miscelato (reattore tipo CSTR) o fatto muovere longitudinalmente lungo l'asse del reattore (reattore a pistone, PFR).

Il processo può essere fatto avvenire in tre intervalli di temperatura ottimali e, in funzione della temperatura del processo (e, conseguentemente, della tipologia del gruppo di batteri che intervengono nella digestione) variano gli intervalli ottimali dei tempi di residenza (HRT) applicabili, come di seguito riportato:

- termofilia ( $T$  ca. 55°C): HRT in genere inferiore a 14-16 gg.;
- mesofilia ( $T$  ca. 35°C): HRT tra 14 e 30 gg.;
- psicofilia ( $T = 10-20^\circ\text{C}$ ): HRT maggiore a 30 gg., fino a 90gg.

Il rendimento in biogas e, quindi, energetico del processo dipende dalla biodegradabilità di substrato e dalle condizioni operative applicate.

Relativamente, ad es., al trattamento della frazione organica dei rifiuti urbani derivante da raccolta differenziata e/o selezionata alla fonte, in letteratura si riportano valori di conversione in biogas compresi tra un minimo di 0,40-0,50 m<sup>3</sup>/kgSV alimentati, in condizioni di mesofilia, ed un massimo di 0,60-0,85 m<sup>3</sup>/kgSV alimentati, in condizioni di termofilia.

## PRODUZIONE DI BIOGAS DA REFLUI DI IMPIANTI SUINICOLI

### TIPOLOGIA DELLA RISORSA

L'utilizzo dei reflui provenienti dalle attività agro-zootecniche come integratori di sostanza organica nei terreni agrari sarebbe la destinazione più utile e semplice. L'aumento delle aziende zootecniche e agroindustriali ha portato a un forte squilibrio tra domanda e offerta, vale a dire tra materiali da smaltire e ricettività dei terreni. Pertanto la gestione dei reflui provenienti da queste attività comporta tematiche complesse di gestione.

Tra le tecnologie di trattamento dei reflui delle industrie agro-zootecniche vi è quella della digestione anaerobica per poter abbattere il carico inquinante e ricavare metano da poter utilizzare potenzialmente come biogas da cui ricavare energia. Queste prospettive non hanno avuto l'auspicata diffusione ad ampia, e scala potenzialità non è ancora stata pienamente utilizzata. Rappresenta un modello di utilizzo delle biomasse favorendo così la riduzione delle emissioni in atmosfera e dei reflui di sostanza organica sul suolo e nei corpi idrici.

Dai dati della Provincia di Treviso non vi è nessun impianto agro-zootecnico che opera il recupero del biogas dai reflui dei loro stabilimenti.

### La tecnologia del biogas nell'allevamento suinicolo

#### Il processo biologico

I tipi di impianti che producono biogas da liquame zootecnico sono:

- > impianti che effettuano digestione anaerobica in bacini non miscelati e dotati di copertura galleggiante;
- > impianti che effettuano digestione anaerobica in condizioni mesofile, in bacini miscelati e termostatati.

Impianti che effettuano digestione anaerobica in bacini non miscelati e dotati di copertura galleggiante

Tali impianti sono essenzialmente costituiti da:

- > un sistema di vagliatura del materiale grossolano per evitare la formazione di croste sulla superficie del liquame;
- > una vasca di stoccaggio del liquame, opportunamente coperta con materiale plastico: la copertura può essere ottenuta mediante l'utilizzo di materassi galleggianti o con un materiale flessibile, opportunamente ancorato alla vasca;

Dopo un sistema di vagliatura del liquame è posto un reattore, generalmente di forma cilindrica, dove avviene la digestione anaerobica: la massa viene mantenuta in agitazione per via meccanica, a ricircolo di gas o idraulico.

Il processo in condizioni mesofile (35 – 37 °C), con un liquame avente una concentrazione di solidi del 2-3%, richiede vasche con un tempo di residenza idraulico pari a 12 – 15 giorni. All'aumentare della concentrazione di solidi aumenta la produzione di biogas ed il tempo di residenza idraulica fino a 25 giorni. Una importante variazione impiantistica si può avere a valle del digestore principale: in alcuni casi è posto direttamente un gasometro mentre, in

impianti più grandi sopra le 1.000 t di peso vivo allevato, è posto un secondo stadio di digestione, non riscaldato e non agitato, che funge da gasometro e da accumulo di parte dei fanghi provenienti dal 1° stadio che vengono reimmessi nel ciclo.

In funzione della capacità del digestore primario, del volume del gasometro e della vasca di alimentazione, a parità di capacità di allevamento, ad esempio 300 tonnellate di peso vivo allevato, la produzione di biogas può variare da un minimo di 190 m<sup>3</sup>/giorno ad un massimo di 330 m<sup>3</sup>/giorno con un costo complessivo in euro, per m<sup>3</sup> di metano prodotto variabile da 0,27 a 0,31€.

## **Il patrimonio suinicolo nella provincia di Treviso**

Come nel resto della nazione lo sviluppo della suinicoltura è stato costante dal dopoguerra ad oggi. E' passato da mezzo di sussistenza delle famiglie contadine a una struttura organizzata annessa ai caseifici per lo sfruttamento del siero derivato dalla lavorazione del latte.

All'inizio negli allevamenti specializzati del Nord Italia veniva condotta la sola fase d'ingrasso degli animali, mentre i suinetti provenivano dalle zone della Romagna, successivamente per limitare i problemi sanitari legati al trasferimento dei suini da un allevamento ad un altro nascono via via gli allevamenti cosiddetti a "ciclo chiuso" che significa che oltre all'ingrasso vi è anche la produzione di suinetti

Analizzando in dettaglio i dati relativi al patrimonio suinicolo di Treviso (dati ISTAT) negli anni che vanno dal 1982 al 2000 la quantità complessiva di capi è rimasta pressoché invariata passando dai 136.710 capi del 1982 passando ai 131.852 del 1990 fino ad arrivare ai 142.831 capi del 2000. Il dato che varia notevolmente sono il numero di aziende che nel 1982 sono 11.315, nel 1990 sono 4876 fino ad arrivare al 2000 dove sono 2497 la diminuzione è dovuta all'aumento delle dimensioni della aziende.

Attualmente in Italia sono operativi 72 impianti di biogas. Cinque di questi sono impianti centralizzati e 67 sono aziendali: la maggior parte operano con liquame suino, solo 12 impianti aziendali, tutti in provincia di Bolzano, e 2 centralizzati trattano liquame bovino.

## **DISPONIBILITA' DELLA RISORSA IN PROVINCIA**

In provincia di Treviso dai dati del settore ecologia non vi è una storia dell'evoluzione del recupero del biogas dai reflui delle industrie agro-zootecniche. E', però, sicuramente un settore dove potenzialmente vi è una possibilità di recupero energetico anche nell'ottica di una produzione di energia elettrica per il funzionamento dell'azienda stessa.

## **PRODUZIONE DI BIOGAS DA FANGHI DI DEPURAZIONE E FORSU**

In questo caso le caratteristiche dell'impianto di trattamento/produzione energia sono quelle riportate nella parte generale e descrittiva relativa alla digestione anaerobica.

## **DISPONIBILITA' DELLA RISORSA IN PROVINCIA**

La produzione della FORSU nel 2003 è stata di 50971 t, così suddivisa per bacino:

- TV1: 16833 t
- TV2: 19264 t
- TV3: 14874 t.

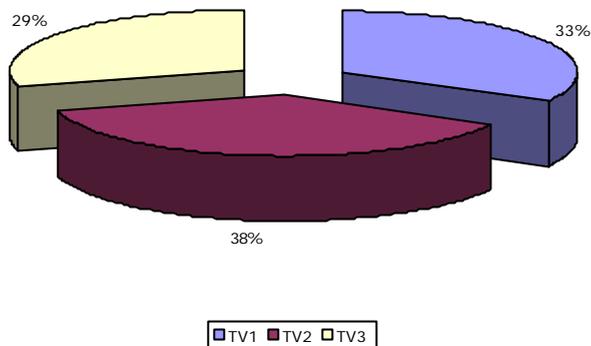


Grafico 2 - Produzione FORSU 2004 divisa per bacini. Fonte ARPAV – Osservatorio Regionale Rifiuti

## APPLICAZIONI ESISTENTI IN PROVINCIA

Nel comune di Treviso è presente un impianto che, oltre a trattare i reflui civili (impianto di depurazione acque reflue con una capacità max di trattamento pari a 20.000 m<sup>3</sup>/g) ha una linea di trattamento della FORSU, con una potenzialità di trattamento pari a circa 2-3 tFORSU/h.

