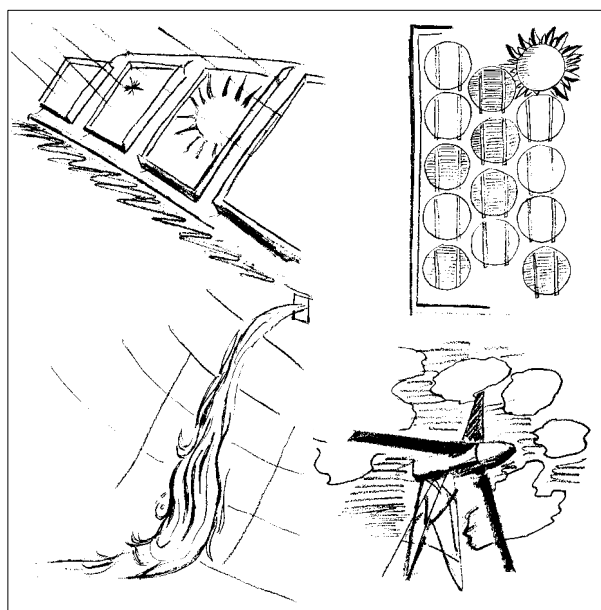


Regione MARCHE



“PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE” (linee di programmazione e di indirizzo della politica energetica regionale)



6

Governo della offerta di energia

1. PREMESSA	6
2. LE ENERGIE RINNOVABILI	7
2.1 PREMESSA.....	7
3. LE BIOMASSE	9
3.1 INTRODUZIONE	9
3.2 BIOMASSE RESIDUALI AGRICOLE E FORESTALI	10
3.2.1 Attuale disponibilità e potenziale energetico	10
3.2.2 Aspetti da sviluppare.....	12
3.3 COLTURE DEDICATE	14
3.3.1 Attuale disponibilità e potenziale energetico	14
3.3.2 Aspetti da sviluppare.....	15
3.4 BIOMASSE RESIDUALI INDUSTRIALI	17
3.4.1 Attuale disponibilità e potenziale energetico	17
3.4.2 Aspetti da sviluppare.....	18
3.5 BIOMASSE RESIDUALI UMIDE	18
3.5.1 Attuale disponibilità e potenziale energetico	18
3.5.2 Aspetti da sviluppare.....	19
3.6 BIODIESEL	19
3.6.1 Attuale disponibilità e potenziale energetico	19
3.6.2 Aspetti da sviluppare.....	21
3.7 AZIONI DI SUPPORTO	23
3.8 SINTESI DELLE MISURE DI PROMOZIONE DELLE BIOMASSE	24
4. L'ENERGIA EOLICA.....	28
4.1 INTRODUZIONE	28

4.2	ANALISI DEI DATI ANEMOLOGICI	31
4.3	GLI IMPIANTI EOLICI OFF-SHORE	46
4.3.1	Risorsa eolica marina in prossimità della costa marchigiana.....	47
4.3.2	Impatto degli impianti eolici off-shore sull'avifauna	53
4.4	PROGRAMMI ED AZIONI CHE DETRMINANO IL GRADO DI PENETRAZIONE DELL'ENERGIA EOLICA NEL TERRITORIO MARCHIGIANO	56
4.5	INTERAZIONE TRA LA FAUNA E GLI IMPIANTI EOLICI.....	60
4.5.1	Impianti eolici e fauna.....	61
4.5.2	Fauna delle Marche	67
4.5.3	Considerazioni finali	73
4.6	INTERAZIONE TRA LA FLORA E GLI IMPIANTI EOLICI	75
4.6.1	Aspetti floristici.....	75
4.6.2	Aspetti vegetazionali	76
4.6.3	Aspetti ecologici.....	79
4.6.4	Il contesto paesaggistico	82
4.6.5	Caratterizzazione degli impatti connessi con le centrali eoliche	83
4.6.6	Valutazioni generali.....	87
4.7	PRESUPPOSTI PER LA STESURA DI LINEE GUIDA PER INSTALLAZIONI EOLICHE NEL TERRITORIO MARCHIGIANO	90
4.7.1	Documentazione da presentare per la V.I.A.....	94
4.8	APPENDICE A	95
4.8.1	Parametri di merito degli impianti eolici	95
4.9	APPENDICE B	101
4.9.1	Modello di distribuzione di Weibull	101
4.10	APPENDICE C	104
4.10.1	Importanza naturalistica delle praterie sfalciabili dell'Appennino centrale	104

5. L'ENERGIA IDROELETTRICA.....	106
--	------------

6. L'ENERGIA SOLARE.....	108
---------------------------------	------------

7. LA GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	110
---	------------

7.1	IL DEFICIT PRODUTTIVO E IL PAREGGIO DI BILANCIO ELETTRICO	110
7.2	LA GENERAZIONE DISTRIBUITA E LA COGENERAZIONE	118
7.2.1	Generalità	118
7.2.2	Caratteristiche dell'energia prodotta dalla G.D.	121
7.2.3	Parametri e metodi progettuali.....	122
7.2.4	Caratterizzazione delle utenze.....	123
7.3	PROSPETTIVE DI IMPIEGO DELLA G.D. NELLE MARCHE	123
7.3.1	Situazione della rete elettrica	124
7.3.2	Situazione della rete gas.....	124
7.3.3	Distribuzione delle potenze installate.....	125
7.3.4	Potenze MT/BT.....	126
7.3.5	Potenze AT.....	127
7.4	I DISTRETTI	128
7.5	IPOTESI DI SVILUPPO DELLA COGENERAZIONE NELLE MARCHE.....	130
7.5.1	Scenario 1.....	131
7.5.2	Scenario 2.....	131
7.5.3	Scenario 3.....	131
7.6	RICADUTE SUI COSTI DELL'ENERGIA	132
7.7	LINEE GUIDA PER UN'ESTETICA AMBIENTALE DEGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE ELETTRICA	134
7.7.1	La necessità di un corretto inserimento visivo	135
7.7.2	Tecniche specifiche di indagine e di progetto	137

8. ALLEGATO – VALUTAZIONE ENERGETICA DEL CICLO DEI RIFIUTI.....	140
--	------------

8.1	INQUADRAMENTO METODOLOGICO	140
8.1.1	I flussi di materiali.....	140
8.1.2	Il ciclo dei materiali	141
8.1.3	Materiali ed energia.....	143
8.1.4	Efficienza energetica nella gestione dei rifiuti	144
8.1.5	Scala delle priorità.....	145
8.1.6	Prevenzione e riduzione alla fonte.....	146
8.2	ANALISI DEL CICLO DEGLI RSU E VALUTAZIONE DELLE DIVERSE SOLUZIONI.....	150
8.2.1	Ferro.....	151
8.2.2	Alluminio	152
8.2.3	Vetro	152
8.2.4	Carta	153
8.2.5	Plastica.....	154
8.2.6	Organico.....	155
8.2.7	Organico: olii vegetali esausti	157
8.2.8	Tessuti.....	158
8.3	INDIVIDUAZIONE DI UNO SCHEMA OTTIMIZZATO DI DESTINAZIONE DELLE DIVERSE FRAZIONI MERCEOLOGICHE.....	158
8.3.1	Scenario 1.....	159
8.3.2	Scenario 2.....	161
8.3.3	Scenario al 2015.....	164
8.4	ANALISI DEL CICLO DEI RIFIUTI SPECIALI (RS).....	165

1. PREMESSA

Un'analisi dell'offerta di energia a livello regionale che possa servire da supporto ad indicazioni sul governo del sistema deve prendere in esame i seguenti aspetti:

- energie rinnovabili;
- capacità di generazione elettrica nella regione;
- ruolo dei rifiuti nel sistema energetico.

Il **ruolo delle energie rinnovabili è considerato fondamentale** e deve essere affrontato a monte di qualsiasi altra considerazione, separatamente da quello dei rifiuti anche a rimarcare la scelta di non assimilare i rifiuti alle energie rinnovabili.

Nel valutare il contributo ottenibile dalle energie rinnovabili è necessario differenziare le fonti che, per ragioni oggettive sia tecniche sia economiche, possono fornire apporti non trascurabili al bilancio energetico regionale nell'orizzonte temporale del presente piano da quelle che invece non saranno a breve in grado di influire su di esso.

Tra le prime vanno comprese sia le **biomasse** che la **fonte eolica**, le quali saranno valutate proprio nell'ottica di individuare la possibilità di ottenere contributi sostanziali al bilancio energetico.

Tra le seconde vanno annoverate l'energia idraulica e l'**energia solare**. Per quanto riguarda quest'ultima, pur se non è ragionevole aspettarsi grandi apporti da qui a dieci anni, se ne riconosce la funzione strategica orientando gran parte delle misure per l'uso razionale dell'energia in edilizia verso un suo sistematico sfruttamento sia in forma passiva (edilizia bioclimatica) che attiva (integrazione dei pannelli solari piani e dei pannelli fotovoltaici).

Tra tutti gli aspetti relativi alla offerta di energia quello su cui il PEAR può influire in modo più incisivo è di certo quello che fa riferimento alla capacità **di generazione elettrica**. In questa ottica la prima questione da affrontare è quella del deficit produttivo, vero collo di bottiglia dell'intero settore energetico regionale.

Si tratta quindi di valutare preventivamente se e quando questo deficit vada colmato per poi prendere in esame come configurare la produzione elettrica in regione nel prossimo decennio, avendo già la possibilità di mettere nel conto il contributo delle energie rinnovabili.

Per ciò che attiene il **ruolo energetico dei rifiuti**, è opportuno individuare l'eventuale contributo nel contesto del Piano triennale di Gestione dei Rifiuti. In allegato viene riportata una valutazione quantitativa sugli aspetti energetici del ciclo dei rifiuti.

2. LE ENERGIE RINNOVABILI

2.1 PREMESSA

La materia delle energie rinnovabili viene modificata dalla emanazione (avvenuta il 19 dicembre 2003) del Decreto legislativo n. 387 che recepisce la Direttiva Europea 2001/77/CE "sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".

Ogni azione della Regione al riguardo deve naturalmente tener conto del quadro disegnato dal decreto, anche se ciò non è possibile al momento in quanto per parecchi aspetti esso rimanda alla emanazione di norme e provvedimenti successivi.

La Direttiva fissa degli obiettivi indicativi nazionali di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile al 2010, che per **l'Italia sono pari al 22-25%** (a seconda degli scenari) **del consumo lordo di elettricità**.

Una prima importante conseguenza di questo impegno è che se **le Marche vogliono dare un contributo sostanziale** al suo conseguimento **devono promuovere opportunamente** la produzione e l'impiego di **bio-masse** e lo sfruttamento della **fonte eolica**.

Molti sono gli aspetti del Decreto legislativo che potranno modificare, si spera in meglio, il quadro attuale e favorire lo sfruttamento delle fonti rinnovabili. Tra questi è doveroso citare

- incremento annuale della quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili a carico di ciascun produttore (art. 4);
- nomina commissione esperti biomasse (art. 5);
- emanazione di norme specifiche per impianti di potenza inferiore a 20 kW (art. 6);
- razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative; l'autorizzazione è rilasciata dalla Regione a seguito di procedimento unico (art. 12);
- predisposizione di linee guida per l'inserimento delle fonti rinnovabili nel paesaggio (art. 12);
- svolgimento di campagne nazionali di comunicazione e informazione (art. 15);
- istituzione di un "Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e l'efficienza negli usi finali dell'energia" (art. 16).

E' auspicabile che questi aspetti concorrano a breve, all'interno del quadro di riferimento disegnato da questo PEAR, ad una reale promozione delle energie rinnovabili.

Un cenno particolare merita l'art. 7, il quale, visto l'elevato potenziale sfruttabile ed i costi assai elevati, individua i criteri specifici di incentivazione della **produzione di energia elettrica da fonte solare**.

La definizione di tali incentivi è demandata ad un provvedimento specifico da emanarsi entro 6 mesi dall'entrata in vigore del decreto.

Al di là delle incognite legate ai tempi e alle modalità di attuazione di questi provvedimenti, **il PEAR sceglie di affiancare le misure di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte solare attraverso:**

- **l'agevolazione dell'integrazione del fotovoltaico negli edifici** (per realizzare i cosiddetti sistemi BIPV – Building Integration Photo-Voltaics) nell'ambito delle misure per il risparmio energetico in edilizia;
- **l'assegnazione della priorità nella destinazione di eventuali risorse** economiche di origine regionale a questo tipo di impianti.

3. LE BIOMASSE

3.1 INTRODUZIONE

Tra le diverse fonti rinnovabili, le biomasse rappresentano una delle opzioni più concrete in termini di potenziale energetico e di sviluppo tecnologico. In aggiunta, potrebbero contribuire fattivamente al rilancio delle attività agricole, forestali e zootecniche che nella regione rappresentano - da sempre - un importante tassello dell'economia locale ed elemento prioritario di conservazione del territorio.

Questa importante fonte rinnovabile si presta anche per favorire la diversificazione produttiva di una pluralità di soggetti imprenditoriali e per conseguire finalità di stretto carattere ambientale (come le quelle di *afforestazione/riforestazione* considerate nell'ambito del protocollo di Kyoto).

In termini generali, le biomasse possono essere classificate in dipendenza del tipo di origine e di utilizzo dei prodotti energetici finali (Tabella 3.1). Più particolare si distinguono:

- biomasse residuali o dedicate di origine agro - forestale da destinare alla produzione di combustibili solidi (materiale sfuso, legna da ardere in ciocchi, cippato, pellet ecc.) idonei per impianti termici di piccola, media e grande taglia (potenze termiche massime di 50-100 MW e minime di pochi kW);
- biomasse residuali solide non eccessivamente umide (<50-60% di contenuto d'acqua sul tal quale) derivanti da processi industriali e/o da raccolta differenziata di materiali residuali (esempio: legno di recupero, vinacce, sansa ecc.) per la produzione, attraverso processi termochimici, di calore e/o elettricità;
- biomasse residuali solide umide (>60-70%; esempio: cascami della lavorazione delle produzioni orticole e fruttifere, fanghi di depurazione dell'industria alimentare, deiezioni animali, residui dell'industria saccarifera ecc.) da avviare a processi di fermentazione anaerobica per la produzione di biogas da destinare alla generazione di elettricità con eventuale recupero del calore;
- biomasse idonee per la produzione di biocombustibili liquidi, come a esempio quelli sostitutivi del gasolio e della benzina (biodiesel ed ETBE).

Le biomasse, quindi, sono molteplici e si prestano per diverse applicazioni e forme di recupero energetico.

Nel seguito vengono discusse le opzioni che si ritengono di maggiore interesse per il Piano Energetico Ambientale. In particolare, non vengono considerate, a livello di proposte operative, talune soluzioni di filiera che vengono spesso ricordate in ambito nazionale (esempio: produzione di alcol etilico ed ETBE) in quanto appaiono in questa fase di difficile attuazione nel contesto regionale.

<i>Tipo di biomassa o prodotto derivato</i>	<i>Esistenza di studi pregressi</i>	<i>Concretezza dell'applicazione</i>	<i>Tipologia di applicazione</i>
Residui agricoli e forestali	si	si	Produzione di EE e ET su piccola/media scala
Colture dedicate	no	si	Come sopra
Biomasse residuali industriali	si	si	Come sopra
Biomasse residuali umide	no	si	Come sopra
Biodiesel	no	si	Trazione; produzione di ET

Tab. 3.1 – Sintesi delle possibilità applicative delle biomasse di interesse per il PEAR (EE: energia elettrica; ET: energia termica)

3.2 BIOMASSE RESIDUALI AGRICOLE E FORESTALI

3.2.1 Attuale disponibilità e potenziale energetico

Un primo studio su questo argomento è stato svolto dall'ASSAM in collaborazione con l'Università Politecnica della Marche. La disponibilità regionale di sottoprodotti agricoli e forestali, detratta la quota attualmente utilizzata, risulta pari a circa 670 000 ton/anno di sostanza secca (s.s.; 5.6% del totale nazionale) con prevalenza di residui delle colture erbacee. La provincia con la maggiore disponibilità risulta Ascoli Piceno (circa 45% del totale) seguita da Macerata (21%), Ancona (19%) e Pesaro (15%). L'ipotesi di sviluppo della silvicoltura porta il totale della biomassa residuale e della legna da ardere a circa 845 000 ton/anno di s.s. in totale.

Conseguentemente, si ritiene che il potenziale massiccio regionale – considerando anche il materiale già utilizzato a fini energetici – sia dell'ordine, in dipendenza del livello di utilizzazione dei boschi, di 0.7-0.9 Mt/anno di s.s.. Il corrispondente potenziale energetico equivale a circa 0.25-0.32 Mtep/anno. Questo, tuttavia, non si può ritenere completamente usufruibile.

Di fatto, i quantitativi di residui agricoli e forestali, così come sopra valutati, sono da considerarsi un potenziale teoricamente disponibile allo stato attuale delle coltivazioni agricole e della silvicoltura, prescindendo dai relativi prezzi, vincoli di mercato e considerazioni agronomiche. Queste ultime, in particolare, vorrebbero che buona parte dei residui rimanessero sul campo per contrastare la diminuzione di sostanza organica nel terreno. In aggiunta vanno anche considerati gli aspetti legati alle dispersione dei residui agro-forestali sul territorio e, quindi, anche alle problematiche di raccolta, trasporto e stoccaggio (intermedio e finale). Questi aspetti risultano poi strettamente legati ai costi del combustibile vegetale e quindi alla reale fattibilità della sua conversione energetica.

Un caso particolare, da questo punto di vista, è rappresentato dai sottoprodotti forestali, anche per la mancanza di un'adeguata viabilità nei boschi, problemi di pendenza ecc..

Tutte queste considerazioni portano a limitare il potenziale complessivo dei residui ligneo – cellulosici a 0.4-0.5 Mton/anno di s.s. che risultano

equivalenti a 0.15-0.20 Mtep/anno. Se tutto questo potenziale fosse utilizzato per la produzione di energia elettrica risulterebbe possibile generare 370-460 GWh/anno con una potenza installata di circa 40-65 MW.

In relazione ai residui forestali, un aspetto particolare potrebbe nascere da una diversa gestione dei boschi demaniali e ottemperando a quanto verrà disposto nella nuova legge della regione Marche sulla forestazione (in corso di approvazione). L'idea di fondo potrebbe essere quella di sviluppare la normativa in modo da recuperare per finalità energetiche i residui delle operazioni di manutenzione e di miglioramento della superficie boschiva (creazione di strade tagliafuoco e di strade forestali).

I materiali residuali (unitamente a quelli producibili con coltivazioni dedicate prese in considerazione più avanti) potrebbero essere convenientemente utilizzati per rendere disponibili:

- materiali imballati (esempio: paglie e stocchi) di interesse delle centrali elettriche;
- legno cippato idoneo per un'ampia casistica di impianti (sostanzialmente caldaie di potenza termica superiore ai 50-100 kW senza limite superiore);
- pellet utilizzabili anche in dispositivi termici di piccola potenza.

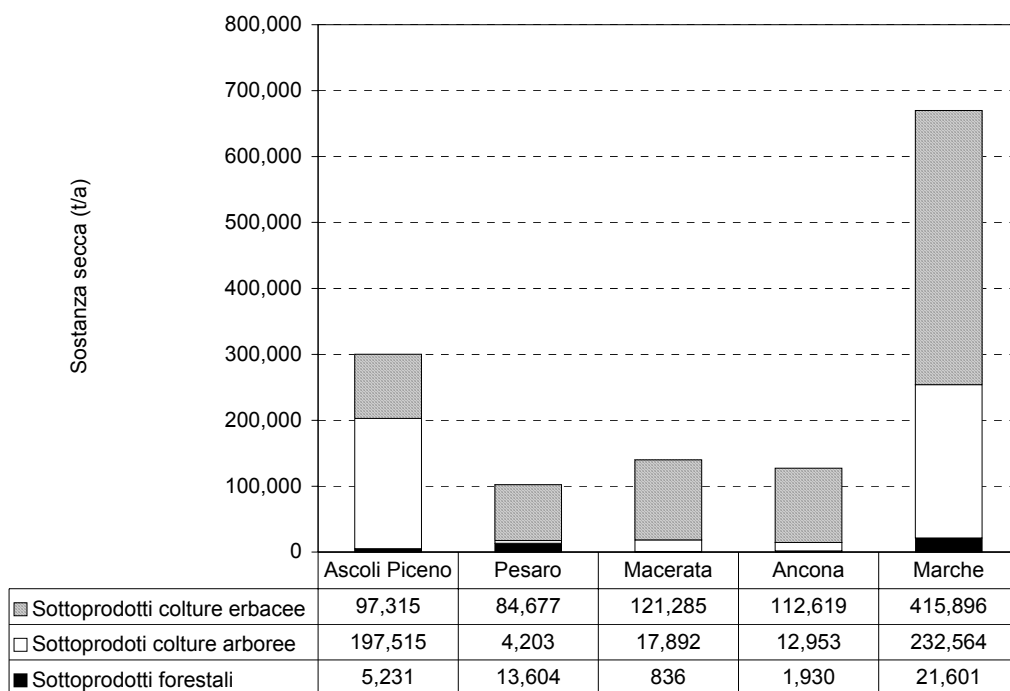


Fig. 3.1 – Disponibilità attuale: quantità di biomassa agroforestale disponibile nella regione Marche al netto dell'attuale utilizzo (ton/anno di sostanza secca).

Lo sviluppo di un mercato dei biocombustibili solidi richiede quindi anche lo sviluppo di imprese specializzate nella raccolta, trasporto e produzione dei vari prodotti, nonché di gestione calore. Tali funzioni potrebbero essere svolte, peraltro, da imprese forestali e agricole che intendono diversifi-

care le loro attività. Questo aspetto si pone strategico e meritorio della massima attenzione per lo sviluppo di mercati energetici alternativi.

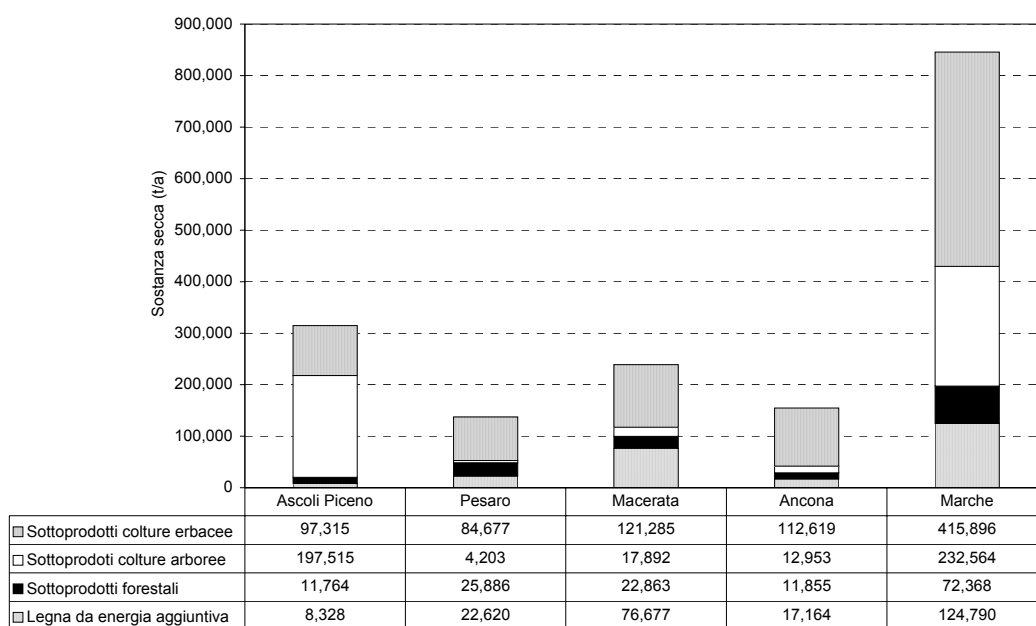


Fig. 3.2 - Utilizzazione forestale migliorata: quantità di biomassa agro - forestale disponibile nelle Marche, al netto dell'attuale utilizzo, e legna da energia aggiuntiva nell'ipotesi di sviluppo energetico (ton/anno di sostanza secca).

3.2.2 Aspetti da sviluppare

Come visto, le biomasse solide risultano interessanti per sviluppare iniziative di carattere energetico soprattutto legate al mondo rurale. Tali iniziative potrebbero essere mirate: sia, per coprire parzialmente i contributi energetici delle utenze civili, sia per produrre dei combustibili con caratteristiche il più possibile standardizzate da immettere sul mercato locale.

Si ritiene che le biomasse forestali, nonostante la loro minore importanza massica, siano sicuramente quelle suscettibili di maggiore interesse generale in quanto:

- il loro utilizzo e incremento produttivo è legato alla necessaria ripresa economica delle zone collinari e montane, anche per finalità di mantenimento dell'ambiente;
- i combustibili lignei sono già largamente impiegati, come evidenziato da una ricerca dell'Università Politecnica delle Marche che ha rilevato, a esempio, come in alcune località dei Monti Sibillini il consumo medio pro-capite sia di circa 1.5 ton/anno;
- i combustibili ottenibili dal bosco ben si prestano per l'alimentazione di impianti di combustione di piccola e media taglia che risultano interessanti sia per le singole abitazioni, sia i piccoli centri abitati.

Partendo da queste considerazioni si ritiene che un notevole impulso al settore della filiera bosco-energia possa nascere da una diversa gestione dei residui legnosi derivante dalla manutenzione e dallo sviluppo delle infrastrutture dei boschi demaniali (strade). E' quindi necessario lo sviluppo di un *accordo quadro* che veda i seguenti attori e impegni:

- la Regione Marche nel programmare il tipo di destinazione dei residui, ponendo delle clausole di consegna quale vincolo all'ottenimento delle concessioni allo sfruttamento e/o ai sostegni per i miglioramenti fondiari;
- le organizzazioni agricole a divulgare l'iniziativa e sensibilizzare gli operatori per azioni in tale senso;
- le rappresentanze delle associazioni produttori nell'accettazione delle condizioni poste dai vincoli per l'accesso ai sostegni di miglioramento boschivo;
- l'industria (due sono le realtà interessate nella Regione) nel ritiro dei residui, fissandone da subito un riconoscimento minimo e i quantitativi massimi e minimi.

L'*accordo quadro* dovrà poi essere seguito da *programmi quadro*, in modo da attivare delle iniziative concrete sul territorio.

Questo tipo di attività deve essere necessariamente accompagnato anche da altre iniziative - da pilotare a livello istituzionale - in modo da perseguire i seguenti obiettivi:

- facilitare la realizzazione di almeno due centrali elettriche dedicate per una potenza complessiva di circa 30 MW_e (sufficienti per una massa di combustibile pari a circa il 50% dei residui precedentemente descritti, quindi in prospettiva 2015 si potrà puntare a una potenza complessiva di circa 60 MW_e). Gli incontri svolti con i soggetti interessati per la preparazione del PEAR hanno evidenziato come le prime due centrali potrebbero essere originate da altrettante e distinte iniziative private: la prima centrata sulla provincia di Pesaro; la seconda sulla provincia di Ascoli Piceno. Quest'ultima, in particolare, potrebbe essere realizzata congiungendo le due autorizzazioni rilasciate nel passato dal MAP, dalla Regione e dai Comuni coinvolti per altrettante centrali da circa 7 MW_e (l'esperienza indica oggi questa taglia come poco conveniente) in una unica centrale da circa 15 MW_e. È stato anche verificato l'interesse dei promotori a sviluppare dei programmi sperimentali, come la produzione di idrogeno a partire da biomasse;
- finanziare impianti di riscaldamento a biomasse attraverso l'istituzione di una apposita misura che, sulla base di precisi requisiti da ricollegare alla normativa tecnica esistente (come la UNI-CTI), incoraggi l'adozione delle soluzioni impiantistiche e delle caldaie con elevate prestazioni energetiche e ambientali. Per quest'ultimo aspetto si dovrà fare particolare riferimento alle emissioni di polveri;
- promuovere impianti dimostrativi per il riscaldamento di edifici pubblici con preferenza a quelli gestiti da imprese che si vogliono specializzare nel settore delle biomasse, al fine di sviluppare un mercato dei combustibili e dei relativi servizi;

-
- promuovere impianti pilota per il riscaldamento collettivo (teleriscaldamento) da localizzare in zone collinari e montane e con potenza superiore a 1 MW termico;
 - promuovere la creazione di servizi sul territorio mirati alla gestione del calore prodotto con biomasse e alla produzione/distribuzione di biocombustibili solidi il più possibile di caratteristiche standard (esempio: pellet di legno).

L'iniziativa pilota per la produzione di idrogeno da biomasse potrebbe essere basata su un reattore a più stadi per la produzione di gas al 55% di H₂ idoneo per la generazione di energia elettrica con motori primi (esempio 2 MW_e) e la produzione sperimentale di H₂ di sufficiente purezza per l'azionamento di celle a combustibile dimostrative (<100 kW_e). La tecnologia prevede la gassificazione della biomassa e la riformazione del gas con vapore acqueo.

In definitiva, si propongono sia azioni di carattere generalizzato, sia iniziative "facilitatrici" di interessi innovativi presenti sul territorio, sia iniziative pilota. La facilitazione dell'insediamento di centrali elettriche, in particolare, si pone come strategica, in quanto questo tipo di utenze possono generare in tempi ragionevoli (2-3 anni) una consistente domanda di combustibili (circa 300 000 ton/anno) che può effettivamente indurre il decollo del mercato delle biomasse energetiche nell'ambito regionale e, conseguentemente, anche iniziative di diverse caratteristiche (esempio: diffusione dei piccoli impianti termici).

Il raggiungimento di un volume critico, di fatto, sarebbe molto più difficile a partire dalle piccole utenze che, notoriamente, richiedono tempi più prolungati per la loro diffusione.

Si sottolinea che lo sviluppo di un reale mercato è l'elemento fondamentale anche per accrescere la cultura tecnica di settore sia in ambito agricolo che delle imprese specializzate e, quindi, anche la relativa capacità di miglioramento e innovazione.

3.3 COLTURE DEDICATE

3.3.1 Attuale disponibilità e potenziale energetico

Le colture dedicate per la produzione di energia possono essere inquadrare in due grandi classi:

- coltivazioni annuali per la produzione di biocombustibili liquidi di interesse del trasporto pubblico e privato (esempio: girasole alto oleico per biodiesel) o per la produzione di combustibile solido di prevalente interesse delle centrali elettriche (esempio: sorgo da imballare secco per la successiva alimentazione di caldaie di grandi dimensioni);
- coltivazioni poliennali legnose per la produzione di una vasta gamma di biocombustibili solidi di interesse di diverse utenze (esempio: pioppo o robinia a ciclo breve).

Si tratta di due soluzioni con caratteristiche sostanzialmente diverse tra loro sia per le implicazioni agronomiche, sia, soprattutto, per quelle relative alla logica di raccolta e di commercializzazione. In aggiunta, a fronte di un potenziale teorico molto elevato - che trova i suoi limiti nell'estensione regionale della superficie agricola e nei tradizionali vincoli di mercato - sono praticate solo in piccola misura solo nel caso delle coltivazioni annuali. Nel valutare questi aspetti si consideri che il girasole di interesse energetico è quello "alto oleico", oggi praticamente assente a livello regionale.

Oltre all'aspetto energetico, lo sviluppo delle coltivazioni dedicate si pone di interesse per due finalità di carattere fortemente ambientale:

- le coltivazioni annuali energetiche sono idonee per abbracciare il concetto di eco-condizionalità definito dalla recente PAC che vincola l'erogazione del sostegno al produttore per i seminativi al rispetto dell'ambiente. In questo contesto la coltivazione energetica - opportunamente praticata e inserita nelle rotazioni come coltura da rinnovo - potrebbe contribuire in modo determinante alla conservazione della fertilità del suolo che risulta oggi compromessa da coltivazioni intensive quali quella del frumento;
- le coltivazioni legnose poliannuali - oltre alla loro capacità di migliorare le caratteristiche del suolo (soprattutto se vengono scelte specie come la robinia) - potrebbero rientrare anche nelle iniziative di ampliamento delle superfici arboree che costituiscono una delle misure principali adottate a livello nazionale per rispettare gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra entro il periodo 2008-2012. Di fatto, le superfici arboree si comportano come "assorbitori" (*sinks*) netti di emissioni. Gli obiettivi di espansione e di migliore gestione del parco forestale sono definiti nella delibera CIPE del 19/12/2002 - n°123/2002 (revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra, legge 120/2002).

Le coltivazioni dedicate, quindi, si pongono di grande interesse per la molteplicità di aspetti energetici, ambientali e di diversificazione delle produzioni agricole che comportano.

3.3.2 Aspetti da sviluppare

3.3.2.1 Colture energetiche in rotazione nei seminativi

Vincolando ad esse, come visto in precedenza, il concetto di eco-condizionalità definito nella PAC, si intende dare un forte sviluppo a queste coltivazioni (che peraltro sarebbero suscettibili, oltre dell'aiuto comunitario, di ulteriori 45 €/ha) attraverso la stipula di un *accordo quadro* che veda i seguenti attori e impegni:

- la Regione Marche per lo sviluppo delle indicazioni tecnico-operative per l'inserimento nelle rotazioni delle colture energetiche, in modo che siano rispettati i requisiti ambientali;
- le organizzazioni agricole e le rappresentanze delle associazioni dei produttori per l'accettazione e l'applicazione dell'impegno, dando opportuna informazione agli agricoltori e agli altri soggetti interessati;

-
- l'industria (al momento sono presenti tre realtà industriali interessate all'iniziativa) per l'impegno a ritirare il prodotto, fissandone un riconoscimento minimo e i quantitativi massimi e minimi.

Colloqui esplorativi con gli attori coinvolti e attualmente in fase di sviluppo stanno mettendo in luce la concretezza e le buone prospettive di questa soluzione che peraltro si pone di costo molto ridotto per gli attori istituzionali. L'*accordo quadro* dovrà poi essere seguito immediatamente da *programmi quadro*, in modo da attivare delle iniziative concrete sul territorio.

3.3.2.2 Coltivazioni legnose a ciclo breve (SRF)

Si intendono promuovere le coltivazioni legnose a ciclo breve (**Short Rotation Forestry, SRF**) per la produzione di cippato ligneo di interesse dell'industria energetica (raccogliibile ogni 2-5 anni con riferimento ai cicli sperimentati in Italia). I potenziali vantaggi non sono legati alla sola produzione legnosa. Infatti:

- la minore intensità colturale rispetto alle tradizionali coltivazioni erbacee e la biomassa lasciata sul campo (foglie) portano a un miglioramento del suolo;
- il tipo di coltivazione risulta interessante anche a livello paesaggistico e per la conservazione della piccola fauna.

Allo stato attuale le SRF non risultano convenienti per l'agricoltore senza il concorso di contributi pubblici. Una possibile soluzione è costituita dall'estensione della misura H del Regolamento CE 1257/99 alle coltivazioni con destinazione energetica legnose, mettendo quindi a disposizione risorse dell'ordine di grandezza di quelle riassunte nella Tabella 3.2.

L'estensione della misura H deve comunque essere accompagnata da un apposito *accordo quadro* che prevede, analogamente a quanto visto per il caso precedente, i seguenti attori e impegni:

- la Regione Marche che si impegna a chiedere l'apertura della misura in tale senso, con la corresponsione dei mancati redditi ogni due anni per una durata economica dell'impianto di 10 anni;
- le organizzazioni agricole che accettano l'impegno e si prodigano per la sua applicazione e informazione agli agricoltori;
- l'impegno delle rappresentanze delle associazioni produttori che accettano di continuare la coltivazione per gli anni stabiliti;
- l'industria (due realtà interessate) che si impegna a ritirare il prodotto fissandone da subito un riconoscimento minimo franco punto di consegna e i quantitativi massimi e minimi.

Colloqui tra i potenziali attori svolti nell'ambito delle attività preparatorie del PEAR hanno già evidenziato le buone prospettive di questa soluzione. Come per le coltivazioni dedicate annuali, l'*accordo quadro* dovrà poi essere seguito da *programmi quadro* in modo da attivare delle iniziative concrete sul territorio.

<i>Impianto</i>	<i>Manutenzione</i>	<i>€/ha</i>	<i>Mancato reddito agricolo</i>	<i>€/ha</i>
80% delle spese di impianto sino a un massimo di 5000 €/ha	1° e 2° anno	620	Terreno irriguo di pianura	725
	3° anno	370	Terreno non irriguo di pianura	605
			Terreni di collina	570
			Terreni di montagna	300
			Pascoli di montagna	150
			Terreni non pascolativi	185
			Pascoli	105

Tab. 3.2 - Possibili incentivi per i cedui da biomassa nella ipotesi dell'estensione della misura H alle coltivazioni con destinazione energetica (Regolamento CE 1257/99).

3.4 BIOMASSE RESIDUALI INDUSTRIALI

3.4.1 Attuale disponibilità e potenziale energetico

A fianco del settore agricolo e forestale va anche considerato quello industriale. Questo produce una vasta gamma di residui molti dei quali di origine vegetale, caratterizzati da livelli di contaminazione bassi o nulli e da livelli di umidità tali da permetterne l'utilizzo nei processi di combustione.

Gli aspetti che differenziano maggiormente l'industria dal settore agro - forestale sono i seguenti:

- i residui sono disponibili a livello puntuale, ove la specifica attività industriale si è sviluppata (esempio: centri di vinificazione ecc.);
- la relativa produzione è in alcuni casi distribuita nel corso dell'anno invece che essere stagionale (esempio: residui dell'industria del legno).

Nel caso dell'industria agro-alimentare, i residui vegetali possono rappresentare anche il 20% del prodotto in ingresso (10% in media). Esempi di residui interessanti sono i seguenti:

- noccioli di frutta, gusci e altri sottoprodotti ottenuti dalla lavorazione dei vegetali;
- sanse vergini ed esauste;
- vinacce esauste ottenute dalla lavorazione delle vinacce vergini.

L'impiego energetico, tra l'altro, già interessa parte di questi materiali. Per quanto riguarda la Regione Marche, sembrerebbero di particolare interesse i residui della lavorazione di olive e uva.

Un ulteriore settore da considerare è quello della del legno e del mobile che si rapporta a una importante realtà del tessuto produttivo regionale e i cui addetti sono pari all'1.8% del totale nazionale. Il 33.5% delle aziende opera nella provincia di Pesaro - Urbino, il 24.3% nella provincia di Macerata, il 22.2% in quella di Ancona e il 20% nella provincia di Ascoli Piceno. La stima dei residui legnosi disponibile a livello di regione ammonta a circa 0.1 Mton/anno (1.6% del totale nazionale, si veda la Tab. 8.20).

Al momento, si ritiene che gli scarti utilizzati per la produzione di energia interessi almeno il 50% della massa disponibile. Tale percentuale ri-

sulta tuttavia molto variabile in funzione della singola realtà aziendale, della stagione, del contesto produttivo locale e soprattutto della valorizzazione riservata al materiale con l'impiego energetico.

La disponibilità di scarti industriali idonei per processi di combustione è riassunta in Tabella 3.3.

<i>Tipo di residuo</i>	<i>Quantità [ton/anno]</i>
Sanse esauste	5400
Vinacce esauste	9500
Residui legnosi di diversa origine	100000
<i>Totale</i>	<i>113900</i>

Tab. 3.3 - Stima dei residui dell'industria agro – alimentare e del legno della regione Marche. Si fa riferimento alla sostanza secca.

3.4.2 Aspetti da sviluppare

Si ritiene necessario promuovere l'installazione di impianti di combustione industriale e il rinnovo di quelli attuali soprattutto per l'utilizzazione dei residui auto-prodotti attraverso una misura specifica che consenta di coniugare il recupero energetico della risorsa con la più avanzata protezione ambientale. Di potenziale interesse anche la cogenerazione con tecnologia ORC (cicli Rankine a fluido organico).

3.5 BIOMASSE RESIDUALI UMIDE

3.5.1 Attuale disponibilità e potenziale energetico

Talune biomasse (di origine industriale, zootecnica e anche civile) presentano livelli di umidità tali da non consentire un conveniente utilizzo con processi termici. In questo caso possono risultare più convenienti i processi di fermentazione anaerobica che si prestano per la produzione di gas biologico (biogas) utilizzabile in gruppi elettrogeni con eventuale recupero del calore. Gli effluenti di processo (liquami con carico di BOD variabile ma comunque troppo alto per lo scarico diretto) potrebbero essere utilizzati per finalità agronomiche.

Al momento non sono disponibili, a livello di Regione, studi su questo tipo di opportunità che si presenta di interesse per talune realtà agricole in un'ottica di diversificazione produttiva. Di fatto, gli operatori potrebbero smaltire biomasse residuali (esempio: cascami delle lavorazioni svolte nei centri ortofrutticoli ecc.) e/o produrre coltivazioni dedicate (esempio: mais ceroso) per finalità energetiche (energia elettrica "verde" da immettere in rete). Un problema è costituito dalla continuità dei flussi di materia nel corso dell'anno.

3.5.2 Aspetti da sviluppare

La conversione energetica delle biomasse umide mediante processi biologici presenta diverse valenze soprattutto, oltre agli aspetti energetici, in termini di creazione di nuove professionalità e di protezione dell'ambiente. E' quindi necessario:

- sviluppare uno studio per la quantificazione delle biomasse residuali idonee e per la localizzazione dei siti ottimali ove promuovere la realizzazione di impianti;
- realizzare di un impianto pilota al fine di stimolare dall'inizio l'interesse verso questa tecnologia.

3.6 BIODIESEL

3.6.1 Attuale disponibilità e potenziale energetico

3.6.1.1 Premesse

Normalmente gli attuali produttori di biodiesel utilizzano olio di semi reperito sul mercato internazionale. La tecnologia è da considerarsi consolidata e l'esperienza raccolta a livello produttivo e di utilizzo notevole. I vantaggi legati alla riduzione delle emissioni di CO₂ e della pericolosità delle emissioni largamente accettati e dimostrati.

Un trasformatore opera a livello regionale e dispone di un impianto di esterificazione della capacità produttiva di 80 000 ton/anno di prodotto finale (equivalenti a circa 0.07 Mtep) che attualmente viene impiegato allo stato puro, miscelato con gasolio per autotrazione oppure con oli fluidi combustibili per migliorare le loro caratteristiche. Un secondo operatore dispone di un impianto da 25 000 ton/anno attualmente non in produzione e che potrebbe entrare in attività a seguito dello sviluppo del mercato. La potenzialità complessiva è quindi di circa 100 000 ton/anno e questo fatto pone la Regione Marche in una particolare posizione a livello nazionale. Va evidenziato che gli attuali livelli produttivi sono regolati da una specifica normativa che prevede quote di produzione esenti dall'applicazione delle accise per un totale nazionale di circa 300 000 ton/anno.

Sostanzialmente, il problema della produzione del biodiesel va letto in dipendenza dei seguenti fattori:

- utilizzo o meno delle materie prime agricole prodotte nell'ambito dei confini regionali;
- quota di produzione esente dalle accise;
- iniziative per promozione dell'utilizzo del biocombustibile.

In particolare, a livello regionale il biodiesel potrebbe essere promosso con diverse modalità:

- a livello generalizzato in miscela nel gasolio distribuito in rete con percentuali inferiori o uguali al 5%;
- in miscela per il trasporto pubblico e, più in generale, per tutti gli utenti che dispongono di serbatoi di stoccaggio propri;

-
- a livello dimostrativo in miscela per l'autotrazione;
 - sviluppando delle filiere di *produzione della materia prima - trasformazione - utilizzo finale* completamente regionali.

3.6.1.2 Mercato del gasolio e settore della raffinazione

Con lo sviluppo dei gasoli desolforati il biodiesel si pone di interesse per l'industria petrolifera come additivo che aumenta la lubrificabilità del combustibile. Di fatto, l'art. 2 del Decreto 25 luglio 2003 n. 256 stabilisce che le miscele con tenore di biodiesel inferiore al 5% possono essere immesse sul mercato con la sola condizione che il prodotto rispetti le specifiche imposte per il gasolio puro.