A seguito dell'implementazione della codigestione fanghi/FORSU, l'impianto è passato da una produzione di biogas di 4-5000 m<sup>3</sup>/mese (dal solo fango secondario) a circa 20.000 m<sup>3</sup>/mese, utilizzando come substrato la FORSU che deriva sia dalla raccolta differenziata della municipalità di Treviso che da grandi sistemi di produzione e distribuzione, come mercati, cantine, supermercati, ecc..

Il rifiuto dalla raccolta differenziata non è però ancora ben selezionato, e il comune di Treviso sta effettuando una campagna per meglio sensibilizzare i cittadini.

A questo inconveniente viene fatto fronte con la preselezione meccanica del materiale che consente la rimozione della maggior parte dei materiali non trattabili in digestione anaerobica (plastiche, vetri, metalli, inerti). Il pretrattamento ha inoltre lo scopo di omogeneizzare il materiale e di ridurre la pezzatura.

Dopo le fasi di preselezione, la biomassa è inviata a un miscelatore/separatore in cui il contenuto di TS viene diminuito al 7-8% attraverso diluizione con acqua di servizio o fango di supero (la concentrazione in entrata all'impianto è, in media, nei rifiuti, pari a 250-300 gTS/kg). In questa fase vengono eliminati i residui plastici (flottanti) e gli inerti, estratti dal fondo.

Da questo punto in poi la miscela può seguire differenti percorsi:

- miscelazione diretta con fango (di depurazione) attivato;
- fermentazione in un reattore completamente agitato e miscelazione con il fango attivato;
- fermentazione e separazione di fase con una pressa a coclea, aggiunta della frazione liquida nella sezione di denitrificazione e miscelazione della frazione solida con il fango attivato.

A seconda del percorso, si privilegia la rimozione dei nutrienti in linea acque o il recupero di energia massimizzando la produzione di biogas.

Attualmente, non avendo particolari problemi nel garantire le concentrazioni di nutrienti allo scarico in linea acque, il Comune preferisce massimizzare il recupero di energetico. Infatti, con

i 20.000 m<sup>3</sup>/mese di biogas prodotto il processo di digestione si autosostenta completamente dal punto di vista termico, e sono disponibili anche degli esuberi, che attualmente non vengono utilizzati, non avendone possibilità. E' prevista, entro fine 2005, l'installazione di un gruppo di cogenerazione, della potenza di circa 200 kW elettrici, per poter utilizzare a fondo il sistema, aumentando la portata trattata a circa 20tFORSU/d e, conseguentemente, produrre circa 40.000 m<sup>3</sup>/mese di biogas. Gruppi di questo tipo consentono rendimenti elettrici intorno al 35-37% e termici intorno al 52-55%. Su queste basi, si stimano produzioni di energia elettrica pari a circa 3000 kWh al giorno, oltre ai recuperi termici utilizzabili per il riscaldamento del reattore e per il teleriscaldamento degli edifici a servizio dell'impianto.

I costi di trattamento delle FORSU contribuiscono per ca. il 14% dei costi totali dell'impianto di trattamento acque. I costi specifici di trattamento del materiale (determinati sulla base di un trattamento di 10 tFORSU/d), già attualmente inferiori ai prezzi di mercato per lo smaltimento di questo materiale, possono essere ulteriormente ridotti con l'aumento della portata trattata e con una migliore selezione della FORSU a monte: diminuirebbero, infatti, sia i costi di smaltimento in discarica che i costi del personale, attualmente impiegato più del necessario per ripristinare la linea in caso di intasamenti e di blocchi, per la presenza di materiale "estraneo".

## PRODUZIONE DI BIOGAS DA RIFIUTI SMALTITI IN DISCARICA

### TIPOLOGIA DELLA RISORSA

Il biogas da discarica assume oggi un ruolo sempre più rilevante in relazione alle problematiche ambientali e agli obiettivi posti in ambito internazionale sulla riduzione delle emissioni di gas serra. Se da un lato la produzione di biogas da discarica comporta rischi legati alla migrazione nel sottosuolo e/o alle emissioni in atmosfera, dall'altro al biogas possono essere associati vantaggi di natura economica ed ambientale legati alla possibilità di una sua valorizzazione energetica.

Al fine di ridurre gli impatti derivanti dalla dispersione incontrollata del biogas nel suolo o in atmosfera, e altresì in vista della massimizzazione delle efficienze di recupero energetico, rivestono un ruolo chiave tutti gli aspetti connessi alla previsione delle quantità prodotte, alla corretta captazione, al monitoraggio di eventuali perdite, nonché alle tecniche di trattamento ed utilizzo.

In merito agli aspetti citati, nonostante i recenti sviluppi compiuti in campo scientifico e tecnologico, allo stato attuale il contesto normativo nazionale risulta notevolmente carente per quanto attiene sia ai requisiti progettuali che a quelli di gestione dei sistemi di captazione, trattamento e riutilizzo del biogas.

In realtà, sebbene sia prevedibile che con il Dlgs 36/03 (recepimento della Direttiva 99/31/CE) si avrà nel lungo periodo una significativa riduzione delle problematiche connesse alla produzione di biogas in discarica controllata, per un periodo di tempo ancora consistente, si pone la necessità di una gestione attenta del biogas, in relazione sia all'impatto ambientale e al recupero di risorse sia alla gestione economica del post-esercizio.

Nell'ambito dell'inquadramento del recupero energetico da biogas da discarica verranno presi in considerazione seguenti aspetti:

Valutazioni tecniche sul suo impiego e valutazione delle caratteristiche

Riduzione degli impatti degli impianti

La produzione di energia elettrica o termica

descrizione di casi presi in esame nella provincia di Treviso : tipi di recuperi effettuati, risultati della gestione in termini di rendimento in esercizio , quantità di energia prodotta.

## CARATTERISTICHE DEL BIOGAS

Il biogas si sviluppa a seguito della fermentazione anaerobica metanogenica della sostanza organica presente nei rifiuti. E' costituita da una miscela di gas quali il metano, anidride carbonica, ossigeno, azoto e composti in tracce ( mercaptani, ammoniaca, acido solfidrico, idrogeno ecc.ecc.).

Dei gas che tipicamente compongono il biogas da discarica l'ossigeno e l'azoto non sono direttamente generati dalla fermentazione dei rifiuti ma bensì dall'infiltrazione dell'aria all'interno dei rifiuti. L'idrogeno invece può prodursi in un periodo di tempo molto limitato e subito dopo il deposito di rifiuti.

Generalmente tutti i processi che portano alla formazione di biogas sono attivati dalla presenza o meno di ossigeno. Infatti il biogas è il frutto della competizione tra processi anaerobici e aerobici che si creano in seno al corpo della discarica; con il primo processo si viene a formare anidride carbonica e acqua mentre con il secondo anidride carbonica e metano. E sono proprio questi ultimi due gas che se non smaltiti possono creare problemi gestionali ed ambientali, da qui la necessità di doverli "smaltire" con un sistema di captazione opportuno e in alcuni casi bruciarlo per recuperare energia.

I processi che portano alla produzione di biogas sono di seguito schematizzati:

fase aerobica transitoria: in seguito alla presenza di ossigeno si ha la mineralizzazione delle sostanze organiche, con produzione di anidride carbonica e acqua. Questo tipo di degradazione è piuttosto, può variare tra alcune ore e qualche giorno, dipende dal grado di compattazione dei rifiuti e dalla profondità degli strati

fase anaerobica: si divide in una fase acida e metanigena. Quest'ultima subentra una volta finita la fase aerobica, è una reazione piuttosto lenta ed incompleta, che comporta la produzione finale di anidride carbonica e metano.