In questo contesto e grazie anche alla generalizzata maggiore attenzione alle problematiche ambientali da parte dell'industria, la Società API - raffineria di Falconara - ha programmato di distribuire sul territorio regionale miscela biodiesel - gasolio al 5% già a partire dalla seconda metà del 2004. Questa importante opportunità trova come principale limite la disponibilità di biodiesel che, in un'ottica di sviluppo di filiere regionali delle rinnovabili, dovrebbe essere incoraggiata con il massimo impegno.

Considerando che il consumo regionale di gasolio è di circa 0.85 Mtep/anno, le quantità di biodiesel potenzialmente in gioco sono di circa 43 000 ton/anno, il che corrisponderebbe a una emissione evitata di oltre 100 000 ton/anno di CO₂.

3.6.1.3 Trasporto pubblico e altre utenze con stoccaggi propri

Nella Regione Marche le percorrenze dei mezzi pubblici raggiungono i 31.6 milioni di km extraurbani e i 11.3 milioni di km urbani, per un totale di circa 42.9 milioni di km. Si stima il relativo consumo di gasolio in circa 12 400 ton/anno alle quali corrispondono una emissione di oltre 38 000 ton/anno di CO₂.

In termini di controllo dell'inquinamento atmosferico, l'attuale pianificazione regionale prevede la riduzione delle emissioni di particolato attraverso l'utilizzo di combustibili alternativi (sostanzialmente gasolio desolforato e gas naturale), oltre che con l'ammodernamento del parco circolante. In questo quadro il biodiesel - da utilizzare in miscela con il gasolio in percentuali del 25% - porterebbe al contenimento delle emissioni considerate pericolose per la salute e l'ambiente (con particolare riferimento alle polveri) in misura sensibilmente superiore a quello ottenibile con le miscele al 5%.

In aggiunta al gasolio per i trasporti, in Regione si consumano circa 35 000 ton/anno di gasolio da riscaldamento ai quali corrisponde complessivamente una emissione di CO₂ di oltre 100 000 ton/anno. Anche questo settore di mercato è suscettibile di programmi mirati allo sviluppo del biodiesel peraltro anche con miscele superiori al 25% o del prodotto puro. Questa opportunità si rileva di interesse per i centri storici dove la penetrazione del gas naturale trova qualche difficoltà e dove è sentita l'esigenza di ridurre le emissioni gassose.

3.6.1.4 Autotrazione

Come ricordato nel caso del mercato del gasolio, l'art. 2 del Decreto 25 luglio 2003 n. 256 stabilisce che le miscele con tenore di biodiesel inferiore al 5% possono essere immesse sul mercato con la sola condizione che il prodotto rispetti le specifiche imposte per il gasolio puro, mentre le miscele fino al 25% sono soggette al rispetto di norme tecniche ancora non disponibili a livello nazionale. Nulla viene riferito per il biodiesel puro. A tale riguardo va rilevato che al fine di favorire gli scambi internazionali, nel gennaio 1997 la Commissione UE, con il mandato M/245, ha affidato al CEN (Comitato Europeo di Normazione) il compito di elaborare la normativa tecnica (oggi disponibile) per il biodiesel.

Va anche sottolineato che la Direttiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'8 maggio 2003 sulla promozione dell'uso dei biocarburanti, stabilisce che gli Stati membri dovrebbero provvedere affinché una percentuale minima di biocarburanti e di altri carburanti rinnovabili sia immessa sui loro mercati. L'obiettivo indicativo nazionale è pari al 2% calcolato sulla base del tenore energetico di tutta la benzina e del diesel per trasporti immesso mercati entro il 31 dicembre 2005 e del 5.75% per il 2010. D'altronde già la legge della regione Marche 24 luglio 2002 n.15 (*Razionalizzazione e ammodernamento della rete di distribuzione dei carburanti per uso autotrazione*) include nei principi base l'incentivazione di prodotti a basso contenuto inquinante, dei carburanti alternativi e dell'energia rinnovabile.

Esiste, quindi, una forte spinta politica, soprattutto comunitaria e regionale, mirata alla logica espansione dei combustibili alternativi per l'autotrazione. Tuttavia, come visto, la distribuzione nella rete nazionale di biodiesel puro o di sue miscele oltre il 5% è attualmente ostacolata dai disposti introdotti dal decreto 25 luglio 2003 del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Tali ostacoli sono superabili con opportune iniziative istituzionali. In questo quadro appare di notevole interesse lo sviluppo di un programma sperimentale mirato all'utilizzo di miscele.

3.6.2 Aspetti da sviluppare

3.6.2.1 Regione Marche leader europeo dei biocombustibili

La Regione si trova, per quanto riguarda il biodiesel, in una posizione di particolare favore in quanto sul territorio regionale operano una molteplicità di soggetti industriali ormai coinvolti nell'argomento in termini operativi. In aggiunta è presente un settore agricolo che potrebbe dare un contributo determinante nell'ottica di chiudere una reale filiera energetica a livello regionale.

Questa straordinaria coincidenza di fattori strumentali, professionali e umani è da considerare unica a livello nazionale e sicuramente di spicco a livello europeo. In questo contesto, gli obiettivi indicati dalla Direttiva 2003/30/CE potrebbero essere facilmente raggiunti in anticipo sui tempi previsti e addirittura superati.

Conseguentemente andrebbe valutata con attenzione l'opportunità di avviare delle attività di studio, supporto e di sviluppo del settore, in modo da ottenere i massimi vantaggi dalla potenziale posizione *leader* della Regione Marche. Ciò anche in considerazione delle conoscenze già presenti, di quelle che si svilupperanno e che possono costituire un fattore non trascurabile di specializzazione professionale e di sviluppo tecnologico.

Partendo da queste considerazioni, è logico prevedere - tenendo anche presente che il mondo della ricerca regionale e in particolare dell'Università Politecnica ha già in essere numerose attività nel settore - la creazione di un *Centro di Eccellenza per i Biocombustibili* al fine di:

- facilitare e assistere lo sviluppo tecnologico di settore, incluso quello agricolo;
- promuovere e sviluppare attività e progetti internazionali con particolare riferimento a quelle dell'Unione;
- promuovere attività di formazione e di divulgazione.

3.6.2.2 Mercato del gasolio e settore della raffinazione

L'utilizzo regolare di miscele al 5% induce una quota di domanda importante di biodiesel e che dovrebbe essere collegata alle attività agricole regionali. In questo contesto è necessario sviluppare - oltre agli *accordi quadro* previsti nel paragrafo relativo alle colture dedicate - degli ulteriori accordi di programma, in modo da rendere più efficiente il raccordo industria-agricoltura.

Partendo da queste considerazioni, è strategico sviluppare la produzione diffusa sul territorio dell'olio mediante semplici procedimenti meccanici di spremitura. In questo modo si conseguirebbero i seguenti vantaggi di notevole interesse per il settore agricolo:

- disponibilità a livello locale di pannello grasso che, in base ai risultati sperimentali ottenuti dall'Università Politecnica delle Marche nell'ambito del programma PROBIO regionale, si è dimostrato un eccellente alimento zootecnico, idoneo per sostituire la soia e per risolvere le problematiche relative alla tracciabilità delle materie prime, come richiesto dalle recenti normative regionali per il controllo dei materiali OGM;
- semplificazione della logistica di trasporto dei diversi prodotti (olio, seme ecc.).

A tale fine appare utile installare un impianto pilota di spremitura meccanica al fine di permettere, attraverso opportune azioni informative, una razionale diffusione di questi impianti.

3.6.2.3 Trasporto pubblico e altre utenze con stoccaggi propri

Si propone di promuovere l'utilizzo di una miscela biodiesel/gasolio nei mezzi pubblici con un contenuto del primo del 25%. In questa ipotesi, la riduzione delle emissioni allo scarico sarebbe già sensibile e il contenimento delle emissioni di anidride carbonica, rispetto al gasolio puro, dell'ordine di

0.75 kg di CO₂ per kg di miscela (circa 0.62 kg per dm³). In questa ipotesi, interessando tutta la flotta pubblica extra-urbana si conseguirebbe una emissione evitata di circa 6 000 ton/anno di CO₂. In aggiunta il biodiesel potrebbe sostituire alcune applicazioni oggi soddisfatte con il gasolio da riscaldamento.

In questo ambito è fattibile una campagna mirata a sostituire circa 20 000 t/a di combustibile fossile con miscele al 50%, puntando quindi a una riduzione di circa 30 000 t/a di CO₂. In considerazione della buona disponibilità regionale di biodiesel non risultano necessari particolari interventi di sostegno finanziario ma bensì opportune azioni di supporto e di informazione rivolta ai potenziali utenti.

3.6.2.4 Autotrazione

Si ritiene interessante rendere disponibili un significativo numero di colonnine dedicate alla distribuzione pubblica di miscele gasolio - biodiesel in stazioni di servizio regionali opportunamente individuate. Anche questo intervento, grazie alla accertata disponibilità di operatori regionali, non richiede particolari sostegni finanziari ma bensì la risoluzione di alcuni aspetti di carattere normativo che devono essere affrontati dalla Regione con gli organi amministrativi centrali (Ministero delle Finanze, Agenzia delle Dogane ecc.). Verrà quindi proposto un programma a livello sperimentale con i seguenti obiettivi:

- apertura di 10 colonnine di distribuzione. Si stima possibile la vendita di circa 20.000 t/a di miscela, pari a 5.000 t/a di biodiesel. Ciò eviterebbe l'immissione in atmosfera di oltre 13.000 t/a di CO₂;
- sensibilizzazione del pubblico sul tema dei biocombustibili. Si tratta di un aspetto di straordinario interesse strategico e necessario per il conseguimento di obiettivi più ambiziosi nel futuro.

3.7 AZIONI DI SUPPORTO

La promozione dell'utilizzo del biodiesel presso gli utenti finali non può essere disgiunta, in un'ottica di lancio delle filiere energetiche regionali, da azioni specifiche di supporto mirate alla produzione in ambito rurale delle materie prime necessarie, come a esempio, il girasole alto oleico. In questa ottica è necessario:

- sviluppare opportune azioni di assistenza tecnica;
- monitorare le produzioni al fine di verificare se i risultati sono coerenti con le attese.

Inoltre, lo sviluppo delle filiere energetiche basate sulle biomasse richiede anche di avviare una serie di attività parallele per permettere:

- la preparazione del materiale informativo per la promozione degli innumerevoli aspetti discussi nei paragrafi precedenti;
- la raccolta delle informazioni e lo sviluppo di specifiche valutazioni necessarie per il corretto sviluppo delle biomasse energetiche, soprattutto in termini di filiere proposte e di tecnologie da utilizzare;

-
- la verifica del programma di attuazione del Piano Energetico (per quanto compete alle attività qui proposte);
 - l'individuazione in tempi ristretti, sempre con riferimento alla parte specifica del PEAR, delle eventuali azioni correttive.

Questo tipo di iniziative potrebbero rientrare nelle competenze del *Centro di Eccellenza per i Biocombustibili* che potrebbe essere gestito dall'Università Politecnica delle Marche con il proprio personale e la supervisione dei competenti Organi regionali.

3.8 SINTESI DELLE MISURE DI PROMOZIONE DELLE BIOMASSE

Le misure discusse nei paragrafi precedenti sono sintetizzate nelle Tabelle 3.3 e 3.4 dove vengono distinte le misure operative da quelle di supporto e dimostrative.

Inoltre vengono stimati, in termini prudenziali, anche i relativi risparmi energetici e di CO₂ emessa. Come evidente i risultati conseguibili con gli interventi qui previsti sono di tutto rispetto e raggiungono (considerando sia le iniziative diffuse sul territorio, sia quelle pilota) complessivamente circa 0.16 Mtep/anno e oltre 480 000 ton/anno rispettivamente di risparmio energetico e di emissione evitata di CO₂.

<i>Azione</i>	<i>Interventi</i>	<i>Investimenti</i> [€ x 1.000]	<i>Risparmio potenziale</i> [tep/anno]	<i>Emissioni evitate¹</i> [ton CO ₂ eq/anno]
Diffusione di centrali elettriche o cogenerative a biomassa (potenza lorda > 8 MW _e)	Controllo di progetti specifici proposti da terzi e sviluppo della informazione pubblica sulle filiere agro-energetiche. Facilitazione per l'inserimento di almeno centrali per complessivi 30 MW _e (immediati) e 60 MW _e al 2015 opportunamente dislocate sul territorio regionale. Facilitazione per l'accorpamento delle attuali autorizzazioni in un'unica unità.	150	90000	280000
Promozione di accordi e programmi quadro nel settore delle foreste demaniali	Sviluppo di una normativa regionale per regolamentare la destinazione energetica dei residui derivanti dalla manutenzione dei boschi demaniali e da azioni previste dall'applicazione delle normative per gli investimenti di miglioramento della superficie boschiva (strade tagliafuoco e strade forestali). Controllo degli accordi e dei programmi quadro mirati al reimpiego energetico dei residui.	30	Incorporato in altri interventi	Incorporate in altri interventi
Promozione delle coltivazioni legnose a rapido accrescimento (SRF)	Estensione del regolamento CE 1257/99 (Misura H) alle coltivazioni energetiche.	60 ²	2300 ³	6800
Diffusione di piccole caldaie per biomasse solide	Misura per l'incentivazione di impianti di riscaldamento individuali a biomasse con elevate caratteristiche energetico - ambientali	3000 ⁴	3700 ⁵	11000
Promozione della diffusione di bio-combustibili solidi standard e di servizi sul territorio	Misura per l'incentivazione di impianti per la produzione di cippato di legno, di pellet e per la formazione di servizi per la fornitura di calore da biomasse	1000	Incorporato in altri interventi	Incorporate in altri interventi

Tab. 3.4a – Energia da biomasse: sintesi degli interventi idonei per la realtà operativa e valutazione delle relative ricadute e costi.

¹ Si considera una emissione media evitata di circa 3 kg di CO₂ per kg di combustibile fossile risparmiato. In realtà questi fattori fluttuano in dipendenza del tipo di intervento suggerito.

² Non comprende ovviamente gli incentivi riservati agli agricoltori.

³ Nell'ipotesi di un investimento iniziale di 500 ha a SRF.

⁴ Nell'ipotesi di un contributo di circa 150 €/kW di potenza termica installata.

⁵ Nell'ipotesi di interessare un migliaio di unità.

<i>Azione</i>	<i>Interventi</i>	<i>Investimenti</i> [€ x 1.000]	<i>Risparmio potenziale</i> [tep/anno]	<i>Emissioni evitate⁶</i> [ton CO ₂ eq/anno]
Recupero energetico di scarti legnosi a livello industriale	Misura per l'ammodernamento di impianti esistenti o l'installazione di nuovi presso industrie con elevati fabbisogni energetici. Sviluppo della co-generazione con tecnologia ORC (cicli Rankine a fluido organico).	3200	11000 ⁷	33000
Promozione di accordi e programmi quadro per la coltivazione di girasole alto oleico. Diffusione sistematica dell'utilizzo delle miscele al 5% di biodiesel.	Sviluppo delle indicazioni tecnico-operative per l'inserimento nelle rotazioni delle colture energetiche in base al concetto di eco-condizionalità definito nella PAC. Azioni informative per la corretta applicazione delle pratiche colturali e delle varietà da utilizzare. Azioni informative di carattere generale.	700	35000	105000
Promozione di accordi e programmi quadro per la coltivazione di seminativi di interesse per la combustione.	Sviluppo delle indicazioni tecnico-operative per l'inserimento nelle rotazioni delle colture energetiche in base al concetto di eco-condizionalità definito nella PAC. Azioni informative per la corretta applicazione delle pratiche colturali e delle varietà da utilizzare. Azioni informative di carattere generale.	400	Incorporato in altri interventi	Incorporate in altri interventi
Diffusione dell'utilizzo del biodiesel nel trasporto pubblico	Eventi informativi e pubblicazioni mirate alla diffusione di miscele al 25%.	100	2000	6000
Diffusione dell'utilizzo del biodiesel nel settore del riscaldamento	Eventi informativi e pubblicazioni mirate alla diffusione di miscele al 50%.	200	10000	30000
Diffusione dell'utilizzo del biodiesel nell'autotrazione	Sviluppo di un programma sperimentale mirato all'apertura di 10 colonnine per la distribuzione pubblica di miscele al 25% e azioni informative	170	5000 ⁸	15000
	totali	9010	159000	486800

Tab. 3.4b – Energia da biomasse: sintesi degli interventi idonei per la realtà operativa e valutazione delle relative ricadute e costi.

⁶ Si considera una emissione media evitata di circa 3 kg di CO₂ per kg di combustibile fossile risparmiato. In realtà questi fattori fluttuano in dipendenza del tipo di intervento suggerito.

⁷ Nell'ipotesi di realizzare, in una fase iniziale, circa 10 unità recuperando il 30% dell'attuale potenziale stimato di biomasse industriali.

⁸ Nell'ipotesi di installare 10 colonnine dedicate alla distribuzione di miscela gasolio/biodiesel in altrettanti distributori regionali.

<i>Azione da considerare</i>	<i>Interventi e/o finalità</i>	<i>Investimenti [€ x 1.000]</i>	<i>Risparmio potenziale [tep/anno]</i>	<i>Emissioni evitate⁹ [ton CO₂eq/anno]</i>
Istituzione di un <i>Centro di Eccellenza per i biocombustibili</i>	Vedi testo (funzionamento per 5 anni)	1.000	-	-
Contributo alla realizzazione di un impianto pilota per la produzione di idrogeno da biomasse	Realizzazione presso una delle due centrali elettriche dedicate considerate in precedenza di un reattore pilota per la produzione di gas ricco di idrogeno della potenza termica di 5 MW.	1.500	2.300	6.950
Diffusione della produzione aziendale di olio di girasole	Realizzazione di un impianto pilota di spremitura di semi di girasole presso una azienda agricola o centro consortile	350	-	-
Diffusione di caldaie per biomasse solide di media taglia (200-500 kW _t)	Installazione in tre edifici pubblici (es.: scuole) di impianti pilota con gestione globale del funzionamento da parte di terzi ¹⁰	800	50 ¹¹ (1500)	150 (4500)
Diffusione di impianti collettivi di teleriscaldamento a biomassa	Installazione in una località montana un impianto pilota di teleriscaldamento a cippato di legno di piccole dimensioni (2-3 MW termici)	800	250 ¹² (2500)	750 (7500)
Stima delle quantità di biomassa umida da avviare alla digestione anaerobica	Individuazione delle masse in gioco e dei siti più idonei per l'installazione di impianti.	100	-	-
Diffusione di impianti per la produzione di biogas da residui/prodotti vegetali umidi	Realizzazione di un impianto pilota presso una azienda agricola o centro consortile	800	1.000 ¹³ (3.000)	3.000 (9.000)
	totali	5350	3600 (9300)	10850 (27950)

Tab. 3.5 – Energia da biomasse: azioni di supporto o dimostrative

⁹ Si considera una emissione media evitata di circa 3 kg di CO₂ per kg di combustibile fossile risparmiato. In realtà questi fattori fluttuano in dipendenza del tipo di intervento suggerito.

¹⁰ Gestione calore da parte di organizzazioni specializzate.

¹¹ Le stime si riferiscono unicamente alle iniziative pilota. Andrebbe quindi considerato l'indotto, riportato tra parentesi nell'ipotesi che l'iniziativa favorisca l'installazione di altre 100 unità in 5 anni.

¹² Le stime si riferiscono unicamente all'iniziativa pilota. Andrebbe quindi considerato l'indotto, riportato tra parentesi nell'ipotesi che l'iniziativa favorisca l'installazione di altre 10 unità in 5 anni.

¹³ Le stime si riferiscono unicamente alla iniziativa pilota. Andrebbe quindi considerato l'indotto, riportato tra parentesi nell'ipotesi che l'iniziativa favorisca l'installazione di almeno altre 3 unità in 5 anni.

4. L'ENERGIA EOLICA

4.1 INTRODUZIONE

Lo sviluppo nel territorio italiano della produzione energetica da fonte eolica ha mostrato negli ultimi anni tassi di crescita altalenanti, caratterizzati da un valore massimo nel 2001 grazie al quale è stato possibile il raggiungimento dei 700 MW entro il 2002, come indicato fra gli obiettivi del Libro Bianco Nazionale.

L'altro obiettivo intermedio, di 1400 MW entro il 2006, potrebbe essere raggiunto solo a mezzo di una crescita di almeno 200 MW/anno, crescita che non sembra completamente rappresentativa dello sviluppo attuale.

Per raggiungere, infine, i 2500 MW del 2010 occorrerà che il settore dell'energia eolica riesca ad assestarsi su di una crescita annuale di almeno 250-300 MW che, al momento, sembra decisamente impossibile. Certo qualora la Sardegna raggiungesse i 2000 MW entro il 2012, come previsto dal Piano Energetico Regionale (PERS) non ci sarebbe problema alcuno al soddisfacimento degli obiettivi previsti nel Libro Bianco Nazionale.

In Tab. 4.1 sono riportati i contributi regionali alla produzione di energia eolica in Italia.

Regione	Potenza Installata in MW								Dismessi
	fino al 1998	nel 1999	nel 2000	nel 2001	nel 2002	nel 2003	TOTALE	in costruzione	
Trentino						1.20	1.20		
Piemonte	0.15						0.00		0.15
Liguria				1.50	1.60		3.10		
Toscana				1.80			1.80		
Emilia Romagna	3.50						3.50		
Umbria		1.50					1.50		
Marche	0.40						0.00		0.40
Lazio					1.20	3.60	4.80	4.20	
Abruzzo	12.53		20.40	52.80	22.80		108.53	18.00	
Molise	2.76			30.06		2.55	35.37		
Campania	84.78	49.20	88.14	3.30	17.85	23.00	263.47		2.80
Puglia	55.59	53.40	29.40	74.04	0.66	10.47	223.41	12.00	0.15
Basilicata				40.26	21.12	12.30	73.68	10.00	
Sicilia	0.75			22.02		39.10	61.12	114.00	0.75
Sardegna	18.39			38.94	41.15	24.00	122.08	80.00	0.40
TOTALE	178.85	104.10	137.94	264.72	106.38	116.22	903.56	238.20	4.65

Tab. 4.1 - Potenza eolica installata in Italia

Se si confronta il dato italiano con i valori europei, Tab. 4.2, si nota che l'Italia è al 5° posto, ma presenta una potenza installata decisamente minore rispetto alle prime 3 della lista, si pensi che nel solo 2003 la Germania ha installato oltre 2500 MW di turbine eoliche; un valore pari all'ammontare totale italiano previsto per il 2010 dal Libro Bianco Nazionale.

E' evidente che in un territorio ad orografia complessa, come quello italiano, ricco di testimonianze storiche ed in cui il senso di appartenenza al luogo è fortemente radicato in coloro che ci vivono, l'inserimento di elementi che potrebbero modificare il "senso comune" del paesaggio è estremamente

complesso. Purtroppo nelle Marche, come si avrà modo di apprezzare più avanti, non sussistono condizioni di ventosità tali da permettere l'inserimento di impianti eolici in valli o quantomeno vicino a nuclei industriali e produttivi; di conseguenza il mare, gli altipiani e le montagne risultano i luoghi possibili per installare i generatori.

Potenza eolica installata in Europa (MW)	
Germania	14609
Spagna	6202
Danimarca	3110
Paesi Bassi	912
Italia	904
Regno Unito	649
Austria	415
Svezia	399
Grecia	375
Portogallo	299
Francia	239
Irlanda	186
Norvegia	101
Belgio	68
Ucraina	57
Polonia	57
Finlandia	51
Lettonia	24
Lussemburgo	22
Repubblica Ceca	10
Svizzera	5
Ungheria	3
Estonia	3
Slovacchia	3
Cipro	2
Romania	1

Tab. 4.2 - Potenza eolica installata in Europa alla fine del 2003

In ognuna delle 3 tipologie territoriali citate è opportuno uno studio preventivo di impatto ambientale ed un coinvolgimento della popolazione, residente nei siti selezionati, mediante azioni di informazione e dibattiti sui vantaggi e le motivazioni legate ad una scelta energetica alternativa, come quella dell'energia dal vento. E' chiaro come in un territorio particolarmente interessante, come quello marchigiano, l'inserimento di turbine eoliche deve rispettare il criterio del "paesaggio con turbine" e non del "paesaggio di turbine", più vicino alle installazioni americane; in tal senso è estremamente importante che vengano introdotti dei criteri per definire: le soglie di visibilità dell'installazione e la compatibilità della stessa all'interno del quadro di

programma di tutela del territorio, sia su scala regionale che su quella provinciale e comunale.

E' altresì importante che venga limitato al massimo la modifica dell'ambiente mediante una attenta valutazione idrogeologica e botanico-faunistica del territorio che verrà occupato dall'impianto.

A monte di tutte queste valutazioni deve però esserci quella tecnico-progettuale che valuta la ragione stessa dell'azione.

L'aspetto tecnico è poco sensibile a valutazioni, e criteri di valutazione, di carattere soggettivo; esso richiede una riflessione in merito alle caratteristiche minime che un impianto eolico deve possedere per essere inserito in un territorio come quello marchigiano e, d'altra parte, è proprio l'approfondimento dell'aspetto tecnico che consente di delineare il concetto di "eolico" a livello locale.

Le condizioni primarie che spingono verso l'utilizzo di energia eolica sono:

- la presenza di una buona ventosità nel sito
- la costanza di tale ventosità nel corso dell'anno
- la moderata variabilità angolare della direzione del vento
- l'accessibilità viaria per l'installazione delle infrastrutture e per la manutenzione.

Per capire cosa si intende per "Buona Ventosità" del sito è necessario in primo luogo valutare a quale velocità del vento può essere avviata una turbina eolica, in tal senso è utile una visione della Tab. 4.3 che riporta un elenco dettagliato delle macchine presenti in commercio con i valori dei parametri caratteristici di ognuna di esse. Tutte le macchine presenti sul mercato hanno un rotore a 3 pale, fatta eccezione per la NordWin da 1 MW che è a 2 pale, ciò purtroppo impedisce di operare con velocità del vento molto basse; infatti all'aumentare del numero di pale si ha la possibilità di far partire la turbina a basse velocità del vento e di farla ruotare ad un numero di giri inferiore.

Di contro però all'aumentare del numero di pale la macchina risulta decisamente più costosa e presenta una elevata variabilità delle prestazioni al variare della velocità di rotazione.

Se ci si attiene a quanto disponibile in commercio si può affermare che la **minima velocità del vento** per la quale inizia la rotazione di una turbina eolica **è compresa fra 3.5 e 4 m/s**.

Proprio in questo periodo sono state introdotte nuove turbine, dalla Enercon, che presentano una velocità di avvio, velocità di Cut-In, indicata con u_c nella Tab. 4.3, di circa 2.5 m/s; esse sono prive di moltiplicatore di giri e sono a giri variabili. Questa tipologia di turbine presenta una maggiore complessità da un punto di vista della conversione di energia elettrica in quanto deve essere disaccoppiata dalla rete elettrica, così da poter operare a velocità variabile.

Una volta iniziata la rotazione, la turbina inizia a produrre energia, ma la potenza nominale viene raggiunta ad una velocità del vento pari a circa 3.5–4 volte maggiore del valore minimo (vedi valori di ϕ nella Tab. 4.3) ossia a velocità del vento comprese fra 12 e 16 m/s.

CARATTERISTICHE TURBINE EOLICHE											
Costruttore	Modello	D (m)	ω_r (rpm)	n° pale	Pr (kW)	uc (m/s)	ur (m/s)	uf (m/s)	ϕ	η_r/η_{max}	regolaz.
Vestas	V47	47	28.5	3	660	4	15	25	3.75	0.64	pitch
Vestas	V47	47	26/20	3	660/200	4	16	25	4.00	0.61	pitch
Vestas	V52	52	26	3	850	4	16	25	4.00	0.61	pitch
Vestas	V66	66	21.3	3	1750	4	16	25	4.00	0.61	pitch
Vestas	V80	80	16.7	3	2000	4	15	25	3.75	0.64	pitch
Vestas	V90	90	16.1	3	3000	4	15	25	3.75	0.64	pitch
Vestas	V90 1.8	90	14.9	3	1800	4	12	25	3.00	0.77	pitch
Vestas	V90 2	90	14.9	3	2000	4	13	25	3.25	0.72	pitch
Bonus	Mk IV	44	18 \ 27	3	600	3.5	15	25	4.29	0.57	stall
Bonus	1 MW	54.2	15 \ 22	3	1000	4	15	30	3.75	0.64	combi
Bonus	1.3 MW	62	13 \ 19	3	1300	4	15	25	3.75	0.64	combi
Bonus	2 MW	76	11 \ 17	3	2000	4	15	30	3.75	0.64	combi
Bonus	2.3 MW	82.4	11 \ 17	3	2300	4	15	25	3.75	0.64	combi
GamesaEolica	G52-800	52	24.4\26.6	3	800	4	15	25	3.75	0.64	pitch
GamesaEolica	G52-850	52	14.6\30.8	3	850	4	15	25	3.75	0.64	pitch
GamesaEolica	G58-850	58	14.6\30.9	3	850	3	17	21	5.67	0.44	pitch
GamesaEolica	G80-1800	80	15.1\16.1	3	1800	4	18	25	4.50	0.55	pitch
GamesaEolica	G80-2000	80	9 \ 19	3	2000	4	18	25	4.50	0.55	pitch
GamesaEolica	G83-2300	83	9 \ 19	3	2000	4	18	25	4.50	0.55	pitch
GE wind energy	1.5 s	70.5	11.1\22.2	3	1500	4	12	25	3.00	0.77	pitch
GE wind energy	1.5 sl	77	10.1\20.4	3	1500	3	11.8	25	3.93	0.62	pitch
GE wind energy	2.3	84	6.5\18	3	2300	3.5	14	25	4.00	0.61	pitch
GE wind energy	2.5	88	6\16.5	3	2500	3.5	15	25	4.29	0.57	pitch
GE wind energy	2.7	94	5.5\14.9	3	2700	3	15	25	5.00	0.50	pitch
GE wind energy	3.6 s	104	8.5-15.3	3	3600	3.5	14	25	4.00	0.61	pitch
Nordex	N50	50	15.3\23.7	3	800	3.5	14	25	4.00	0.61	stall
Nordex	N60	60	12.8\19.2	3	1300	3.5	15	25	4.29	0.57	pitch
Nordex	N62	62	12.8\19.3	3	1300	3.5	15	25	4.29	0.57	pitch
Nordex	S70	70	10.6\19	3	1500	3	13	25	4.33	0.57	pitch
Nordex	S77	77	9.9\17.3	3	1500	4	13	20	3.25	0.72	pitch
Nordex	N80	80	10.9\19.1	3	2500	4	15	25	3.75	0.64	pitch
Nordex	N90	90	9.6\16.9	3	2300	4	13	25	3.25	0.72	pitch
Nordic	1000	54	25	2	1000	4	15	25	3.75	0.64	stall
Repower	MD70	70	10.7\19.1	3	1500	3.5	14	25	4.00	0.61	pitch
Repower	MM70	70	10.1\20.1	3	2000	4	14	25	3.50	0.68	pitch
Repower	MD77	77	9.7\17.4	3	1500	3	12.5	20	4.17	0.59	pitch
Repower	MM82	82	10.1\20.1	3	2000	4	14	25	3.50	0.68	pitch
Repower	48/600	48.4	14\21	3	600	3	14	20	4.67	0.53	stall
Repower	48/750	48.4	22	3	750	4	15	25	3.75	0.64	stall
Repower	5M	126.5	6.9\12.1	3	5000	3.5	13	25	3.71	0.65	pitch
Norwin	29	29		3	225	4.5	15.2	18	3.38	0.70	stall
Norwin	47 ASR	47		3	750	3	15.2	25	5.07	0.49	combi
Enercon (gearless/var.Speed)	E30	30	18\46	3	300	2.5		30			pitch
Enercon (gearless/var.Speed)	E40	40	18\34	3	600	2.5		30			pitch
Enercon (gearless/var.Speed)	E58	58	10\24	3	1000	2.5		30			
Enercon (gearless/var.Speed)	E66	66	10\22	3	1800/2000	2.5		30			pitch
Enercon (gearless/var.Speed)	E112	114	8\13	3	4500	2.5		30			pitch

Tab. 4.3 – Caratteristiche tecniche delle principali turbine eoliche presenti sul mercato

4.2 ANALISI DEI DATI ANEMOLOGICI

Per l'analisi dei dati meteorologici del territorio marchigiano si è fatto uso delle fonti seguenti:

1. Stazioni ASSAM
2. Stazioni Aeronautica Militare

3. Stazioni ANEMON SPA di Ferrara
4. Stazioni FATTORIE DEL VENTO SPA di Milano
5. Stazioni GAMESA ENERGIA ITALIA di Roma

per un totale di oltre 70 stazioni, nel periodo 1999-2003.

I valori delle rilevazioni messe a disposizione dalle 3 aziende private sopra citate verranno utilizzate per la verifica di alcune simulazioni numeriche della ventosità del territorio, simulazioni realizzate mediante software operante in ambiente MS/Micro3, quindi basato su di un modello di turbolenza linearizzato.

Lo scopo di tali simulazioni numeriche è quello di aggiungere, se possibile, un maggior dettaglio alle mappe di ventosità messe a disposizione dal CESI ad Aprile del 2004; ciò potrebbe permettere di mettere alla luce altre aree di interesse per l'installazione di impianti eolici.

Velocità media annua rilevata dalle stazioni anemometriche

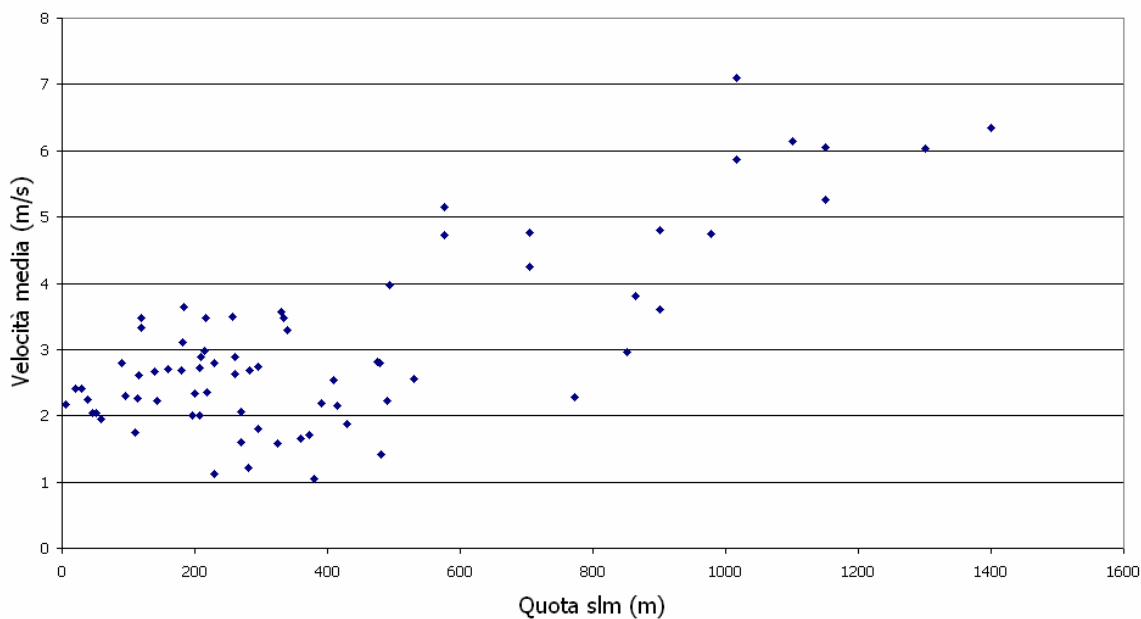


Fig. 4.1- Velocità media annua nel territorio marchigiano

Da una prima analisi delle velocità medie annue registrate dalle stazioni meteorologiche disseminate sul territorio marchigiano, Fig. 4.3, emerge come la **velocità media annua**, misurata a circa 10 metri dal suolo, sia **compresa fra 2 e 4 m/s**.

La maggior parte delle stazioni è situata ad altitudini inferiori ai 600 metri ed è anche probabile che alcune delle installazioni anemometriche siano poco rappresentative delle condizioni locali (a causa di installazioni entro centri abitati oppure a causa della presenza di ostacoli nelle vicinanze). Solo le stazioni site a quote maggiori di 900-1000 metri mostrano **velocità medie annue superiori a 5 m/s**.

Se si confrontano i risultati della Fig. 4.1 con la mappa del vento sulle Marche a 25 m di quota relativa, messa a disposizione dal CESI sembra che il comportamento generale sia confermato, Fig. 4.2; quasi tutto il territorio marchigiano mostra una velocità media annua compresa fra 3 e 4 m/s fatta eccezione per alcune aree montane in cui di 5 ed anche 6 m/s.

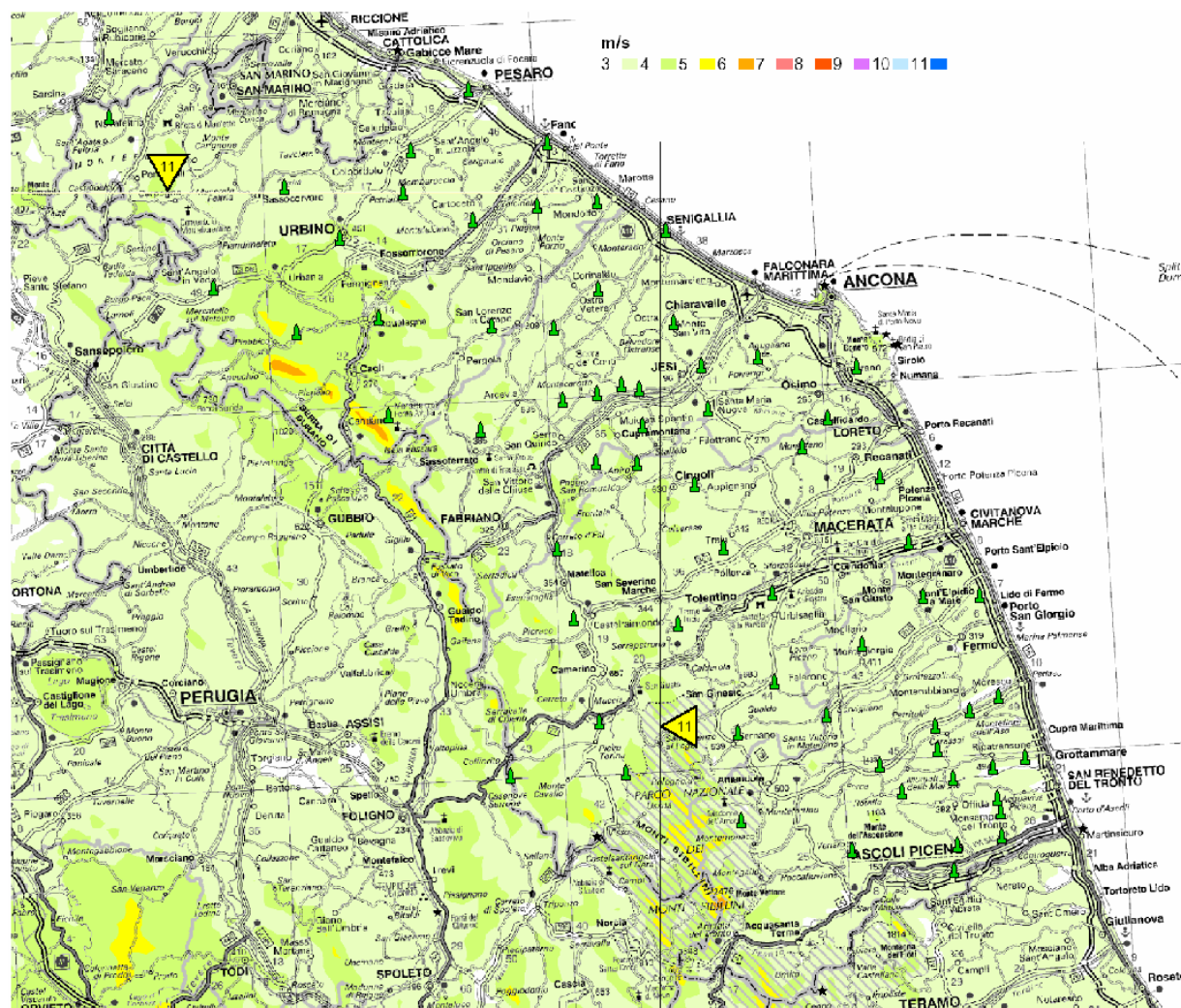


Fig. 4.2 – Velocità media annua a 25 metri (CESI) e localizzazione delle stazioni meteo

È evidente che il mozzo di una turbina eolica è posta ad un'altezza dal suolo sicuramente maggiore di 25 metri, ciò fa sì che la velocità del vento sul rotore della turbina può essere sensibilmente maggiore della velocità media rilevata dall'anemometro; molto dipende dall'altezza di rugosità del terreno e dall'eventuale effetto di accelerazione indotto dalla presenza di un rilievo montuoso, come mostrato in Fig. 4.3.

Per poter estrapolare il valore della velocità del vento all'altezza del mozzo della turbina si è assunto che la componente longitudinale della velocità all'interno del Surface Boundary Layer (ossia all'interno di quello strato di fluido che risente dell'attrito viscoso con il terreno e dove la forza di Co-

riolis risulta del tutto trascurabile) sia rappresentata da un profilo logaritmico secondo la:

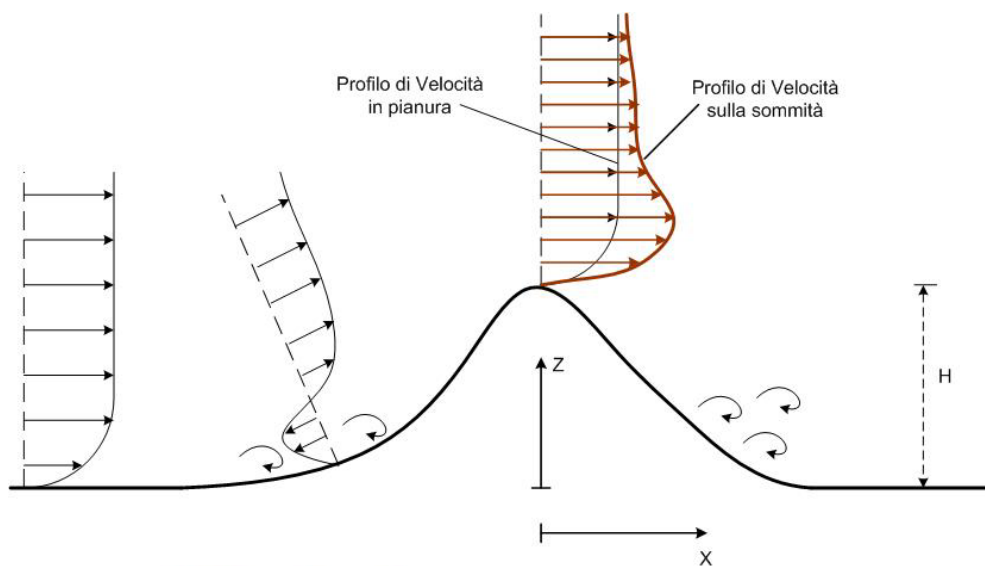
$$U(z) = \frac{u^*}{k} \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$$

k = costante di Von Karman ≈ 0.4

$$u^* = \text{Shear Velocity} = \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho}}$$

z_0 = altezza di rugosità (m)

τ_0 = sforzo viscoso sul terreno



Il **Moltiplicatore Topografico** della Velocità rappresenta il rapporto fra il profilo di velocità sulla collina e quello in pianura. Tale valore cambia lungo Z in funzione della pendenza media della collina, e dell'estensione del plateau collinare.