La fase acida è sostenuta da batteri anaerobi i quali idrolizzano e degradano i substrati organici (cellulosa, carboidrati, grassi,proteine). Gli acidi che si formano sono prevalentemente acidi volatili che portano ad un abbassamento del pH del rifiuto. Una volta finita questa fase i batteri metanigeni anaerobi consumando i substrati prodotti dalla fase precedente generando metano anidride carbonica ed altri gas in tracce, in quest'ultima fase si osserva un innalzamento del pH del rifiuto (fino a valori di 7.5-8.2).

I batteri coinvolti nella fase di metanogenesi sono due: gli acetofili (che trasformano l'acido acetico in anidride carbonica e metano) producendo circa il 70% del metano prodotto, e gli idrogenofilici, che da idrogeno e anidride carbonica producono circa il 30% di metano.

Le componenti del biogas cambiano in funzione del tipo di sostanza organica della compattazione della profondità degli strati di rifiuti e così via , ma mediamente il biogas prodotto da una discarica di rifiuti urbani ha la seguente composizione :

CH4	45-65%
CO2	65-45%
H2O	2-5%
Altri gas	5-13%

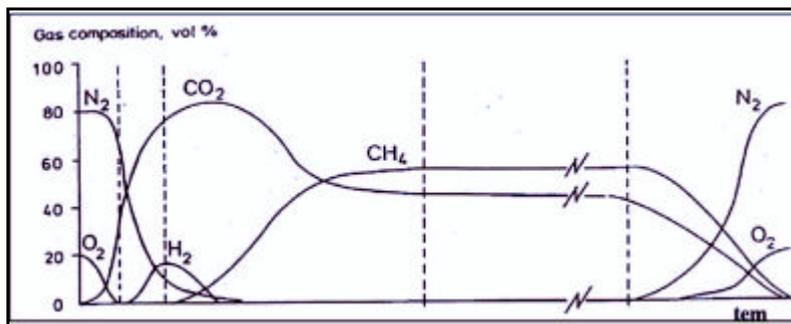


Grafico 3 - Variazione della composizione percentuale del biogas in funzione del tempo

Nel grafico 3 è rappresentata il tipico andamento della qualità del biogas in funzione del tempo e si può osservare che nella fase aerobica si ha una progressiva riduzione di ossigeno e idrogeno e ad un aumento della produzione di anidride carbonica; nella fase anaerobica acida ad un aumento di produzione di anidride carbonica si ha un aumento della percentuale di idrogeno che risulta essere breve e limitata nel tempo. In corrispondenza della fase metanigena l'anidride carbonica ha una leggera flessione in corrispondenza dell'aumento della produzione di metano che rimane costante nel tempo per un lungo periodo

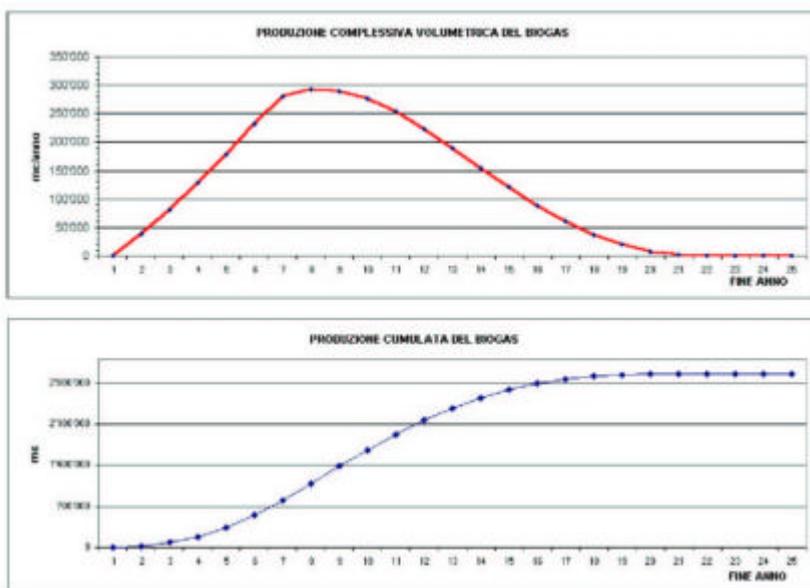


Grafico 4 e 5 – Produzione complessiva volumetrica e cumulata del biogas

Il biogas prodotto è la somma di quello derivante dai vari settori dell'impianto, a diverso periodi di coltivazione.

Un esempio di curva reale di produzione di biogas è riportata in figura 2 dove è rappresentato un raffronto tra una distribuzione complessiva volumetrica e una cumulata.

La necessità di captare e smaltire il metano ha molteplici motivazioni, tra le quali:  
 Il biogas da discarica può contribuire in maniera rilevante all'effetto serra sia per l'anidride carbonica contenuta sia per metano che è un gas a effetto serra in 21 volte maggiore rispetto all'anidride carbonica;

permette di eliminare il trasporto di sostanze odorigene dannose alla vegetazione causati da fughe laterali di gas, pericoli di incendi ed esplosioni nonché cedimenti strutturali del corpo dei rifiuti.

Il risultato di una corretta gestione deve non fare percepire la presenza di sostanze odorigene al di fuori di una fascia di rispetto ristretta.

La raccolta e la progettazione del trattamento del biogas è previsto per legge già in fase progettuale e autorizzativa dal Dlgs 36/03 e se correttamente gestito può trasformarsi facilmente in una opportunità di realizzare vantaggiose economie gestionali in termini di recupero energetico. Mediamente la percentuale di metano nel biogas è del 50% ed è possibile utilizzarlo per produrre energia elettrica o termica o entrambe. Questo accade naturalmente quando i flussi di biogas captati siano quantitativamente sufficienti a giustificare gli investimenti per la costruzione degli impianti. Se invece la percentuale di metano è conseguentemente il potere calorifico è basso il biogas viene raccolto in torce ad alta temperatura o trattato tramite sistemi di biofiltrazione.

Da un punto di vista economico il recupero di energia dal biogas è abbastanza redditizio. L'investimento è dell'ordine di 800-1500 euro/kW di potenza installata a seconda della taglia, che di solito è modesta (quasi sempre inferiore a 5 MW, spesso da 500 kW a 1 MW).

Sulla base dell'esperienza straniera e di una maggiore attenzione delle amministrazioni locali ai problemi dell'ambiente e dell'energia, è probabile che nei prossimi anni il recupero energetico dalle discariche di rifiuti urbani si accresca anche in Italia. Oggi in Italia sono in esercizio 131 impianti a biogas, la gran parte su gas di discarica, con potenza installata per 198 MW e produzione nel 2001 di circa 700 GWh, per un valore di 50 milioni di euro. Il basso utilizzo della capacità esistente è riconducibile al cattivo utilizzo di alcuni impianti, per problemi di dimensionamento e dei esercizio. Le realizzazioni più recenti hanno invece confermato la buona potenzialità di questa tecnologia che, anche augurandosi che in futuro il ricorso alle discariche sia ridotto in volumi e selezionato per tipologia, potrebbe funzionare sul biogas prodotto dai rifiuti già conferiti apportando almeno 20 TWh di energia verde nei prossimi 10 anni: 2 miliardi di euro di valore, non certo trascurabile per le casse delle amministrazioni comunali, che gestiscono gran parte delle discariche controllate per rifiuti urbani in Italia.

## TECNOLOGIA DELLA RISORSA

Nelle discariche che recuperano biogas ogni pozzo è collegato singolarmente tramite una tubazione in polietilene ad alta densità (PEAD) ad un collettore di raggruppamento (per un totale di due collettori) posato dalla sommità della collina dei rifiuti, dal quale si diparte una tubazione esterna in PEAD che convoglia il biogas estratto alla centrale di aspirazione. A distanze prefissate, e sotto il telo impermeabile, vengono posate tubazioni microfessurate solitamente in PEAD (cieche per la parte finale che attraversa il telo ed esce in atmosfera) solitamente DN 75, aventi lo scopo di drenare il biogas trattenuto dal telo.

Sezione di aspirazione e combustione del biogas composta dalle seguenti componenti:

### **stadio di separazione della condensa:**

questo strumento, che ha il compito di separare e scaricare automaticamente parte della condensa presente nel biogas e trattenere per mezzo di un filtro le parti solide in sospensione, è generalmente realizzato in acciaio zincato a caldo; il fondo è saldato mentre la parte superiore termina con una flangia (flangia: piastra a forma di anello provvista di fori, posta all'estremità dei tubi per congiungere i tubi stessi fra loro e con altre parti di macchina).