Fig. 4.3 - Effetto di accelerazione, indotto sul profilo di velocità atmosferico, dalla presenza di un pendio

Poiché per ogni stazione meteo la morfologia del territorio circostante l'anemometro può essere diversa, la valutazione delle altezze di rugosità è stata fatta mediante un'analisi GIS delle carte sull'uso del suolo e delle carte della vegetazione, messe a disposizione dal centro cartografico della Regione.

Si è così aggiudicata una determinata rugosità al terreno a seconda della tipologia e dell'uso antropico dello stesso e seguendo la tabella di valori seguente:

Classi di Rugosità corrispondenti al database USGS di copertura del terreno		
Tipo di copertura del terreno USGS	Classificazione Rugosità di Wieringa	Altezza di Rugosità (m)
Neve o Ghiaccio	Terreno innevato liscio	0.0005
Corpi d'acqua	Acqua, sabbia, neve mobile	0.001
Terra nuda, Tundra, colture irrigate e pascoli	Campi ghiacciati, terre incolte	0.005
Paludi erbose, tundra erbosa, praterie	Erba corta e muschio	0.01
Mosaico di coltivazioni e pascoli	Erba alta, basse coltivazioni	0.06
Terre aride, coltivazioni e pascoli, coltivazioni irrigate, pascoli mischiati	Alte coltivazioni	0.2
Steppa, steppa e prateria, nude o coltivate a macchie	Steppa	0.4
Mosaico di raccolti e bosco, Savana, Paludi boschive, Tundra boschiva	Raccolti maturi	0.5
Bosco di latifogli caduchi, bosco di aghiformi caduchi, bosco di sempreverdi caduchi	Foresta	0.8
Terreni urbani ed edificati	Terreni urbani ed edificati	1.0

Tab. 4.4 – Valori di altezze di rugosità per i diversi tipi di terreno

Velocità media annua a 60 metri

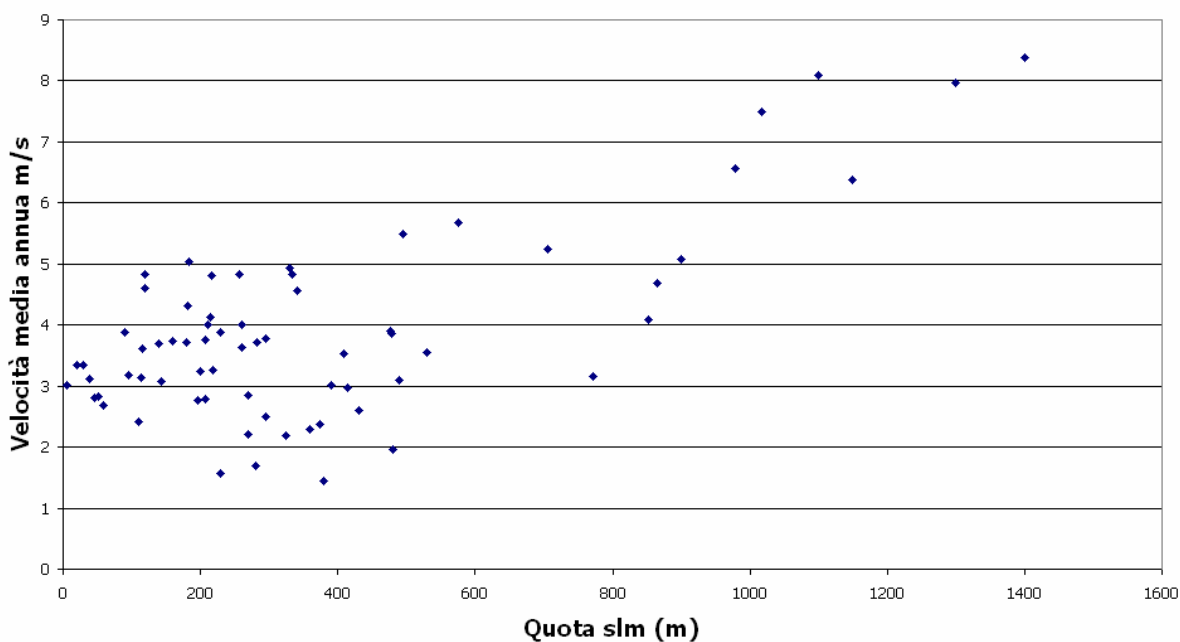


Fig. 4.4 – Velocità media annua a 60 metri dal suolo

Ciò ha portato ai risultati di Fig. 4.4 relativi all'estrapolazione della velocità del vento a quote di circa 60 metri; si vede chiaramente come per siti posti ad altitudini superiori ai 900 metri si hanno velocità medie annue comprese fra 5 ed oltre 8 m/s. Se confrontiamo tali dati con quelli provenienti dalla mappa del vento a 70 metri, messa a disposizione dal CESI, e riportata in Fig. 4.5, si nota come le aree ad alta ventosità siano all'interno della fascia dei 5-7 m/s e molte di queste cadono in AREE PROTETTE (Parchi e Riserve).

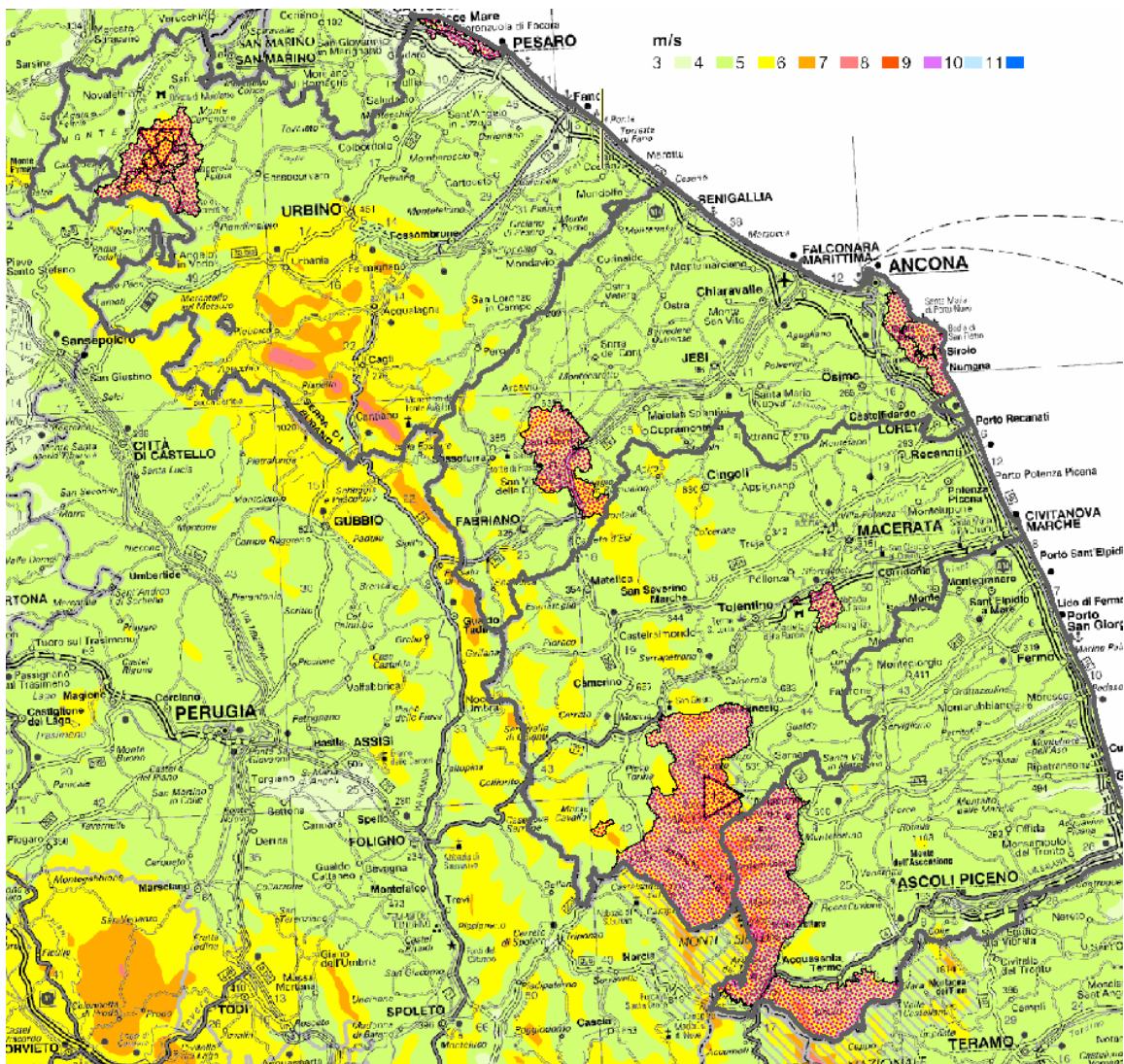


Fig. 4.5 – Mappa del vento a 70 metri con limiti provinciali ed aree protette

A questo punto è opportuno chiedersi quale possa essere il potenziale eolico disponibile, e quello sfruttabile da una turbina eolica inserita nel territorio marchigiano; per affrontare questo argomento è necessario introdurre alcuni parametri che consentano di descrivere la ventosità del sito preso in considerazione e l'inserimento della macchina eolica in tale sito.

Per quanto riguarda il primo argomento è utile ricordare come sia pratica diffusa descrivere la distribuzione di frequenza del vento mediante la curva di Weibull, descritta in dettaglio nell'Appendice-B:

$$f(u/C) = \frac{8760}{C} \cdot k \cdot \left(\frac{u}{C}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{u}{C}\right)^k\right] \quad [(\text{ore}/\text{anno})/(\text{m}/\text{s})] \quad (1)$$

In prima approssimazione In Fig. 4.6 si comprende molto bene l'importanza del parametro "k" dell'equazione, esso indica quanto dispersa sia la distribuzione del vento, tanto più alto è "k" tanto più stabile è la ventosità del sito; ciò gioca a favore di una potenziale installazione eolica in quanto la turbina potrebbe operare ad un numero di giri molto regolare ed erogare potenza con continuità.

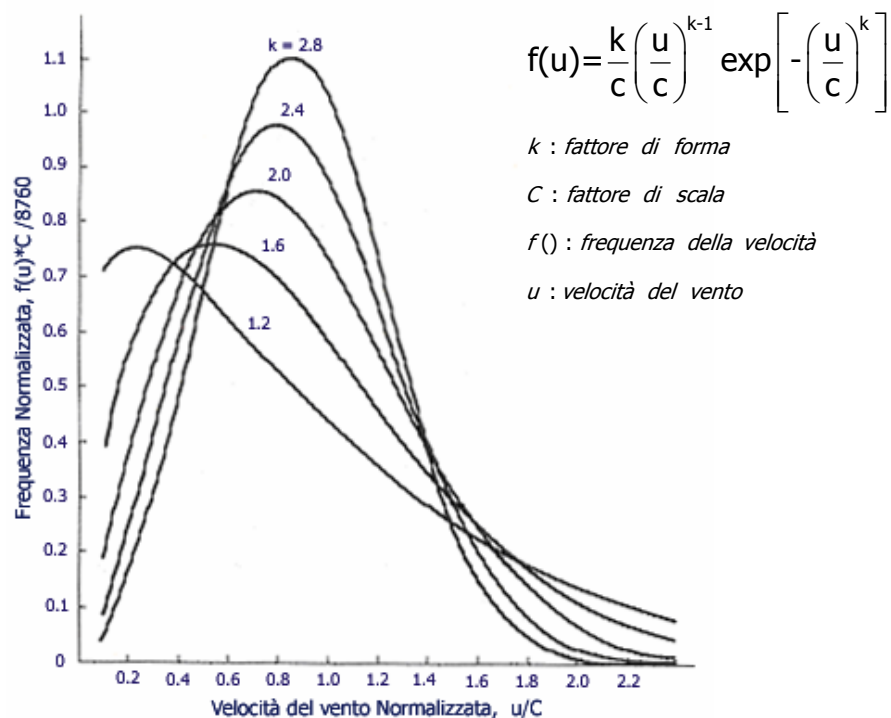


Fig. 4.6 - Distribuzione della frequenza delle velocità del vento espressa mediante la relazione di Weibull

Oltre a "k" l'altro parametro ugualmente importante è il valore di velocità media annua che deve risultare abbastanza elevato, così da garantire che la turbina eolica operi ad un buon rendimento di trasformazione ed a un **Fattore di Utilizzo (CF)** (rapporto fra l'energia annua fornita dalla macchina e l'energia che la stessa potrebbe fornire se operasse in condizioni nominali, si veda l'Appendice-A) perlomeno vicino a **0.2**.

Grazie alla possibilità di descrivere con soli 2 parametri le caratteristiche anemologiche di base di un sito, diventa plausibile definire quali debbano essere i requisiti che un luogo deve possedere perché possa ospitare un impianto eolico; questa è la strada che già nel 1970 è stata tracciata dallo U.S Federal Wind Energy Program e migliorata nel 1980 grazie agli studi dello U.S. Department of Energy (DOE) della NASA.

Dagli studi e dalle rilevazioni anemometriche effettuate sul territorio americano è infatti emerso che il **Vento di Riferimento** per una installazione eolica deve possedere le seguenti caratteristiche:

- Velocità media annua, misurata a 10 metri dal suolo (U_{10}): **6.35** m/s
- Coefficiente "k" della curva di Weibull: **2.29**
- Coefficiente "C" della curva di Weibull: **7.17** m/s

oltre a questo viene assunto un profilo di velocità in altezza che segue una legge esponenziale del tipo:

$$U(z) = U_{10} \cdot \left(\frac{z}{10} \right)^\alpha$$

con l'esponente α pari a 0.196867.

Ciò comporta che a 25, 50 e 70 metri di altezza il Vento di Riferimento assumerà i seguenti valori:

$$V_{\text{rif}}(25): 7.6 \text{ m/s}$$

$$V_{\text{rif}}(50): 8.7 \text{ m/s}$$

$$V_{\text{rif}}(70): 9.3 \text{ m/s}$$

e che l'energia disponibile annua nel sito sia pari a:

$$E_a(10 \text{ m di altezza}): 2324 \text{ kWh/m}^2$$

$$E_a(50 \text{ m di altezza}): 5183 \text{ kWh/m}^2.$$

E' importante a questo punto che si valuti se il Vento di Riferimento, così come caratterizzato dalla DOE/NASA, sia rappresentativo anche del territorio marchigiano; analizzando i dati provenienti dalle stazioni meteo e basandoci sulle prime simulazioni fatte è possibile arrivare al range di valori evidenziato in Fig. 4.1 ed in Fig. 4.7 dove emerge che in postazioni poste in quota (oltre i 600 metri):

- la Velocità media annua, misurata a 10 metri dal suolo (U_{10}): **varia da 5 a 6.5 m/s**
- il Coefficiente "k" della curva di Weibull: **varia da 1.4 ad 1.8**

che ci chiarisce come la distribuzione di velocità sia poco stabile, e ciò costringe la turbina ad operare, nel corso dell'anno, in condizioni variabili, e spesso a potenza estremamente ridotta.

Se si calcola per tutte le stazioni meteo l'energia annua disponibile ad una quota di 60 metri si ottengono dei risultati interessanti, si veda la Fig. 4.8; per siti posti in quota l'energia disponibile, E_a , è **superiore a 5000 kWha/m²** (per il calcolo dell'energia disponibile si faccia riferimento all'Appendice-A). A questo punto rimane da capire quanta di questa energia potrebbe, in linea teorica, essere utilizzata da una macchina eolica.

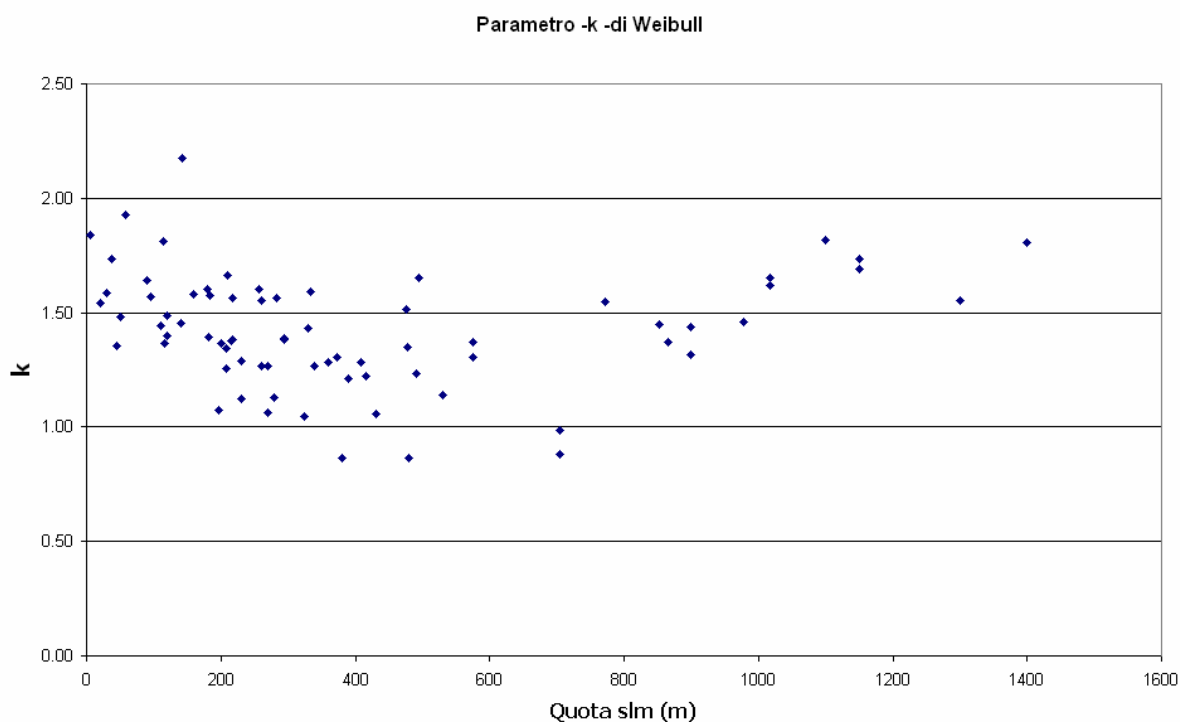


Fig. 4.7 – Andamento di k per varie stazioni meteo site nel territorio marchigiano

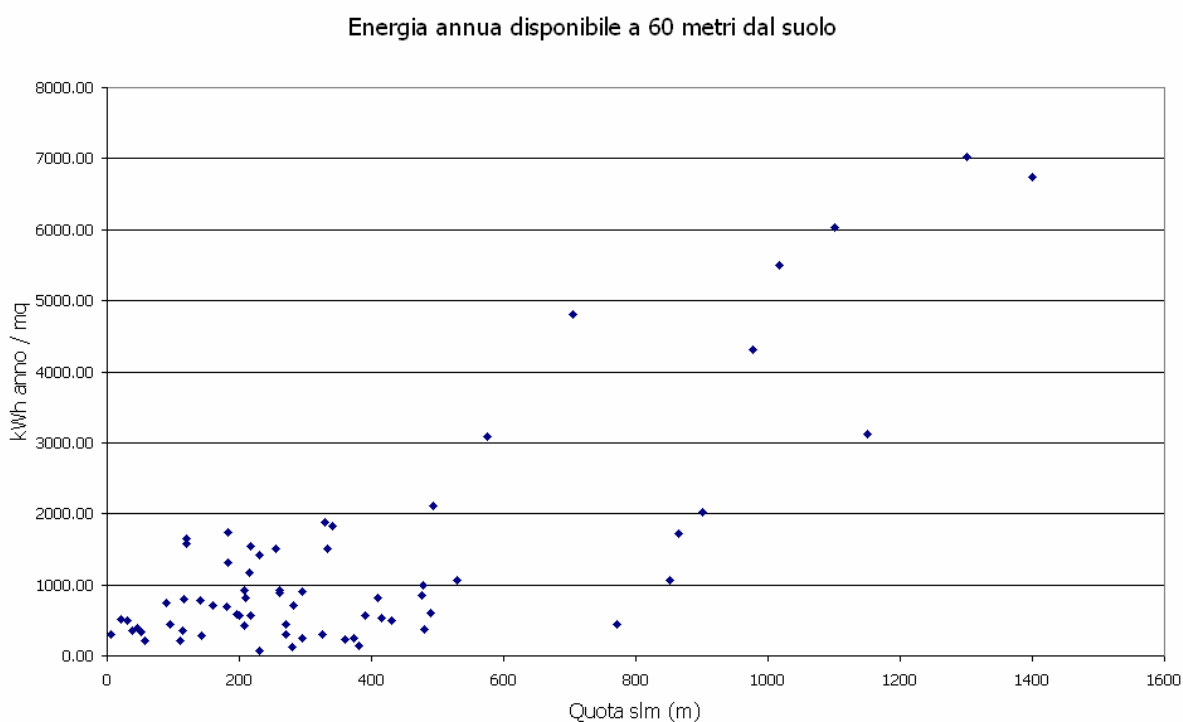


Fig. 4.8 – Energia annua disponibile nei siti marchigiani

Per far questo sono state prese in esame 4 macchine di taglia crescente: 660 kW, 880 kW, 1500 kW e 2200 kW e per ognuna di esse è stata assunta:

- una velocità di avvio compresa fra 3.5 e 4 m/s;

- una velocità di funzionamento nominale di compresa fra 12.5 e 14 m/s;
 - una velocità di Cut-Off di 25 m/s;
- e le seguenti dimensioni geometriche principali

Macchina	Altezza mozzo (m)	Diametro rotore (m)
660 kW	43	47
880 kW	46	52
1500 kW	58	77
2200 kW	60	82

A questo punto, utilizzando il metodo riportato in Appendice-A si è passati al calcolo energetico che è riportato in Fig.9 e che mostra come per siti posti in quota sia possibile ottenere una quantità di **energia compresa fra 2 e 4 GWh/anno per ogni MW di turbina installato**. Tale valore non tiene conto dei periodi necessari alla manutenzione ed al livello di turbolenza del sito che, qualora fosse maggiore del 16-20%, potrebbe portare ad un funzionamento irregolare della macchina, con conseguente riduzione delle sue caratteristiche produttive. In via precauzionale si può assumere come **limite minimo di funzionamento un'energia specifica annua di 1.5 GWh/anno/MW**.

Energia specifica annua producibile

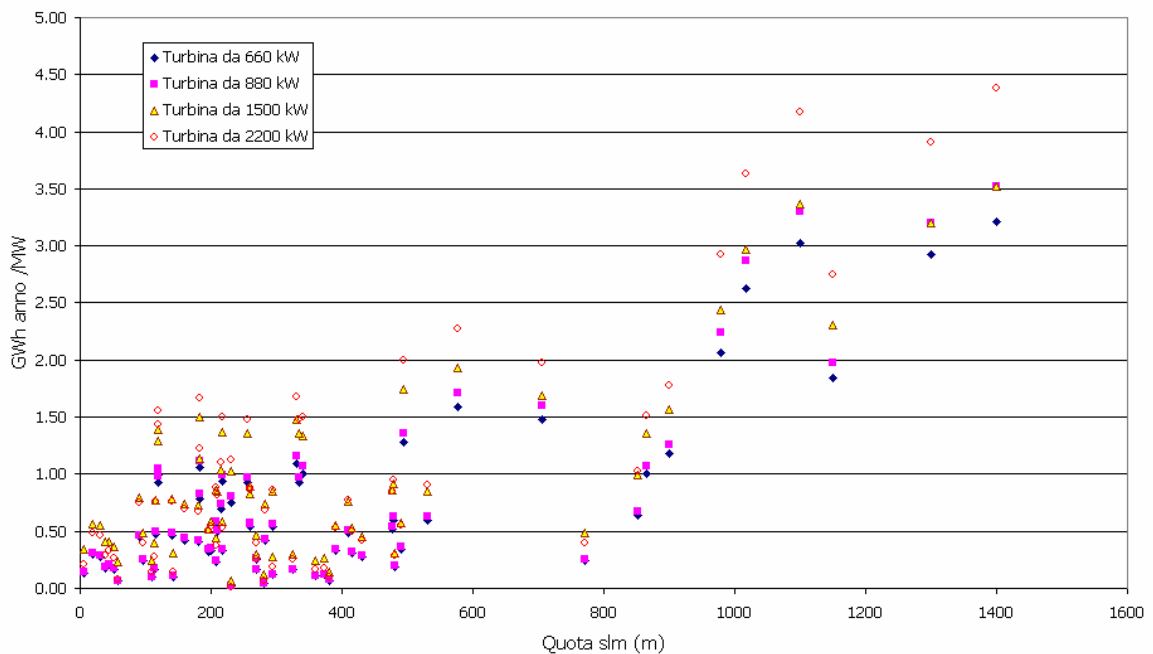


Fig. 4.9 – Energia annua producibile per ogni MW di turbina installato

Di pari passo alla valutazione energetica va la stima delle ore annue di funzionamento dell'impianto, la Fig. 4.10 riporta i calcoli effettuati per le 4 macchine prese in considerazione da cui emerge come, in linea teorica, si possano raggiungere tempi di lavoro compresi fra 5500 e 7500 ore l'anno.

Per le stesse considerazioni fatte in precedenza è plausibile che il **numero di ore minimo debba essere almeno pari a 3500 ore/anno.**

Periodo annuo di possibile rotazione delle pale

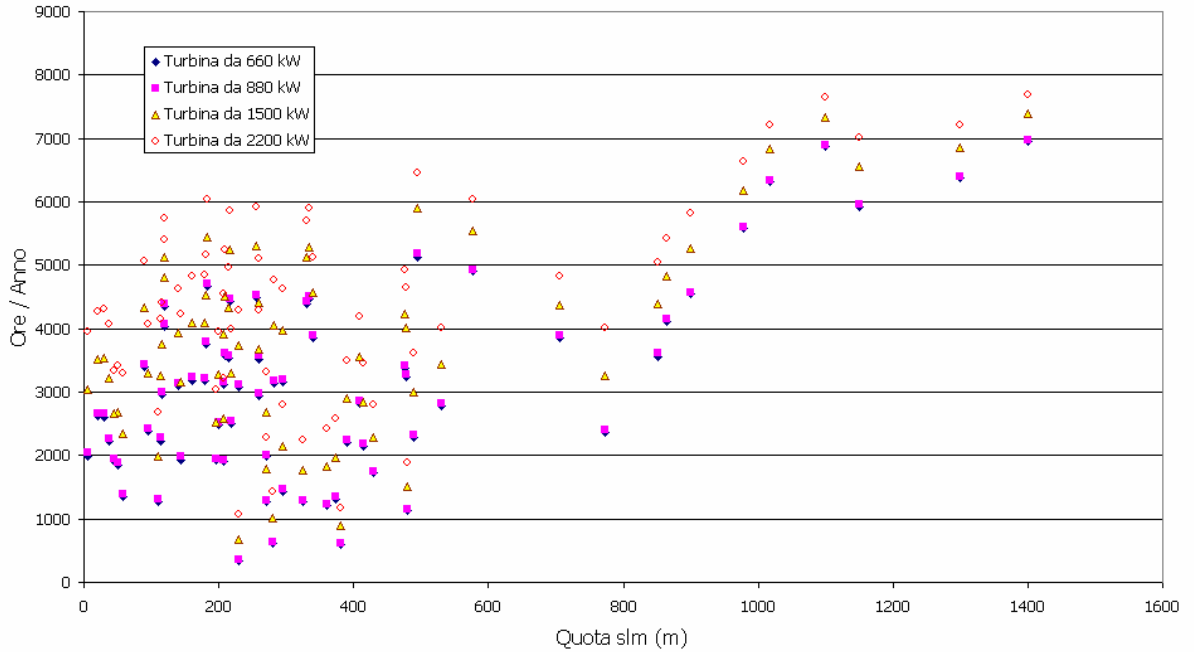


Fig. 4.10 – Ore annue di possibile funzionamento della turbina

Passiamo ora ad esaminare la variazione dei parametri di merito delle 4 turbine; il Fattore di Utilizzo (CF) è riportato in Fig. 4.11.

Fattore di utilizzo della turbina

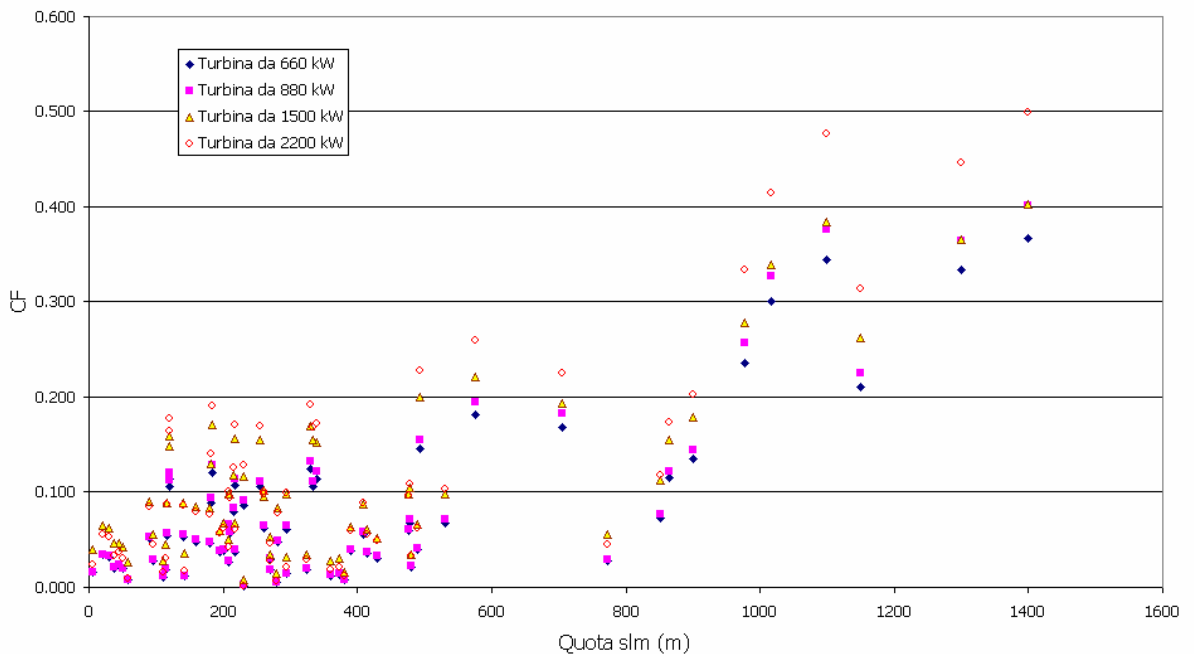


Fig. 4.11 - Fattore di utilizzo dell'impianto eolico

Si vede chiaramente come solo in siti posti a quote superiori a 900 metri si riesca a raggiungere, e superare, il valore di soglia di 0.2; valore minimo per ritenere economicamente conveniente l'installazione eolica, vedi Appendice-A per ulteriori dettagli.

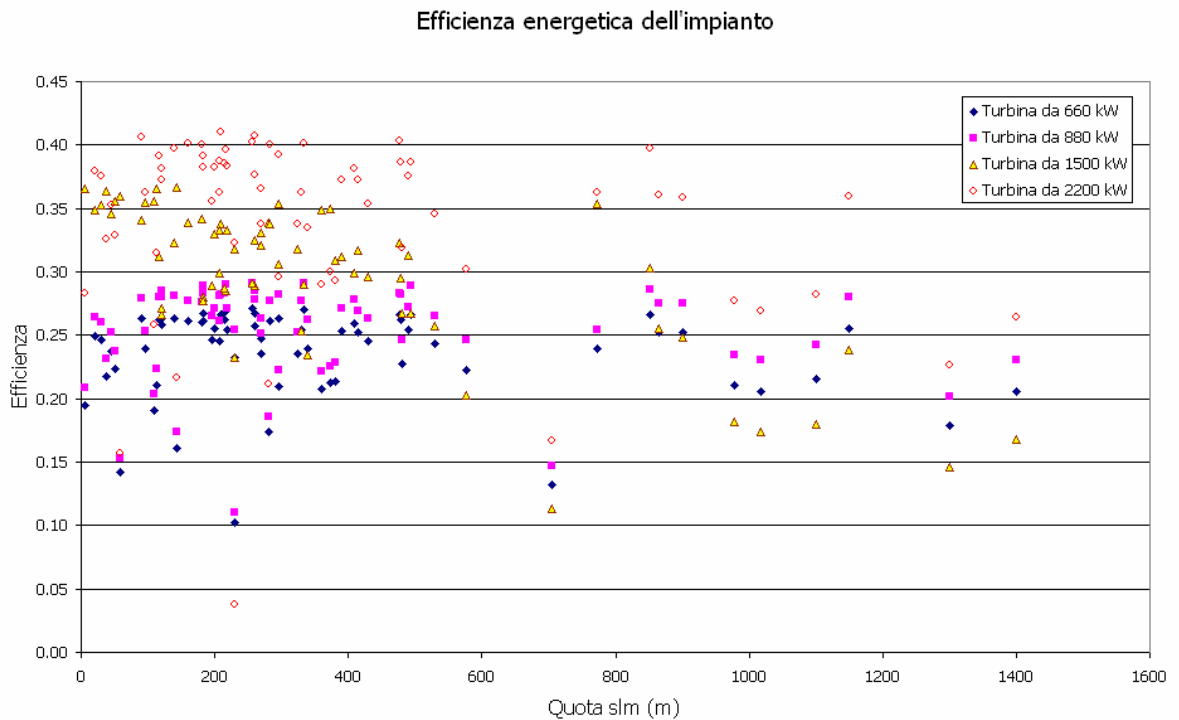


Fig. 4.12 – Efficienza energetica dell'impianto

Altra riflessione che va fatta in merito è che all'aumentare delle dimensioni della turbina il coefficiente di utilizzo cresce, indicando un migliore sfruttamento della turbina stessa.

Il Fattore di utilizzo non fornisce indicazioni sullo sfruttamento della risorsa eolica pertanto è necessario che vengano analizzati i parametri di efficienza, sia energetica che di sito. La prima è riportata in Fig. 4.12 e ci mostra come l'efficienza energetica dei siti posti in quota sia compresa fra circa 0.2 e 0.3 e che l'aumento di quota non innalza ulteriormente tali valori.

Anche da questa analisi emerge come le turbine di grossa taglia mostrino un'efficienza energetica maggiore, ossia producono una quantità maggiore di energia a parità di energia eolica disponibile nel sito.

Al contrario invece l'analisi dell'efficienza del sito (Siting Efficiency) mostra come nei siti in quota siano le turbine più piccole a sfruttare meglio la risorsa eolica, vedi Fig. 4.13.

Si ricorda che il Siting Efficiency è il rapporto fra l'energia estratta dalla turbina e quella che la stessa avrebbe prodotto se avesse operato costantemente al massimo rendimento.

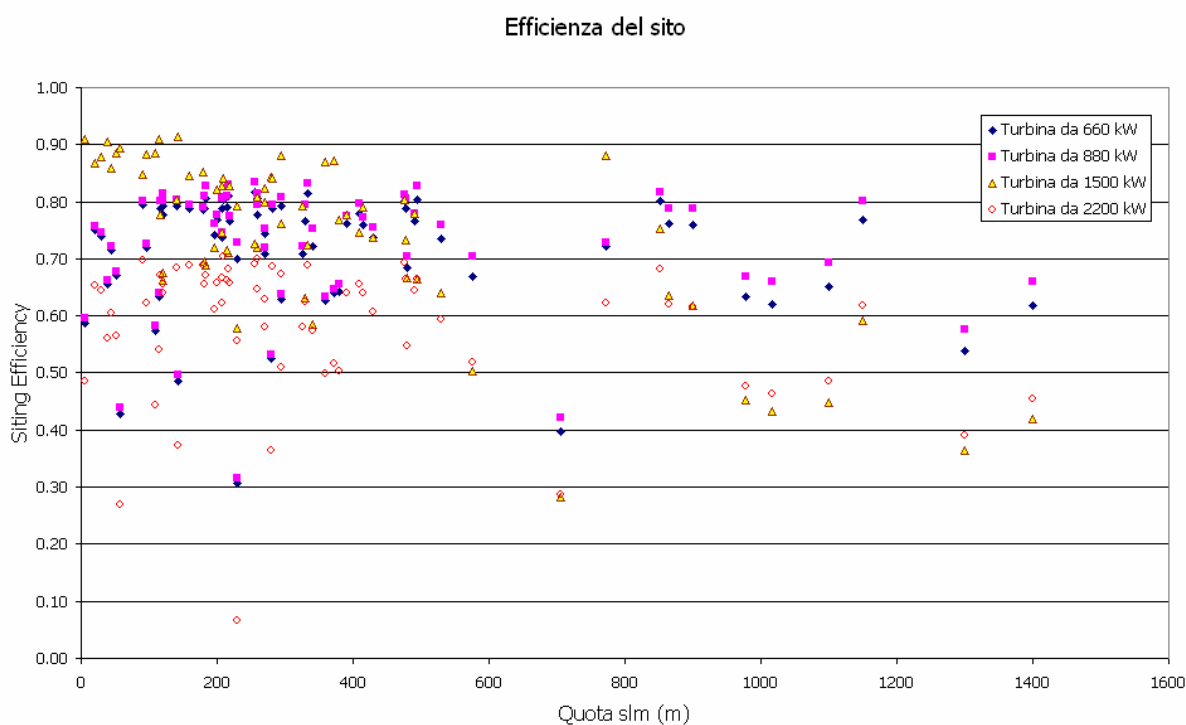


Fig. 4.13 – Siting Efficiency dell’impianto

È chiaro che la scelta della tipologia di turbina è molto importante anche per un problema di impatto visivo, dovuto alla modifica del paesaggio ed all’occupazione di una porzione del campo visivo dell’osservatore; si ricorda come tutto ciò costituisca uno degli ostacoli principali alla diffusione di impianti eolici, soprattutto in zone ad orografia complessa.

Per questo può essere utile confrontare diverse tipologie di installazioni eoliche definendo parametri che tengano conto dell’energia prodotta nel periodo in rapporto alla superficie o al volume del campo visivo occupato.

Possiamo così associare ad ogni macchina all’interno della wind farm un’area ed un volume di campo visivo convenzionalmente occupati. Queste grandezze saranno dipendenti: dall’altezza massima della macchina e dalle distanze relative tra le macchine all’interno del parco, che devono essere mantenute sia nella direzione del vento prevalente (ortogonale al piano del rotore) sia nella direzione ortogonale a questa (giacente sul piano del rotore) per evitare fenomeni d’interferenza aerodinamica.

Detta **H** l’altezza complessiva della macchina (altezza del mozzo+lunghezza di pala) e detto **D** il diametro del rotore, possiamo considerare la distanza tra una macchina e l’altra, misurata tra gli assi delle torri, nella direzione ortogonale al vento prevalente (passo trasversale) pari a **3D**.

La distanza tra una macchina e l’altra nella direzione del vento prevalente (passo longitudinale) misurata tra gli assi delle torri può essere presa pari a **6D**.

Si può così pensare che una turbina occupi come superficie sul piano del rotore l'area di un rettangolo che si estende per un'altezza pari a quella complessiva della macchina **H** e in larghezza per una distanza dall'asse della torre di circa **1.5D da ogni lato** rispetto ad esso.

Visto che è possibile, per una stessa turbina, fare uso di torri di diversa altezza si è assunto che H debba essere stimato secondo la:

$$H = D + 20 \quad (m)$$

L'area frontale occupata al fine di valutare l'impatto visivo dalla macchina sarà così:

$$S_{visiva} = (3 \cdot D) \cdot H = 3 \cdot H \cdot D$$

Se si estrude tale superficie su di una lunghezza pari **6D**, misurata a partire dall'asse della torre possiamo stimare il volume occupato in termini di impatto visivo da ogni macchina.

Esso sarà pari al volume di un parallelepipedo di lati 3D, 6D, H.

$$V_{visivo} = (3 \cdot D) \cdot H \cdot (6 \cdot D) = 18 \cdot H \cdot D^2$$

Avendo definito queste grandezze, è possibile calcolare le densità, superficiali e volumetriche, di energia specifica (misurabili in [kWha/m²] e [kWha/m³]) prodotta dalla turbina eolica nel periodo di tempo considerato:

$$\delta_{sup} = \frac{E_{annua}}{S_{visiva}}; \text{ Densità superficiale di energia annua}$$

$$\delta_{vol} = \frac{E_{annua}}{V_{visivo}}; \text{ Densità volumetrica di energia annua}$$

Queste grandezze potranno essere usate come parametri di prestazione delle installazioni eoliche, permettendo di eseguire un confronto oggettivo in termini d'impatto ambientale (in particolar modo visivo) tra le varie installazioni. Infatti, avere elevati valori delle densità superficiali e volumetriche di energia significa produrre un numero più alto di kWh nel periodo considerato a parità di impatto visivo dell'impianto.

La Fig.4.14 riporta la densità volumetrica di energia annua prodotta nei siti marchigiani, che:

- conferma la validità di installazioni poste a quote superiori a 900 metri
- evidenzia come sopra i 1200-1300 metri non vi sia più un marcato aumento della densità volumetrica di energia
- le turbine più piccole mostrano spesse volte valori di densità volumetrica più elevati.

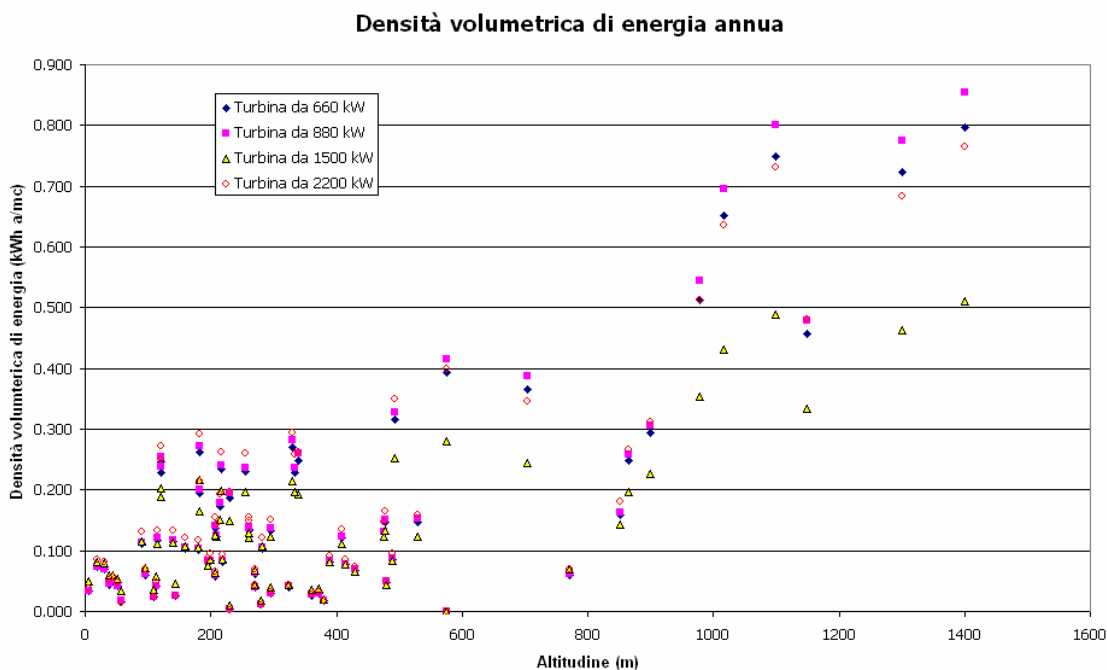


Fig. 4.14 – Densità volumetrica di energia annua prodotta

Riassumendo si possono quindi tracciare i seguenti criteri di massima per la definizione dei requisiti tecnici ed energetici che un impianto eolico dovrebbe possedere per essere realizzato nel territorio marchigiano:

- **Velocità media annua del vento, a 10 m da terra, maggiore o uguale a 5 m/s;**
- **Energia annua prodotta per MW installato pari ad almeno 2.0 GWha/MW.**
- **Numero annuo di ore di rotazione delle pale superiore a 4000 ore/anno**
- **Densità volumetrica di energia annua maggiore o uguale a 0.30 kWha/m³**

4.2.1.1 Riferimenti

- [1] P. Gipe "Wing Energy: comes of age", John Wiley & sons, Inc., 1995, ISBN 0-471-10924-X
- [2] D. Spera "Wind Turbine Technology", ASME PRESS, 1998, ISBN 0-7818-1205-7
- [3] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi "Wind Energy Handbook", John Wiley & sons, 2002, ISBN 0-471-48997-2
- [4] S. P. Arya "Introduction to Micrometeorology", Academic Press, 1988, ISBN 0-12-064490-8
- [5] P. Gipe "Elettricità dal vento: Impianti di piccola scala", Franco Muzzio Editore, 2002, ISBN 88-7413-016-3
- [6] A. Mercanti, R. Granatella, A. La Manna "Energia eolica: tra passato e futuro un'alternativa attuale", Alinea Editrice, 2002, ISBN 88-8125-565-0

[7] J. D. Holmes "Wind loadings on structures", Spon Press, 2001, ISBN 0-419-24610-X

[8] C. Dyrbye, S. O. Hansen "Wind loads on structures", 1999, ISBN 0-471-95651-1

4.3 GLI IMPIANTI EOLICI OFF-SHORE

Lo sfruttamento delle risorse eoliche marine è un tema estremamente interessante in quanto consente la realizzazione di impianti di grosse dimensioni, i con problemi di impatto ambientale in genere più modesti rispetto a quelli che emergono in installazioni in quota.