L'ingresso del fluido è tangenziale, a vortice, mentre l'uscita è nella parte superiore del separatore di condensa. Nella parte inferiore dello stesso separatore è prevista una flangia di fondo per la pulizia periodica. Al fine di effettuare la regolazione della depressione sul

collettore principale, o di intercettare il flusso del biogas in caso di interventi di manutenzione, è stata installata una valvola a farfalla.

**stadio di aspirazione/compressione:**

per ottenere la depressione necessaria ad aspirare il biogas dalla discarica e comprimerlo alla torcia di combustione è utilizzato un aspiratore multiuso. Questo tipo di aspiratore ha il grande vantaggio di avere un range di regolazione molto ampio il che consente di ottenere una curva di aspirazione quasi costante al variare della portata.

Sulla linea di mandata dell'aspiratore è installata una elettrovalvola a chiusura rapida che ha il compito di intervenire ogniqualvolta procede la sequenza di blocco.

**Torcia di combustione:**

Il sistema di combustione è dotato di un pilota automatico che esegue le operazioni di accensione e controllo del combustore. Tale sistema consente l'effettuazione in automatico della logica di funzionamento di seguito descritta:

a) il segnale di avviamento dell'aspiratore fa aprire l'elettrovalvola che immette il biogas nella linea del pilota

b) trascorso il tempo di pochi secondi sino ad un massimo di un minuto, inizia lo scintillio dell'accenditore che permette l'accensione del pilota. Se questo non avviene, lo scintillio si ripete ad intervalli di circa un minuto per un tempo massimo di sei minuti, dopo di che si ha un segnale di allarme per mancata accensione

c) questo punto il sistema di combustione ha il pilota acceso e dalla termocoppia di controllo viene dato l'assenso all'apertura della valvola principale che immette il biogas nel combustore

d) in queste condizioni, e cioè con l'aspiratore in funzione, se il pilota si dovesse spegnere, ripartirebbe immediatamente la sequenza di accensione

e) il sistema di combustione resta in funzione fino a che non viene spento l'aspiratore

f) in assenza di tale segnale si chiudono sia l'elettrovalvola del pilota che la valvola principale

## APPLICAZIONI ESISTENTI IN PROVINCIA

Le discariche controllate prese in considerazione nella Provincia di Treviso che captano biogas e producono energia elettrica al 15 aprile 2005 sono:

Discarica di Istrana

Castelfranco-Località San Floriano

Riese PioX

ANNO 2004	CASTELFRANCO			TOTALE (kWh)
	ISTRANA (kWh)	RIESE PIO X (kWh)	LOC SAN FLORIANO (kWh)	
1° SEMESTRE	1.193.322	552.707	38.310	1.784.339
2° SEMESTRE	1.383.977	503.713	37.160	1.924.850
TOT. ANNO 2004	2.577.299	1.056.420	75.470	3.709.189

## DISPONIBILITÀ DELLA RISORSA IN PROVINCIA

Oltre alle discariche prese in considerazione vi sono altre due che fanno recupero energetico del biogas. In quest'ambito ormai con l'entrata in vigore del Dlgs .36/03 è obbligatorio per le discariche effettuare la captazione del biogas e possibilmente trasformarlo in energia con dei

notevoli vantaggi. Infatti è possibile far sì che una necessità possa diventare un vantaggio economico per il gestore. Come abbiamo visto la trasformazione del biogas in energia è possibile solo in un certo periodo di vita della discarica.

## **COSTI**

Il recupero del biogas da discarica opportunamente progettato e gestito risulta essere molto redditizio infatti con un investimento iniziale pari a 800-1500 €/kW di potenza installata in funzione della capacità degli impianti che solitamente è ridotta (generalmente dai 500kW a 1MW e comunque sempre al di sotto dei 5MW). Per esempio una discarica da un milione di tonnellate in post chiusura è in grado di generare dai 6 agli 8 GW/a che valgono circa 800.000 € all'anno a fronte di 200.000 € di gestione annuale con un generatore da un MW del costo iniziale di € 1500.000

## **CONCLUSIONI**

La materia organica che verrà conferita in discarica sarà via via minore, pertanto il biogas sviluppato sarà sempre minore. Se da un lato il biogas in discarica comporta rischi legati alla migrazione nel sottosuolo o nell'atmosfera è possibile sfruttarlo economicamente e impedendo così la dispersione del biogas in atmosfera o nel sottosuolo.

## **ENERGIA DA TERMOVALORIZZAZIONE DEI RIFIUTI**

### **TIPOLOGIA DELLA RISORSA**

La risorsa è costituita dai rifiuti, urbani o speciali, che per il loro potere calorifico possono essere sfruttati per produrre energia elettrica e termica.

Un rifiuto particolare è il cosiddetto "CDR", *combustibile derivato dai rifiuti*: è un rifiuto speciale definito tale ai sensi dell'art. 7 comma 3 lett. I-bis del D. Lgs. n. 22/97, ed è prodotto attraverso selezione/trattamento di RSU o di rifiuti speciali non pericolosi ed ha un codice CER specifico 191210.

Secondo la norma tecnica emanata con il DM 05.02.98 (paragrafo 14.1) i rifiuti urbani e assimilati che possono essere impiegati per la produzione del CDR, con riferimento al codice CER, sono:

070213 rifiuti plastici  
150102 imballaggi in plastica  
150103 imballaggi in legno  
150105 imballaggi compositi  
150106 imballaggi in più materiali  
160103 pneumatici usati  
160119 plastica da veicoli fuori uso  
170201 rifiuti in legno da costruzione e demolizione  
170203 rifiuti in plastica da costruzione e demolizione  
191201 rifiuti in carta e cartone da trattamento meccanico dei rifiuti  
191204 rifiuti in plastica e gomma da trattamento meccanico dei rifiuti  
191212 altri rifiuti prodotti da trattamento meccanico dei rifiuti  
200203 rifiuti prodotti da giardini e parchi non biodegradabili  
200301 rifiuti urbani non differenziati

I suddetti RAU possono essere impiegati nella produzione del CDR in percentuale max del 50% in peso attraverso cicli di lavorazione che ne garantiscano un adeguato potere calorifico,

riducano la presenza di materiale metallico, vetri, inerti, materiale putrescibile, contenuto di umidità e di sostanze pericolose.

Le caratteristiche del CDR sono riportate nell'All. 2, sub all. 1 del D.M. 05.02.1998 e, con particolare riferimento a umidità specifica e Potere Calorifico Inferiore, devono essere rispettate le seguenti condizioni:

- P.C.I. minimo, sul tal quale: 15.000 kJ/kg;
- Umidità, in massa, max: 25%

## TECNOLOGIA DELLA RISORSA

### Impianti di combustione

La scelta della tecnologia di recupero energetico deve essere fatta in funzione della tipologia del rifiuto da trattare ed principalmente in funzione del suo potere calorifico e delle sue caratteristiche chimico-fisiche (densità, pezzatura, contenuto di umidità, di inerti, di frazione volatile, ecc.).

Le principali tecnologie impiegabili sono:

- forni a griglia;
- forni a letto fluidizzato;
- forni a tamburo rotante.

I **fori a griglia** sono utilizzati principalmente nella combustione di rifiuti urbani e assimilabili tal quali o di frazione secca e possono essere a griglia fissa o a griglia mobile.

Sono costituiti principalmente da una griglia su cui viene formato un letto di rifiuti dello spessore di alcune decine di centimetri. L'aria necessaria alla combustione viene iniettata parte sotto la griglia (in genere divisa in più comparti) e in parte sopra del letto, in modo da fornire l'eccesso necessario al completamento della combustione.

La soluzione maggiormente adottata è quella della griglia mobile, di solito posizionata in modo inclinato all'interno della camera di combustione e costituita da una serie di gradini mobili. Il rifiuto, tramite tramoggia, viene immesso nella parte più alta e fatto scivolare nei gradini più bassi attraverso uno spintore, ed è sottoposto ad un flusso di aria primaria iniettata al di sotto della griglia e aria secondaria, immessa nella parte alta della camera di combustione.