In linea generale i motivi che potrebbero spingere verso impianti Off-Shore, sono:

- una bassa rugosità superficiale, quindi un profilo di velocità abbastanza uniforme, che consente di utilizzare turbine con torri più basse (circa 0.75 volte il diametro del rotore);
- una minore turbolenza dell'aria, con conseguente riduzione dei fenomeni di sollecitazione meccanica a danno delle pale delle turbine;
- una maggiore stabilità del vento rispetto alla terraferma;
- una maggiore velocità del vento rispetto alla costa, a parità di quota.

Di contro i costi di connessione alla rete elettrica, così come quelli d'installazione e trasporto, rendono gli impianti Off-Shore sicuramente più costosi di quelli posti sulla terraferma, circa 1.5 volte; in prima approssimazione si può assumere **un costo di 1.500.000 euro a MW installato**, qualora la profondità dello specchio d'acqua sia inferiore ai 20 metri e qualora ci sia la presenza di un porto commerciale di buone dimensioni entro una distanza di 40 km dal sito.

Proprio la **profondità dei fondali marini** è uno degli ostacoli principali alla realizzazione di una wind-farm in mare; l'uso di fondazioni di acciaio ha consentito, negli ultimi anni, di ridurre il prezzo di installazioni in acque con profondità maggiori di 10 metri. Per profondità minori possono ancora essere utilizzate delle fondazioni a gravità in calcestruzzo, che sono in grado di esercitare un carico di oltre 1000 ton/m² sul fondale.

A causa dell'elevato peso specifico del calcestruzzo, per fondali più profondi diventa proibitivo il trasporto della fondazione, si utilizzano così basi a gravità, in acciaio; esse vengono riempite con minerali pesanti che ne garantiscono l'affondamento e la capacità di resistere alle onde. Una base di questo tipo presenta una sezione di circa 14x14 metri, analoga a quella di un aerogeneratore installato in quota.

Ben più interessante è la fondazione a monopalo in acciaio che permette installazioni su fondali fino a 20 metri e che non richiede un trattamento preventivo del fondale marino, né tanto meno una protezione speciale agli agenti corrosivi.

In alternativa alle 2 tipologie di fondazioni sopra citate è possibile far ricorso alla fondazione a treppiede particolarmente adatta per acque profon-

de, in questo caso i 3 piedi della fondazione vengono fissati al fondale marino mediante pali di acciaio; una particolare attenzione è richiesta nell'utilizzo di questo tipo di fondazione e riguarda l'evitare che le navi di servizio siano impossibilitate ad avvicinarsi alla torre, a causa della presenza dei piedi di sostegno della fondazione.

Tutte le macchine del parco eolico vengono in genere cablate mediante una connessione a 11 kV o a 30-33 kV, all'interno del parco viene in genere installata una piattaforma di trasformazione che innalza a 150 kV la tensione, prima del trasporto a terra.

4.3.1 Risorsa eolica marina in prossimità della costa marchigiana

In linea di massima la direzione di provenienza prevalente del vento su scala nazionale è Sud-Ovest, ciò molto probabilmente fa sì che la costa Adriatica sia sfavorita a causa dell'effetto di schermatura indotto dalla catena Appenninica e dalla terraferma. E' plausibile così che la ventosità dell'Adriatico sia modesta se confrontata con le zone vicine alla Sardegna o, più in generale, a quelle del Tirreno.

Per poter valutare al meglio la risorsa eolica off-shore in prossimità delle coste marchigiane ci si è affidati all'analisi dei dati climatici offerti dalla ENI Divisione E&P appositamente per questo studio, e relativi a 13 stazioni in mare le cui posizioni e caratteristiche principali sono riportate nella tabella seguente.

STAZIONE	X(G.B.)	Y(G.B.)	Profondità Fondale (m)	Altezza Anemometro (m)	Velocità Media (m/s)	Velocità Media a 65 m	Parametro k di Weibull	Parametro C di Weibull
ADA	5006139.94	2330759.69	24.5	15	4.40	5.18	1.609	4.893
AMELIA	4919608.87	2333730.00	31.5	25	4.36	4.84	1.562	4.848
ANNABELLA	4899087.65	2366559.91	51.0	60	4.72	4.76	1.610	5.144
ANTARES	4918373.46	2317174.74	15.0	15	3.22	3.79	1.317	3.462
AZALEA_B	4893002.05	2337705.61	19.0	29	4.70	5.13	1.778	5.270
BARBARA_C	4881137.08	2422463.61	70.0	30	4.59	4.99	1.420	5.010
CLARISSA	4853670.89	2416406.06	71.5	40	4.22	4.44	1.608	4.699
GARIBALDI_A	4933014.10	2322160.63	24.5	30	4.19	4.55	1.683	4.677
PCW_A	4932154.23	2310199.90	12.5	15	4.70	5.54	1.802	5.271
ELEONORA	4743416.36	2451011.09	62.0	30	3.87	4.21	1.324	4.204
FRATELLO	4717926.84	2451804.51	19.0	21	3.75	4.24	1.524	4.146
GIOVANNA	4735189.87	2476158.57	117.0	50	4.23	4.35	1.420	4.622
PENNINA	4763522.49	2451869.40	73.0	40	4.71	4.96	1.559	5.231

Tab. 4.5 - Dati di ventosità e frequenza nelle stazioni meteomarine dell'AGIP site nell'Adriatico, dal 1998 al 2000

Velocità del Vento Media Annua (m/s) a 65 metri slm

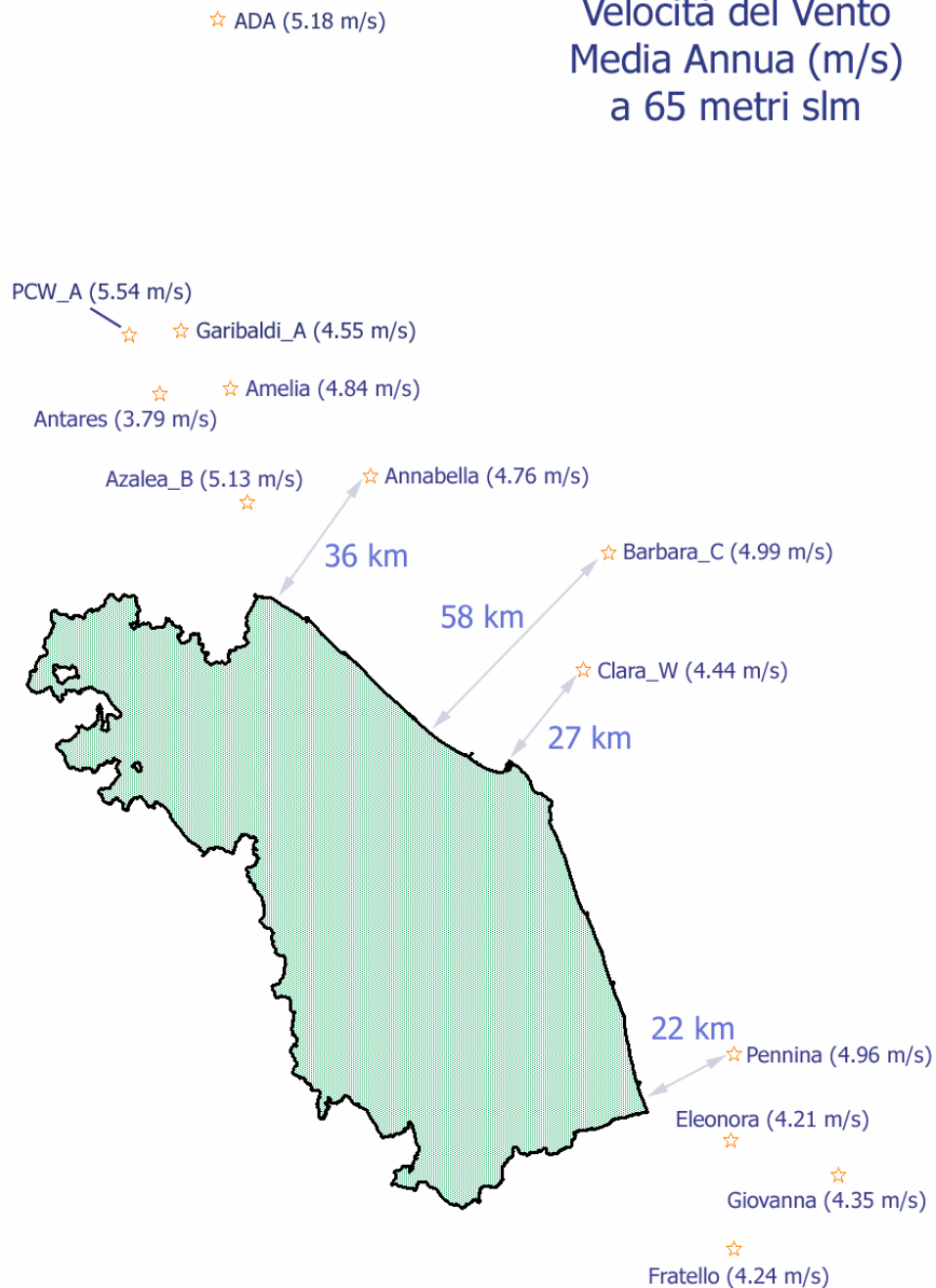


Fig. 4.15 - Posizione delle stazioni meteomarine ENI Divisione E&P

Come si evince dall'analisi dei dati, le altezze degli anemometri cambiano da stazione a stazione e ciò ha richiesto, dopo la valutazione della Velocità Media, di riportare tutti i risultati ottenuti ad una stessa quota; per tale quota si è assunto un valore di 65 metri che potrebbe rappresentare l'altezza del mozzo di una turbina eolica installata in mare. Per estrapolare la velocità a 65 metri si è assunto un profilo di velocità di tipo logaritmico, con un'altezza di rugosità pari a 0.004 metri, valore che ben si adatta a rappresentare le condizioni meteomarine di un mare "chiuso" come l'Adriatico.

La Fig. 4.15 mostra la posizione geografica delle diverse stazioni meteomarine e la distanza dalla costa per quelle più vicine alla regione Marche.

A parte la stazione Antares, tutte le altre mostrano velocità medie annue comprese fra 4.2 e 5.2 m/s, oltre a ciò dai dati non emerge una differenza di velocità legata alla Latitudine geografica del sito; la dispersione dei dati porta a valutare in **4.7 m/s la velocità media annua** (pari al 47 percentile).

Per quanto riguarda la direzione e la frequenza dei venti sono stati analizzati in dettaglio le stazioni vicine alla costa marchigiana e le rose dei venti sono riportate nelle figure seguenti.

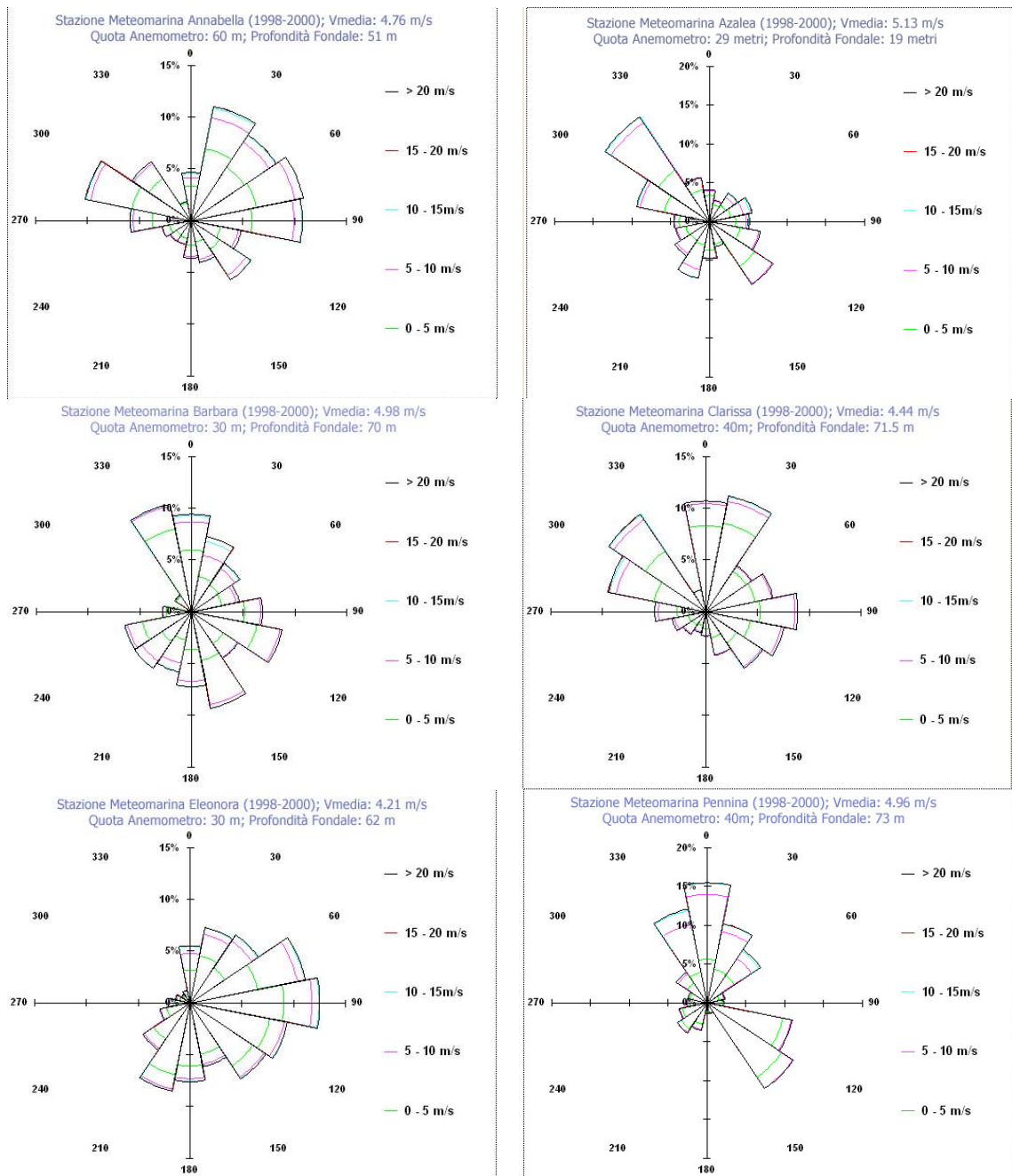


Fig. 4.16 - Rose dei venti nelle stazioni meteomarine prospicienti la costa marchigiana

Non esistono direzioni prevalenti ripetibili per tutte le stazioni, la provenienza di venti sciroccali (SE) sembra forse l'unica presente ovunque; ciò sta ad indicare come ci sia una forte interazione fra la costa e lo specchio d'acqua oggetto di studio, o più in generale come i venti provenienti dal settore EST siano meno influenzati dalla presenza della costa. Tutte le analisi condotte sono state limitate ad un periodo di tempo che va **dal 1998 al 2000**, ciò al fine di valutare i dati meteomarini su di un periodo analogo a quello dei dati terrestri. Disponendo però di dati relativi ad anni precedenti al 1998 si è valutata la differenza fra il periodo 1993-1998 ed il 1998-2000; per la stazione Clarissa, quella più vicina la porto di Ancona, il confronto è visibile dalle immagini sottostanti.

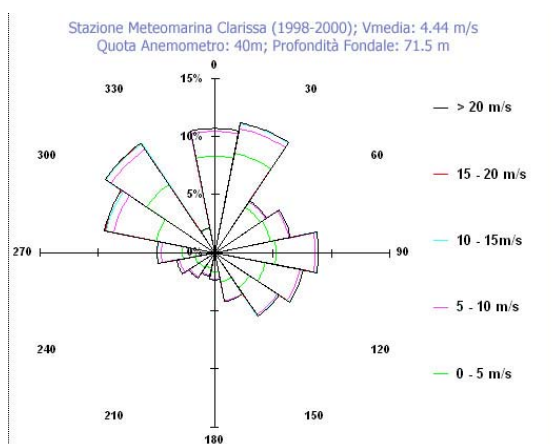


Fig. 17a - Stazione Clarissa dal 1998 al 2000

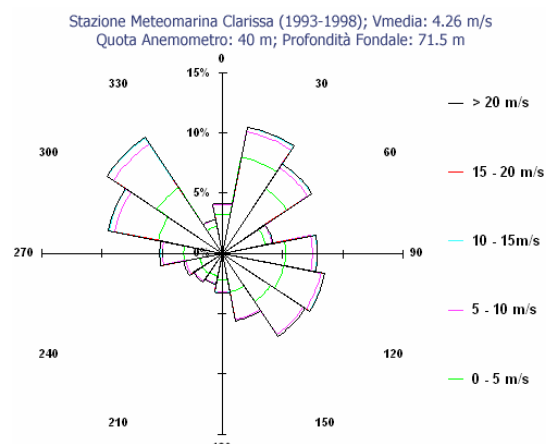


Fig. 17b - Stazione Clarissa dal 1993 al 1998

Non ci sono variazioni apprezzabili della velocità media né tanto meno dell'andamento generale della rosa dei venti, lo stesso comportamento è stato rilevato sulle altre stazioni meteomarine prospicienti la costa marchigiana.

La distribuzione della frequenza del vento è invece rappresentata dai parametri k e C della distribuzione di Weibull, riportati nella tabella dei dati generali delle stazioni; fatta esclusione per ANTARES ed ELEONORA, **tutte le stazioni mostrano un $k > 1.4$ ed un $C > 4$** . Per il calcolo dei parametri di Weibull sono stati adottati due diversi metodi: il metodo grafico ed il metodo delle correlazioni sperimentali; l'analisi è stata possibile grazie allo sviluppo di routines software create in ambiente MatLab. Il metodo delle correlazioni sperimentali è risultato più indicato alla rappresentazione dei dati climatici delle stazioni ENI, pertanto sono stati presi in considerazione solo i valori di k e C provenienti da tale metodo di analisi.

Le correlazioni sperimentali utilizzate per la determinazione di k e C sono:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{u}} \right)^{-1.090} ; \quad C = \frac{k^{2.6674}}{0.184 + 0.816 \cdot k^{2.73855}} ; \quad (\text{Boweden et alii})$$

dove σ è la deviazione standard del valore della velocità media.

Dall'analisi dei parametri di Weibull delle stazioni ENI è possibile arrivare a definire i valori medi di k e C che possono essere assunti per il calcolo della disponibilità eolica dell'area del mare Adriatico in prossimità della costa marchigiana: $k=1.56$ e $C=4.85$, che porta ad una distribuzione grafica rappresentata in Fig. 4.18.