Questa apparecchiatura è stata concepita per la combustione del RU tal quale ma può essere adattata alla combustione di CDR, con i dovuti accorgimenti.

I **fori a letto fluido** sono adatti a rifiuti pretrattati (CDR). Sono costituiti da camere cilindriche verticali con pareti refrattarie o membranate all'interno delle quali il rifiuto viene mantenuto in sospensione da una corrente d'aria in sospensione. All'interno di queste camere viene mantenuto un certo quantitativo di materiale inerte (il "letto"), di solito sabbia, tenuto in sospensione ("fluido") da una corrente ascendente di aria, che funge da comburente, immessa attraverso una griglia di distribuzione posta sul fondo. Il movimento del letto di sabbia garantisce un buon contatto comburente-combustibile (rifiuto), oltre a una notevole uniformità di temperatura e di miscelazione, che contribuiscono a garantire una combustione costante e completa.

I **Forni a tamburo rotante** sono meglio utilizzabili per rifiuti con PCI costante ed elevato (rifiuti industriali) e possono essere alimentati sia con solidi, che con liquidi e fusti.

I forni a tamburo rotante sono costituiti da un cilindro metallico in rotazione, leggermente inclinato sull'orizzontale (1 – 3%) per favorire l'avanzamento del materiale. Il tamburo è tipicamente rivestito all'interno da materiale refrattario per proteggere l'involucro metallico dalla temperatura elevata e dall'aggressione chimica: in alcune applicazioni il tamburo può essere realizzato in pareti a tubi d'acqua per la produzione di vapore.

Nelle applicazioni ai processi di termodistruzione, i rifiuti vengono alimentati in corrispondenza della testata equipaggiata con bruciatore ed avanzano in equicorrente ai fumi sino alla zona di scarico presso la testata opposta.

Il materiale forma uno strato, detto "suola", di alcune decine di cm; il contatto dello stesso con l'aria di combustione avviene solo superficialmente e non attraverso la massa per cui il materiale brucia in aria secca; per tale motivo il residuo di combustione nelle scorie è superiore rispetto a quello dei forni a griglia; la combustione delle sostanze volatili è abitualmente completata in una camera statica di postcombustione all'interno della quale passano i fumi in uscita dal tamburo rotante.

## **ALTRE TIPOLOGIE: PIROLISI, GASSIFICAZIONE, PLASMA**

**Pirolisi.** Il processo di pirolisi consiste in una conversione termochimica che consente di trasformare la sostanza organica presente nel rifiuto in prodotti finali (solidi, liquidi e gassosi) combustibili. La pirolisi avviene in assenza di agenti ossidanti, o con una presenza così limitata di questi tale da poter trascurare le reazioni di ossidazione. Il calore necessario per l'evoluzione del processo può essere fornito indirettamente, attraverso le pareti del reattore (trasporto di calore per convezione ed irraggiamento), oppure direttamente ricircolando un mezzo riscaldante nel letto (trasporto di calore per conduzione).

**Gassificazione.** La gassificazione è un processo termico che avviene in una limitata e controllata quantità di ossigeno (o di un altro agente gassificante), in modo tale da realizzare una combustione parziale che fornisca l'energia necessaria all'avanzamento delle reazioni endotermiche: in sostanza si impiegano rifiuti per la produzione di un gas di sintesi con un processo autotermico. Come nel caso della pirolisi, la gassificazione del rifiuto non si propone l'immediata fruizione del suo contenuto energetico bensì persegue la sua trasformazione in combustibile.

**Plasma.** Il processo al plasma prevede la degradazione a livello molecolare della sostanza trattata.

In linea di principio, potendo superare localmente i 10.000°C, si tratta di un processo di vetrificazione-pirolisi che può essere applicato a rifiuti solidi eterogenei e a rifiuti organici pericolosi. Nel primo caso si ottiene una scoria vetrificata non lisciviabile nel secondo si hanno atomi ionizzati che si ricombinano successivamente formando composti non più pericolosi e, in perfetta analogia con la pirolisi tradizionale precedentemente vista, spesso combustibili.

## **DISPONIBILITA' DELLA RISORSA IN PROVINCIA**

In provincia di Treviso è presente un impianto di produzione del CDR dalla raffinazione della frazione secca del rifiuto solido urbano, abbinata alla produzione di biostabilizzato da discarica.

Nel 2003 la produzione totale di BD (biostabilizzato di discarica) e CDR è stata di 84.000 t. Di queste, il CDR effettivamente prodotto è stato pari a: 22.579 t (537 t inviate a combustione). Nel 2004 è stata prodotta una quantità di CDR pari a 37.719 t (9031 t inviate a combustione) di CDR.

Dai dati in nostro possesso si evince, pertanto, dal 2003 al 2004 un aumento nella produzione di CDR del 40%, e di utilizzo dello stesso ai fini energetici del 94%.

## **APPLICAZIONI ESISTENTI IN PROVINCIA**

Attualmente non esiste in Provincia di Treviso alcun impianto di termovalorizzazione di rifiuti urbani/CDR.

Per quanto riguarda i rifiuti prettamente di origine industriale, esistono alcuni impianti che, in regime di comunicazione ai sensi degli artt. 31 e 33 del D. Lgs. n. 22/97 producono energia che viene riutilizzata all'interno del ciclo produttivo stesso.

I rifiuti interessati da tale attività sono costituiti da scarti di lavorazioni alimentari e sono ricondotti ai seguenti codici CER:

020303 Rifiuti dalla preparazione e del trattamento di carne, pesce ed altri alimenti di origine animale - scarti inutilizzabili per il consumo e la trasformazione

020704 Rifiuti della produzione di bevande alcoliche ed analcoliche (tranne caffè, tè e cacao)-scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione

Tutti gli impianti hanno una potenza termica nominale compresa tra 1 e 6 MWt

È presente, inoltre, in Provincia una ditta che recupera energia termica da rifiuti non pericolosi in regime di autorizzazione ex art. 27 e 28 del D. Lgs. n. 22/97. I rifiuti, trattati in conto terzi, riguardano i seguenti codici CER:

020203 o 020299: farine e grassi animali, P.C.I. min 12.000 kJ/kg per le farine proteiche animali e 30.000 kJ/kg per i grassi animali; quantità max trattata annualmente: 25.000 t.

160103: pneumatici fuori uso, P.C.I. minimo 25.000 kJ/kg; quantità max trattata annualmente: 60.000 t.

I rifiuti vengono utilizzati in combustione diretta per la produzione di energia termica nel forno dedicato alla preparazione del clinker.

## IMPATTO AMBIENTALE

Il principale impatto negativo generato dalla combustione è costituito dalle emissioni di sostanze inquinanti.

Ogni tipologia di biomassa e di combustione è caratterizzata da un certo tipo di sostanze inquinanti e/o da residui della combustione stessa, gli inquinanti e i prodotti più significativi per ogni tipo di sfruttamento sono riassunti in tabella e approfonditi in seguito.

Nella colonna relativa ai rifiuti sono indicati tutti gli inquinanti producibili dall'utilizzo di tali biomasse, distinguendo tra ciò che deriva da una digestione anaerobica (dei liquami zootecnici, indicata con "z" e intesa anche come reattore la discarica, indicata con "d") e i prodotti della combustione di rifiuti, sia di origine domestica che industriale.

Dai processi di combustione (del legno, dei rifiuti, ecc.) si possono originare centinaia di composti inquinanti diversi, liberati nell'ambiente sotto forma solida, liquida e gassosa (aerosol).

Ciò è causato in genere da una non completa combustione, (dovuta alle basse temperature, ai tempi di reazione troppo corti, alla scarsa quantità di ossigeno) e della presenza di contaminanti non carboniosi,

Tra queste sostanze, il gruppo degli idrocarburi, la formaldeide, le polveri, il monossido di carbonio, gli ossidi di azoto e l'anidride solforosa. Nel caso di combustione di rifiuti si ritrovano nelle emissioni anche gli ossidi di azoto (NOx) e microinquinanti, come policlorodibenzodiossine e policlorodibenzofurani.

Tuttavia la natura e la quantità delle emissioni che, va ricordato, devono rispettare precisi limiti di legge nelle concentrazioni delle sostanze presenti nei fumi, dipendono dalla tipologia impiantistica, anche per ciò che attiene al sistema di filtrazione e abbattimento fumi presente a monte del punto di emissione.

Nella tabella successiva è riportato uno schema riassuntivo delle emissioni derivanti dai processi di trasformazione in energia delle biomasse a seconda delle tipologie delle stesse.

			RIFIUTI	
BIOMASSE	legnose	da attività agricole	discariche/liquami	Termovalorizzazione
ceneri	X			X
CO <sub>2</sub>	X	X	X (d,z)	
CO			X (z)	X
ODORI		X	X (d,z)	
NO <sub>x</sub>	X			X
POLVERI	X		X (z)	X

Tabella 6 - Caratteristiche dei principali prodotti di combustione per ogni tipologia di biomassa.

## CO<sub>2</sub>/CO

La principale sostanza emessa attraverso la combustione del legno è la CO<sub>2</sub>, la quale è legata al problema dell'effetto serra nell'ambito dei cambiamenti climatici globali.

Tuttavia, quando l'impiego periodico del legno è uguale o inferiore all'incremento del sistema arboreo, si può affermare che il suo utilizzo non contribuisce all'incremento globale di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera.

Nella tabella vengono riportati i valori di emissione di CO<sub>2</sub> per varie tipologie di combustibile. Tali valori tengono conto anche del fatto che le emissioni di CO<sub>2</sub> si verificano non solo nel processo finale di combustione, ma anche durante la generazione del combustibile stesso, tali emissioni derivano da quella parte di energia che viene consumata per la produzione.

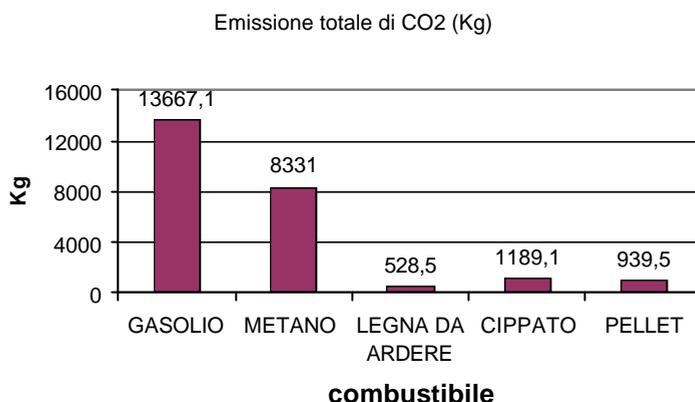


Grafico 3 - Emissioni totali dei combustibili da caldaie a varia alimentazione, tutte con potenza di 25 kW, per riscaldare un edificio di circa 850 m<sup>3</sup>.

Le emissioni di biogas dalle discariche contribuiscono in maniera rilevante all'effetto serra, sia per il contenuto di anidride carbonica che per il contenuto di metano, il metano ha un'attività di effetto serra valutabile intorno a 21 volte quello dell'anidride carbonica. Captando il biogas di una discarica si permette di eliminare gli impatti dannosi sull'ambiente e sulla popolazione. Infatti il biogas rappresenta la fonte di pressione maggiormente sentita dalla popolazione che vive in prossimità degli impianti. Il rilascio di biogas nell'ambiente si manifesta sotto forma di emissioni di odori, pericolo d'incendio ed esplosioni. Se gestito correttamente le sostanze odorigene non sono percepite oltre una ristretta fascia di rispetto.

L'ossido di carbonio è tipico di combustioni con basso tenore d'ossigeno e a bassa temperatura, il limite di emissione varia in funzione delle tipologie d'impianto.

### Polveri

le emissioni di polveri del legno sono generalmente superiori a quelle delle altre fonti specialmente se si considera l'emissione puntuale al camino.

Tuttavia il dimensionamento adeguato e la corretta gestione di un impianto di trattamento e abbattimento delle emissioni consente di ottenere facilmente una diminuzione di concentrazione delle polveri

Infatti oggi per potenze superiori a 500 kW esistono tecnologie di abbattimento degli inquinanti che possono essere applicate in modo sostenibile dal punto di vista economico.

In questo modo possono essere raggiunti valori di emissione di aerosol inferiori a 10 mg/Nm<sup>3</sup> (il limite fissato dalla normativa italiana per una potenza massima di 3 MW è di 100 mg/Nm<sup>3</sup>). Alcuni studi hanno dimostrato che i processi di combustione del legno, adeguatamente ottimizzati, generano emissioni di particelle totali inferiori a quelle emesse dai veicoli Diesel (EURO 3).

## CENERI

Le ceneri rappresentano i residui solidi della combustione. Se la combustione è perfetta, le ceneri sono composte di sostanze minerali incombustibili.

Le ceneri generalmente devono essere smaltite. Esiste tuttavia qualche limitato impiego nel settore agricolo e forestale, nonché prove di impiego in altri settori.

Nel caso di combustione di rifiuti come il CDR o il RSU tal quale assieme alle ceneri, come residui solidi della combustione, si ritrovano anche le scorie, ancora più pesanti delle prime.

## NORMATIVA

**Dlgs n. 22 del 05/02/97**, in attuazione delle Direttive Europee sulla gestione dei rifiuti, degli imballaggi e dei rifiuti di imballaggi.

**D.M. Ambiente e Tutela del Territorio del 5/2/1998**: Individuazione dei rifiuti non pericolosi sottoposti alle procedure semplificate di recupero, sia di materia che di energia, ai sensi degli articoli 31 e 33 del D. L.vo n. 22 del 05/02/97

**Dlgs 36 del 13/01/03**, in attuazione della Direttiva 1999/31/CE relativa alle discariche dei rifiuti

**D.M. dell'Ambiente de 13/03/03**, recante criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica.

Il **DPCM 8 Marzo 2002** indica le caratteristiche merceologiche dei combustibili ai fini dell'inquinamento atmosferico e le caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione. Il decreto indica inoltre i valori limite di emissioni da rispettare negli impianti termici.

Se gli impianti hanno potenza inferiore o uguale a 1 MW si applica l'art. 2, comma 1, del **D.P.R. 25/07/91**, secondo il quale per l'esercizio di attività ad inquinamento atmosferico poco significativo non si richiede autorizzazione.

Per quanto riguarda il percorso autorizzativo, per installare o trasformare un impianto, secondo il **D.P.R. 1391/70**, quando la potenza supera le 100.000 kcal/h, si deve presentare domanda, contenente il progetto particolareggiato, al comando provinciale dei vigili del fuoco. Ad approvazione avvenuta si può procedere all'installazione, con regolare denuncia di attività all'ISPESL e collaudo.

La **L. 10/91**, inoltre, prevede contributi in conto capitale a sostegno delle fonti rinnovabili nell'edilizia, per studi di fattibilità economica e progetti esecutivi, per progetti dimostrativi anche nel settore agricolo.

Con il **D. Lgs 112/98** vengono trasferite alle Regioni e agli Enti locali ulteriori funzioni e competenze in materia ambientale ed energetica, tra le quali alcune funzioni applicative della Legge 10/91. In base a questa legge le Regioni possono finanziare le fonti rinnovabili con fondi propri, tra cui una quota di imposte sulla benzina.

## BIBLIOGRAFIA

- AIEL. Impatto sulla qualità dell'aria dell'uso energetico del legno naturale nei moderni generatori di calore alimentati a combustibili legnosi. AIEL 2005
- Apat. Le biomasse legnose. Un'indagine sulle potenzialità del settore forestale italiano nell'offerta di fonti di energia. Rapporti 30/2003.
- Enea. Energia termica da biomasse: aspetti tecnici e ambientali.
- ISSI. Indagine sul riciclaggio del legno e sui costi di gestione. Istituto Sviluppo Sostenibile Italia, 2003.

- Itabia. Dossier: Caldaie a Biomasse per impianti di riscaldamento domestico. Progetto Res & Rue Dissemination.
- Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, Itabia. Le biomasse per l'energia e l'ambiente. Rapporto 2003. Gjemme 2004.
- Ministero dell'Ambiente "Linee guida per lo sfruttamento energetico delle fonti energetiche rinnovabili all'interno delle aree naturali protette delle zone ad obiettivo 1.- P.O.N. ATAS 2000-2006".
- Regione Piemonte. L'energia del legno – nozioni, concetti e numeri di base. Arti grafiche Urbani, 2004.
- Regione Veneto. Dati di cartografia forestale della provincia di Treviso. 2003.
- Regione Veneto. "Il Veneto e il suo Ambiente nel XXI secolo".
- Uncem, università degli studi di Padova, Regione del Veneto. Ricerca finalizzata allo studio della produzione dei residui legnosi da parte delle industrie di prima lavorazione operanti nelle aree montane e pedemontane della regione del Veneto. Non pubblicato.
- Veneto Agricoltura. Energie rinnovabili in montagna: il fuoco e l'acqua per i residenti. Veneto Agricoltura, Legnaro (Pd) 2002.
- ENEA Rapporto Energia Ambiente 2004
- ARPAV-Fonti rinnovabili di energia-Potenzialità e applicazioni nella Provincia di Verona
- Università di Parma Tesi di Laurea-Luca Sabini Impianto di recupero energetico dal biogas prodotto dalla discarica della Comunità Montana delle Valli del Taro e del Ceno (Parma) in località Piani di Tiedoli
- [www.ssc.it](http://www.ssc.it) – Stazione sperimentale per i combustibili a cura di Pianificazione Strategica – maggio 2005
- [www.atia.it](http://www.atia.it) – area CITEC

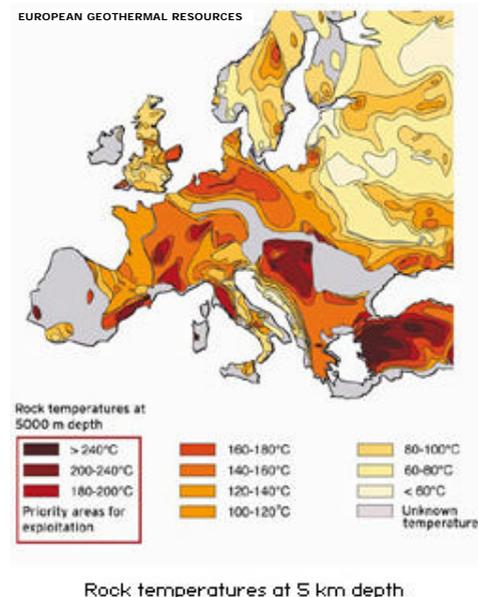
# ENERGIA GEOTERMICA

## INTRODUZIONE

Lo sfruttamento dell'energia geotermica ai fini della produzione di energia elettrica ha compiuto da poco cento anni, nel 2004 i festeggiamenti a Larderello in cui è stata rievocata l'accensione delle prime cinque lampadine da parte del Principe Ginori Conti mediante una dinamo trascinata da un motore alternativo utilizzando vapore endogeno. Un primato tutto italiano, primo paese al mondo a sfruttare l'energia geotermica. Nel 2004 l'energia elettrica generata da centrali geotermiche in Toscana rappresentava il 26% dell'energia utilizzata nella regione stessa, indicativamente una percentuale superiore al limite del 25% posto come traguardo da raggiungere dalla comunità europea a tutti i paesi entro il 2010 per la produzione di energia da fonti rinnovabili.



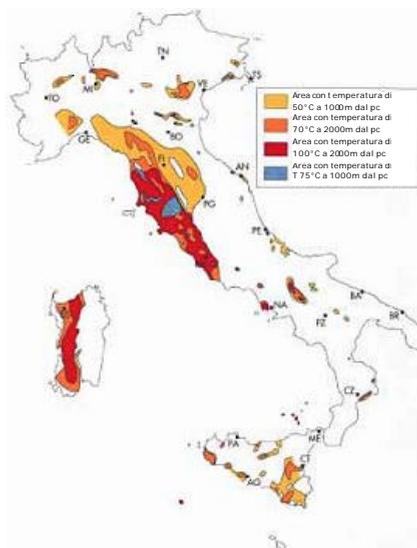
L'origine dell'energia geotermica risiede nella struttura interna della terra e nei processi fisici che in essa avvengono. Il



calore interno che fluisce verso la superficie, e del quale si ha testimonianza attraverso vulcani, sorgenti termali, soffioni e geysers, è normalmente impercettibile con un riscaldamento progressivo con la profondità di circa 3°C ogni 100m. La quantità di energia messa a disposizione da questa fonte è praticamente inesauribile, ma solo in determinate zone si trova a profondità e condizioni tali per uno sfruttamento industriale.

Condizione essenziale per lo sfruttamento industriale della risorsa è che esistano dei fluidi geotermici, generalmente acqua meteorica, i quali penetrati nel sottosuolo e riscaldati a temperature superiori ai 150°C, dalle rocce calde, restino intrappolati da strati di terreno impermeabile ad una profondità che ne permettano il raggiungimento tramite perforazione, a profondità non oltre 5000 metri, limite che attualmente risulta essere possibile ed economicamente conveniente. Nuove tecnologie si stanno comunque sviluppando, le quali sfruttano la presenza non solo di fluidi geotermici a temperature di poco superiori a

120°C oppure la presenza non di fluidi ma di rocce calde.



## TECNOLOGIE ED UTILIZZO DELLA RISORSA

Nel panorama delle energie rinnovabili, l'energia geotermica è certamente quella che offre maggiori spunti per il proprio sfruttamento. La più nota modalità di utilizzo è la generazione di energia elettrica, peculiarità nel caso la risorsa si presenti a temperatura elevate comprese tra i 120°C e i 300°C. Per temperature inferiori le applicazioni sono le più svariate, fino ai 38°C acquicoltura, da 38 a 80° sericoltura, da 80°C a 100°C teleriscaldamento in questo ultimo caso l'unica inconveniente resta la disponibilità della risorsa solo nelle vicinanze del punto di estrazione. Queste sono solo alcune delle possibili applicazioni, da non trascurare l'utilizzo in processi di biodegradazione e fermentazione, riscaldamenti di terreni, coltivazione di funghi, allevamento di animali, riscaldamento di serre, refrigerazione, essiccazione di materiali organici, essiccazione rapida di prodotti agricoli, estrazione di Sali per evaporazione e cristallizzazione, essiccazione di alimenti ittici, essiccazione di diatomite, lisciviazione nell'industria della carta ed altro. Infine, le acque calde ricche di minerali vengono soventemente usate per scopi terapeutici (balneologia) e cosmetici.

### CENTRALI GEO-TERMEOLETTRICHE

Al fine dello sfruttamento industriale rivolto alla produzione di energia elettrica la risorsa geotermica non viene utilizzata in tutte le forme o stati questa si presenti. Attualmente sono utilizzati per tal scopo solo i sistemi idrotermali, schematizzabili come dei serbatoi geotermici ricoperti da terreno impermeabile, all'interno dei quali è contenuto il liquido geotermico. Nel caso il fluido geotermico estratto si presenti sottoforma di vapore saturo il sistema viene denominato a "vapore dominante", nel mondo sono noti pochi sistemi di questo tipo: Italia (Larderello), California (The Geysers), Giappone e Nuovo Messico. Quando invece la parte dominante del liquido estratto rimane allo stato liquido il sistema viene denominato ad "acqua dominante", la temperatura in questo tipo di sistema è compresa tra 125 e 225° C. Questi sistemi sono più abbondanti del tipo precedente.

La risorsa geotermica si presenta comunque sotto altre forme classificabili come segue:

- *Sistemi ad acqua calda*: sono costituiti da acqua a temperatura inferiore ai 100° C (50-82° C) utilizzabile soprattutto per usi civili, riscaldamento delle abitazioni, agricoltura ed industria..

- *Sistemi in rocce calde secche*: in questa tipologia di sistemi non esiste un fluido geotermico, ma solo rocce. Nel serbatoio viene iniettata acqua che riscaldata dalle rocce calde viene fatta risalire in superficie per il suo sfruttamento. Questa tipologia di sistemi risulta essere la più estesa risorsa geotermica al modo.
- *Sistemi magmatici*: sfruttano il calore diretto di un magma per riscaldare un fluido di lavoro. Sono al primo stadio di sperimentazione.

## PRODUZIONE DI ENERGIA O RISPARMIO ENERGETICO

Lo sfruttamento dell'energia geotermica negli ultimi anni non è rimasta solo una prerogativa degli impianti industriali, ma si è inserita sempre più nelle abitazioni offrendo la possibilità del riscaldamento degli ambienti attraverso l'utilizzo delle pompe di calore. Soluzioni quali sono:

- le sonde geotermiche: scambiatori di calore infilati verticalmente nel terreno ad una profondità compresa tra i 50 e i 200m.
- Le serpentine nel terreno: scambiatori di calore messi orizzontalmente ad una profondità di circa 1,5m in terreni liberi in superficie.
- i sistemi a pozzi d'estrazione e reimmissione utilizzano le acque sotterranee o superficiali, che vengono raffreddate.
- i pali energetici sono degli scambiatori di calore integrati negli elementi di fondazione di costruzioni palificate.

offrono valide alternative agli impianti di riscaldamento classici e vengono sempre più utilizzate anche nelle abitazioni o piccoli complessi abitativi, in alcuni casi integrandole anche con sistemi di sfruttamento dell'energia solare.

## QUANTO COSTA PRODURRE UN kWh DI ENERGIA GEOTERMoeLETRICA

L'Italia dal lontano 1904, data di nascita dell'energia geotermoelettrica, resta uno dei maggiori produttori mondiali, con una potenza installata nel 2002 di 699MW, pari al 10% dell'energia prodotta nel mondo (fonte enel). Un dato considerevole se si pensa che tutti gli impianti installati sono situati in Toscana

Attualmente i costi di produzione di un kWh ottenuto in centrali geotermoelettriche si attesta tra gli 0,07 ed i 0,09 euro, paragonabile al costo di un kWh ottenuto nelle centrali a ciclo combinato a metano che è compreso tra i 0,06 ed i 0,07 euro, che permettono attualmente il minor costo possibile (fonte enel). Premesso che la vita media di una centrale geotermoelettrica è molto più lunga di una centrale a metano i costi per la produzioni possono considerarsi del tutto paragonabili.

## IMPATTO AMBIENTALE

Nonostante sia di modesta entità rispetto ad altre risorse quali i combustibili di origine fossile, l'impatto ambientale inerente lo sfruttamento dell'energia geotermica non è trascurabile. Resta comunque un'importante peculiarità, l'utilizzo della risorsa avviene nelle immediate vicinanze del punto di estrazione e non esistono processi di trattamento intermedio.

Nei punti successivi verranno illustrati alcuni aspetti per quanto riguarda l'impatto ambientale delle centrali Geotermiche.

- *Aspetto paesaggistico - naturalistico*. Tranne per gli eventuali vapordotti ed acquedotti di reiniezioni, l'impatto paesaggistico può essere paragonato all'insediamento di un qualsiasi impianto industriale. Scelte oculute nella realizzazione delle opere, ed una particolare sensibilità paesaggistica possono diminuire notevolmente il problema.
- *Inquinamento acustico*. Una volta terminata la realizzazione dell'impianto non sussistono particolari problemi, se non all'apertura delle valvole di sfogo, problema comunque attenuabile.

- *Subsidenza*. Possono verificarsi fenomeni di abbassamento dei livelli di terreno dovuto allo sfruttamento della risorsa, la soluzione adottata per mitigare il problema è la realizzazione di un sistema di pozzi di reiniezione per ripristinare la pressione nella roccia serbatoio.
- *Microsismicità*. Possono verificarsi eventi di microsismicità, rilevabili normalmente solo dai sismografi. Il problema può essere sensibilmente diminuito, con uno studio sul posizionamento di pozzi reiniettori, ed un controllo della reiniezione.
- Fluidi geotermici di ritorno (reflui liquidi). La risorsa geotermica estratta (acqua o vapore, oppure entrambi), contiene una varietà di sostanze (per esempio boro, arsenico, mercurio, piombo, zolfo) potenzialmente nocive per l'ambiente e per l'uomo. La composizione del fluido estratto varia da zona a zona e dipende dalla tipologia delle rocce che compongono il serbatoio geotermico. Per evitare eventuali inquinamenti i liquidi di produzione delle centrali sono reiniettati nel luogo di provenienza. Tale intervento crea anche una parziale ricarica del serbatoio ed evita problemi di subsidenza.
- *Emissioni degli impianti geotermoelettrici*. Parte dei fluidi geotermici estratti risultano essere gas incondensabili, i quali dopo la fase di condensazione del fluido, vengono rilasciati in atmosfera. Tipici componenti delle emissioni sono anidride carbonica, idrogeno solforato, metano, idrogeno, tracce di radon, acido borico, mercurio. Attualmente sono allo studio nuovi sistemi di trattamento dei gas emessi dalle centrali denominati AMIS (Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solforato) i quali si propongono di ridurre le emissioni di mercurio e di idrogeno solforato, quest'ultimo colpevole del tipico odore di "uova marce" presente in corrispondenza degli impianti.

Per concludere un confronto con le emissioni tipiche di un impianto a combustibili fossili: emissioni di solfuri pari a solo 0,2 kg/MWh, contro i 4,7 kg/MWh degli impianti ad olio combustibile e 5,4 kg/MWh degli impianti a carbone; emissione di anidride carbonica (dovuta ai gas incondensabili) è, in media, solo 45 kg/MWh, contro i 660 kg/MWh degli impianti ad olio combustibile e 900 kg/MWh degli impianti a carbone. Gli ossidi di azoto non sono emessi.

## POTENZIALE DI APPLICAZIONE IN PROVINCIA DI TREVISO

Attualmente non risulta essere stato fatto nessuno studio particolare sullo sfruttamento dell'energia geotermica nella provincia di Treviso finalizzato alla produzione di energia elettrica. In assenza di dati oggettivi risulta difficile formulare una qualsiasi ipotesi sull'eventuale possibilità di realizzare una centrale geotermica. Si spera che nel futuro possano essere realizzati degli studi di fattibilità per lo sfruttamento della risorsa non solo per la generazione di energia elettrica, ma anche per l'utilizzo nell'agricoltura, nell'allevamento, e nell'industria e non ultimo anche a livello domestico in un'ottica non solo di fonte rinnovabile di energia ma anche di risparmio energetico.

## NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Di seguito sono riportate le principali norme nazionali e regionali relative allo sfruttamento ed utilizzo delle risorse geotermiche.

- Legge 9 dicembre 1986, n. 896 - Recante disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche
- Legge 9.1.1991 n. 9 – Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali (in particolare art. 15).

- DPR 27.5.1991 n.395 - Regolamento di attuazione della legge 9 dicembre 1986, n.896, recante disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche.
- Decreto legislativo 31.3.1998 n.112 - Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997 n.59.
- Legge regione Veneto 10 ottobre 1989 n. 40 – Disciplina della ricerca, coltivazione e utilizzo delle acque minerali e termali.
- D.Lgs. 112/1998 art.34 – specifica che le funzioni degli uffici centrali e periferici dello Stato relative alle concessioni di coltivazione delle risorse geotermiche sulla terraferma sono delegate alle regioni.

## **BIBLIOGRAFIA**

ARPAV Dipartimento di Verona – Fonti rinnovabili di energia 2004

ARPAT – Energia Geotermica - 1998

Siti internet consultati

[europa.eu.int](http://europa.eu.int)

[enelgreenpower.enel.it](http://enelgreenpower.enel.it)

[www.enel.it/progettogeotermia](http://www.enel.it/progettogeotermia)

[www.igg.cnr.it](http://www.igg.cnr.it)

[www.energoclub.it](http://www.energoclub.it)

[www.geothermal-energy.ch](http://www.geothermal-energy.ch)

[www.isit100.fe.it](http://www.isit100.fe.it)

[www.area.fi.cnr.it](http://www.area.fi.cnr.it)

[www.dhm.ch](http://www.dhm.ch)

[www.geothermal-energy.ch](http://www.geothermal-energy.ch)

[www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org)

Immagini

La mappa geotermica dell'Italia: Istituto per le Ricerche Geotermiche CNR Pisa – Ricerca e Società n°8

La mappa geotermica dell'Europa: [europa.eu.int](http://europa.eu.int) – energy research – geothermal energy