Per calcolare l'**energia annua specifica** disponibile per ogni m^2 di area spazzata dalle pale di un aerogeneratore è importante che si ipotizzino i valori di velocità caratteristiche dell'aerogeneratore stesso; per i risultati che seguiranno sono stati assunti i valori:

1. velocità di Cut-In (u_c): 4 m/s
2. velocità di Cut-Off (u_f): 25 m/s
3. velocità di funzionamento nominale (u_r): 14 m/s
4. velocità di massima efficienza: 6 m/s;

si è assunto inoltre che la curva di potenza dell'aerogeneratore fosse rappresentabile dalle seguenti funzioni matematiche:

$$\begin{cases} P(u) = 0 & (0 \leq u \leq u_c) \\ P(u) = P_r \frac{u^2 - u_c^2}{u_r^2 - u_c^2} & (u_c \leq u \leq u_r) \\ P(u) = P_r & (u_r \leq u \leq u_f) \end{cases} \text{ Pitch regulated wind turbine}$$

Funzione di Distribuzione di Weibull

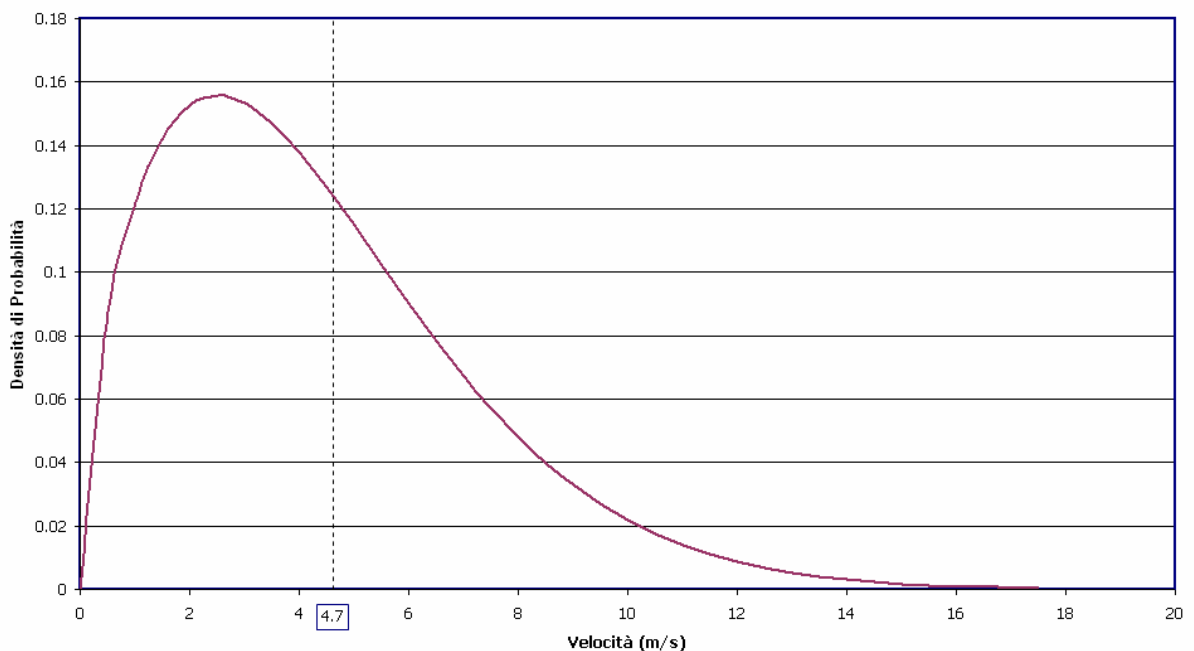


Fig. 4.18 - Distribuzione di Weibull per siti offshore in prossimità della costa marchigiana

In tali condizioni ne deriva che:

- **l'energia specifica annua disponibile (E_a) è pari a circa 1350 kWh/m²;**
- **il coefficiente di utilizzo della turbina eolica (CF) è pari a circa 0.1;**

-
- **l'efficienza di sfruttamento del sito (ε_T) è pari a circa 0.74.**

Si ricorda che **CF** rappresenta il rapporto fra l'Energia estratta dalla turbina eolica quando viene installata nel sito oggetto di studio e l'Energia che la stessa potrebbe produrre se operasse in condizioni nominali; mentre ε_T , detta anche Siting Efficiency, rappresenta il rapporto fra l'energia estratta dalla turbina e la massima energia estraibile operando a rendimento massimo.

Il calcolo dell'energia annua a MW di generatore installato, così come il calcolo dell'Efficienza Energetica (Rapporto fra l'energia estratta (E) dalla macchina e quella disponibile (E_a)) richiede una scelta preliminare della tipologia di turbine che potrebbero essere utilizzate.

La tendenza attuale dei progettisti di siti off-shore è quella di installare macchine di grande taglia, ad esempio se ci si orienta verso **macchine da 2MW** è pensabile assumere i dati seguenti:

- **rendimento massimo (η_{max}) pari a circa 0.37**
- **rendimento in condizioni nominali (η_r) pari a circa 0.24**
- **diametro del rotore pari ad 80 metri**
- **area spazzata dal rotore pari a circa 5026 m²**
- **efficienza energetica (η_T) pari a circa 0.27**

in questo caso la produzione energetica annua per ogni MW di turbina installato sarà pari a :

916 MWh/MWinstallato

In linea generale tale produzione è pari a circa la metà di quella che si potrebbe avere in installazioni eoliche marchigiane poste in quota, oltre a ciò è da sottolineare come il coefficiente di utilizzo della turbina sia molto modesto, $CF=0.1$, e ben al di sotto del valore 0.2 che viene assunto, nelle installazioni terrestri, come valore minimo per la fattibilità economica del parco eolico.

E' altresì importante però fare notare che non esiste una bibliografia importante sugli impianti eolici off-shore, per cui è ragionevole pensare che i parametri fissati per gli impianti terrestri non debbano essere necessariamente utilizzati anche su installazioni in mare, installazioni che diventano interessanti solo per **potenze globali maggiori di 100 MW**, visto l'aumento di costi che comporta la realizzazione della connessione elettrica alla terraferma. La Tabella 4.6 riporta un elenco delle macchine che vengono maggiormente utilizzate in installazioni off-shore.

Taglia	Modello	Potenza Nominale (MW)	Diametro Rotore (m)
2 MW+	Bonus 2 MW	2.00	76.0
	Bonus 2.3 MW	2.30	82.4
	Clipper Windpower (US)	2.50	88.3
	DeWind D8	2.00	80.0
	EnerconE-66 20/70	2.00	70.0
	Gamesa G-80/G-83	2.00	80/83.0
	General Electric GE 2.3	2.30	94.0
	General Electric GE 2.5	2.50	88.0
	General Electric GE 2.7	2.70	84.0
	Jeumont J70/J77 ^b	2.00	70/77.0
	Made AE-80	2.00	80.0
	Made AE-90	2.00	90.0
	Mitsubishi MWT-2000S	2.00	75.0
	NEG Mic. NM 92/2750	2.75	92.0
	NEG Mic. NM 80/2750	2.75	80.0
	Nordex N80	2.50	80.0
	Nordex N90 ^c	2.30	90.0
	REpower MM 70	2.00	70.0
	REpower MM 82	2.00	82.0
	Vestas V66 - 2 MW	2.00	66.0
Vestas V80	2.00	80.0	
Vestas V90 - 2.75 MW ^f	2.75	90.0	
WinWind WWD - 2.6 MW ^g	2.60	94.0	
Zephyros Z-72 ^h	2.00	70.7	
3 MW+	GE 3.2s ⁱ	3.20	94.0
	Vestas V90	3.00	90.0
	WinWind WWD-3	3.00	90.0
	GE 3.6 Offshore	3.60	104.0

Tab. 4.6 - Macchine maggiormente utilizzate in installazioni off-shore

4.3.2 Impatto degli impianti eolici off-shore sull'avifauna

A causa della limitata diffusione degli impianti eolici off-shore in Europa, non esiste una letteratura importante dell'impatto di tali installazioni sull'avifauna; la prima centrale offshore fu costruita nel 1990 in prossimità della costa di Nordersund, in Svezia, e quindi solo da pochi anni è in atto uno studio sistematico sul comportamento degli uccelli che vivono in prossimità di impianti in mare. In generale la maggior parte degli studi sono stati sviluppati in Danimarca, Olanda e Svezia, ultimamente anche in Spagna, ed i

risultati sono molte volte contrastanti, a testimonianza di una difficoltà oggettiva nell'analisi del problema.

Le motivazioni principali all'impatto sull'avifauna possono essere riassunte in:

1. mutazione fisica dello habitat dove vengono erette le turbine
 - a. perdita di habitat
 - b. instaurarsi di nuove comunità bentoniche sui pali delle turbine
 - c. campi elettromagnetici indotti dai cavi elettrici sottomarini
2. effetti di disturbo indotti da:
 - a. rotazione delle pale ed illuminazione delle torri
 - b. lavori di cantiere e di manutenzione
3. rischio di collisione sui rotori o sulle strutture degli impianti eolici

4.3.2.1 Mutazione fisica dell'habitat

La presenza di un campo eolico in mare può far sì che le colonie di uccelli che prima utilizzavano quello specchio di acqua per le loro attività di pesca si allontanino a causa di un senso di disturbo indotto dall'installazione industriale. Generalmente l'area di disturbo si estende fino a circa 500 metri dai confini del parco eolico; tale distanza può raggiungere i 1500 metri durante le attività di caccia notturna.

L'aver spostato, in qualche modo, il gruppo di volatili dal proprio territorio di caccia può essere un problema importante quando l'impianto diventa un ostacolo che si frappone alle aree di pesca; in tal caso le comunità di uccelli devono volare attraverso il campo eolico per raggiungere la zona dove è disponibile il cibo.

E' evidente come in questa fase il rischio di collisione può essere elevato; molte specie di uccelli preferiscono sorvolare o aggirare il campo eolico piuttosto che attraversarlo, anche in questo caso esistono dei problemi connessi con la capacità di volo e la resistenza fisica dei volatili.

Se le distanze da percorrere sono eccessive è possibile che si abbia una riduzione della presenza della specie animale nell'area dell'impianto.

A quanto detto finora va aggiunta la possibilità che l'installazione eolica comporti una riduzione della quantità di cibo presente nell'area, in tal caso la perdita di habitat è inevitabile con conseguente riduzione o scomparsa della specie di uccelli.

4.3.2.2 Effetti di disturbo

La costruzione e lo smantellamento delle turbine eoliche può portare ad una forte modifica del fondo marino dando origine ad un danneggiamento delle comunità bentoniche e ad una distruzione dei sedimenti marini. Ciò causa in genere una modifica della fauna di invertebrati e una riduzione della quantità di pesci nell'area. La messa in opera di cavi elettrici sottomarini provoca inoltre una riduzione delle comunità bentoniche per periodi molto lunghi, anche diversi anni, con conseguente danno sulla disponibilità di cibo

per gli uccelli presenti nell'area. Le installazioni che prevedono torri su fondazioni a monopalo in acciaio risultano meno impattanti sulla fauna locale.

Con il passare del tempo però le fondazioni delle turbine diventano un luogo di concentrazione del cibo, ciò a causa della riduzione di traffico marittimo nell'area e la presenza di superfici su cui diverse specie di mitili possono aderire. Ciò fa sì che le turbine stesse diventino un richiamo per gli uccelli e ciò potrebbe portare a possibili effetti di collisione con le pale.

4.3.2.3 Rischio di collisione

È possibile ridurre il rischio di urto sulle superfici rotanti degli aerogeneratori qualora si realizzi il campo eolico suddiviso in clusters, in questo modo è possibile realizzare dei corridoi molto ampi che permettano l'attraversamento del campo stesso senza grossi pericoli di collisione. Durante il volo notturno o in presenza di nebbia il pericolo rimane comunque alto anche se, al momento, non sono stati fatti studi approfonditi sul volo degli uccelli e sulla modifica del proprio comportamento in presenza di scarsa visibilità. Le luci di segnalazione presenti sulle sommità delle torri eoliche sono una potenziale fonte di attrazione per gli uccelli, con conseguente rischio di collisione con le strutture, per mitigare tale effetto è **possibile fare uso di luci intermittenti**.

Particolare attenzione va presa inoltre nel valutare se l'installazione offshore è lungo una rotta di migrazione di uccelli, ciò è da EVITARE ASSOLUTAMENTE; nelle Marche il Monte Conero è su una delle due rotte principali di migrazione e quindi va fatto uno studio attento sulle possibilità di interferenza con il flusso migratorio delle specie locali.

4.3.2.4 Riferimenti

- [1] P. Gipe, *"Wing Energy: comes of age"*, John Wiley & sons, Inc. 1995, ISBN 0-471-10924-X
- [2] R.J. Barthelmie, J.P. Palutikof "Coastal wind speed modelling for wind energy applications", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* **62** (1996) 213-236.
- [3] M.B. Zaaijer, "Comparison of monopile, tripod, suction bucket and gravity base design for a 6 MW turbine", Delft University of Technology, Section Wind Energy Stevinweg 1, 2628 CN Delft.
- [4] Ackermann, T. & Seder L., (2000), "Wind energy technology and current status: a review, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 4, (2000).
- [5] T.T. Cockerilla, M. Kuhn, G.J.W. van Bussel, W. Bierbooms, R. Harrison, "Combined technical and economic evaluation of the Northern European offshore wind resource", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* **89** (2001) 689-711
- [6] S.C. Pryor, R.J. Barthelmie, "Statistical analysis of flow characteristics in the coastal zone", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* **90** (2002) 201-221.
- [7] H. Noer, T.K. Christensen, I. Clausager, I. K.Petersen, "Effects on birds of an offshore wind park at Horns Rev", Environmental impact assessment NERI Report 2000 Commissioned by Elsamprojekt A/S 2000
- [8] R.H.W. Langston, J.D. Pullan "Windfarms and Birds: An analysis of the effects of windfarms on birds, and guidance on environmental assessment criteria and site

-
- selection issues", 22nd Meeting Standing Committee "Convention on the conservation of European wildlife and natural habitats", (2002), Strasbourg
- [9] K.M. Exo, O. Huppopp, S. Garthe, "Birds and offshore wind farms: a hot topic in marine ecology", *Wader Study Group Bull.* **100** (2003) 50-53.
- [10] A. Kingsley, B. Whittam "Wind Turbines and Birds A Guidance Document for Environmental Assessment", *Phase III (Draft) Report - December 2003*, Canadian Wildlife Service Environment Canada

4.4 PROGRAMMI ED AZIONI CHE DETERMINANO IL GRADO DI PENETRAZIONE DELL'ENERGIA EOLICA NEL TERRITORIO MARCHIGIANO

Il quadro programmatico permette di definire le relazioni fra l'impianto eolico ed il contesto: ambientale, storico e culturale in cui lo stesso si va inserire; accanto ai vincoli imposti dal D.Lgs 22 gennaio 2004 n.42 (Codice Urbani) sono nati tutta una serie di strumenti di programma su scala regionale, molte volte frutto del recepimento di Direttive CEE, per il conseguimento della conservazione e valorizzazione del territorio.

Il D.Lgs 490/99 ha consentito una classificazione preliminare delle zone protette in:

- **Zone escluse**, (zone 1/A dei parchi, oasi e riserve naturali), escluse a priori dalla realizzazione di impianti eolici su un principio di salvaguardia delle zone a protezione integrale;
- **Zone sensibili**, (aree all'interno dei parchi, ZPS, SIC, zone di particolare pregio paesaggistico), in cui è obbligatoria la VIA, per uno studio accurato degli impatti che l'impianto può avere su territorio, fauna e flora;
- **Altre zone**, in cui il processo autorizzativo può essere semplificato e accelerato qualora vengano rispettati alcuni criteri progettuali.

I criteri di Valutazione di Impatto Ambientale, necessari nelle *Zone Sensibili*, e la definizione dei vincoli progettuali, necessari alle *Altre Zone*, sono da ricercare all'interno degli strumenti di programma che la Regione ha deciso di adottare e che sono:

1. il Piano di Inquadramento Territoriale (P.I.T.)
2. il Piano Paesistico Ambientale Regionale (P.P.A.R.)
3. il Piano per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.)
4. la Rete Natura 2000
5. il programma comunitario LEADER
6. il programma di iniziativa comunitario INTERREG (2000-2006)
7. il progetto Appennino Parco d'Europa (A.P.E.)

Il **Piano di Inquadramento Territoriale** ha fra i suoi obiettivi quello di migliorare la qualità ambientale del territorio montano e garantirne una crescita di efficienza funzionale; ciò passa per una necessaria zonizzazione del territorio che ne individua le aree a caratteristica industriale e produttiva, quelle con prevalente caratteristica urbana e quelle con caratteristiche essenzialmente naturalistiche.

In quest'ultima categoria rientrano i Comuni montani oggetto di interesse per le installazioni eoliche. Per tali comunità il PIT prevede l'incentivazione

dell'agricoltura specializzata e dell'agriturismo, oltre al potenziamento delle infrastrutture leggere di accesso per il turismo "ambientale e culturale"; parimenti viene incentivato lo sviluppo di nuove attività produttive come le coltivazioni biologiche e la forestazione produttiva.

Il **Piano Paesistico Ambientale Regionale** è invece dedicato alla tutela delle risorse naturali. Esso divide il territorio in sottosistemi tematici (Geologico e Geomorfologico, Botanico-Vegetazionale, Territoriale e Storico-culturale), le Norme Tecniche di Applicazione (NTA) del PPAR permettono di verificare la compatibilità ambientale degli impianti eolici chiedendone il rispetto delle indicazioni di tutela riferiti ai Sottosistemi Tematici.

Questi ultimi hanno permesso di individuare in 3 grosse categorie lo stato del territorio:

- A - Eccezionale valore
- B - Rilevante valore
- C - Qualità diffusa

La categoria è assegnata al sottosistema tematico oggetto di studio dando origine a sigle composte (per esempio GA indica un'area di eccezionale valore, (A), per il tema geologico e geomorfologico (G), l'analogo per il tema Botanico-vegetazionale sarà BA). Insieme alla definizione della qualità ambientale delle aree emerge un'analoga attenzione al Sottosistema Territoriale dove vengono individuate le unità di paesaggio e le aree ad alta percezione visuale, definite come aree A-B-C-D-V.

Il **Piano per l'Assetto Idrogeologico** è stato definito dalla LR n.13 del 25.05.99 come strumento normativo e tecnico-operativo, oltre che conoscitivo, con il quale la Regione può interfacciarsi ai programmi di sviluppo ed uso del suolo garantendone la prevenzione da rischi idrogeologici e riducendone le situazioni di dissesto. Il paragrafo A4-Aree Montane del PAI evidenzia come la rimozione del cotico erboso, o uno stato di degrado avanzato dello stesso, possa favorire l'insorgere di fenomeni di dissesto a causa del denudamento del terreno. Tali fenomeni non sono da addurre alla presenza degli impianti eolici, essi possono in parte contribuire ad una situazione già compromessa da eccessivo pascolamento.

Il PAI evidenzia inoltre come nei pascoli e prati pascoli posti a quote superiori a quella interessata dalle fasce boscate sia consigliabile non effettuare destinazioni d'uso del terreno, fatte eccezioni per quegli interventi destinati alla difesa del suolo ed alla diffusione della vegetazione autoctona.

La **Rete Natura 2000** (Art. 3 della Direttiva Comunitaria 92/43/CEE "Habitat") è il nome che il Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea ha assegnato ad un sistema di aree destinate alla conservazione della diversità biologica presente nel territorio dell'Unione stessa ed in particolare alla tutela di una serie di habitat e specie animali e vegetali indicati negli allegati I e II della Direttiva "Habitat".

L'individuazione dei siti da proporre è stata realizzata in Italia dalle singole Regioni e Province autonome, le attività sono finalizzate al miglio-

mento delle conoscenze naturalistiche sul territorio nazionale e vanno dalla realizzazione delle check-list delle specie alla descrizione della trama vegetazionale del territorio, dalla realizzazione di banche dati sulla distribuzione delle specie all'avvio di progetti di monitoraggio sul patrimonio naturalistico, alla realizzazione di pubblicazioni e contributi scientifici e divulgativi.

L'identificazione dei Siti di Importanza Comunitaria proposti (p-SIC) è stata effettuata all'interno del progetto BioItaly che ha individuato ben 80 p-SIC nel territorio marchigiano.

Oltre alle Zone Speciali di Conservazione (ZSC), comunemente chiamate SIC, fanno parte della Rete Natura 2000 tutte le Zone di Protezione Speciale (ZPS) trasmesse alla comunità Europea; tali aree sono state definite nell'ambito dell'Art.4 della Direttiva Comunitaria 79/409/CEE "Uccelli".

Nelle Marche esistono 28 ZPS all'interno delle quali viene garantita la conservazione di tutte le specie di uccelli viventi mediante azione di: protezione, gestione e regolazione delle specie; la Direttiva CEE ne disciplina anche lo sfruttamento, essa si applica non solo agli uccelli ma anche alle uova, ai nidi ed agli habitat.

Quando una ZPS rientra nella Direttiva "Habitat" vale per essa la stessa normativa vigente per una SIC dove lo scopo principale è quello di *promuovere il mantenimento delle biodiversità, tenendo conto al tempo stesso delle esigenze economiche, sociali, culturali e regionali anche se compatibilmente con il mantenimento e la promozione di attività umane*. In base all'Art.6 della Direttiva qualsiasi piano o progetto non direttamente connesso e necessario alla gestione del sito ma che possa avere incidenze significative su tale sito, singolarmente o congiuntamente ad altri piani e progetti, forma oggetto di una opportuna **valutazione dell'incidenza** che ha sul sito, tenendo conto degli obiettivi di conservazione del medesimo. Un'attenzione particolare all'interpretazione dell'Art.6 è stata data dalla CEE mediante la pubblicazione di: "LA GESTIONE DEI SITI DELLA RETE NATURA 2000-Guida all'interpretazione dell'articolo 6 della direttiva «Habitat» 92/43/CEE"; tale attenzione è giustificata dal dover in qualche modo disciplinare il possibile inserimento di Impianti o di attività antropiche all'interno delle aree ZSC.

Il **Progetto Appennino Parco d'Europa (APE)** così come il Progetto ITACA (isole minori) ed il Progetto C.I.P.(coste italiane protette) è una idea progettuale che si inserisce in un quadro più ampio il cui obiettivo è quello di generare una Rete Ecologica Nazionale. Quest'ultimo è uno strumento di programmazione in grado di orientare la nuova politica di governo del territorio verso la gestione dei processi di sviluppo, integrandoli con le specificità ambientali delle varie aree, partecipando alla attuazione della Strategia paneuropea sulla diversità biologica e paesaggistica, come parte integrante della rete europea capace di valorizzare le singole identità e di accogliere le possibili sinergie.

Il **Programma LEADER-II** costituisce una "politica leggera" basata su modeste risorse finanziarie e rivolta a sostenere la nascita e lo sviluppo, nel medio-lungo periodo, di rapporti e attività economiche e socio culturali alla

portata delle potenzialità delle aree rurali. Questa politica di sviluppo locale vede, come attori principali, gli operatori locali, le associazioni di categoria e di settore, le organizzazioni socio-culturali e gli enti locali che sono chiamati a definire, proporre e realizzare le azioni strettamente legate alle esigenze dell'area. I destinatari dell'iniziativa LEADER-II sono i Gruppi di Azione Locale (GAL) e gli Operatori Collettivi; nella prima categoria rientrano figure private e pubbliche che elaborano strategie di sviluppo in modo congiunto. Per Operatori Collettivi sono invece figure del settore pubblico o privato, a condizione che la loro azione rientri in una logica di sviluppo di un territorio locale. I GAL/OC della Regione Marche sono 4 ed interessano un'area complessiva di 3776 kmq ed una popolazione di 263000 abitanti; la loro denominazione è: "Sibillini", "Stella dei Sibillini", "Flaminia-Cesano" e "Montefeltro Leader".

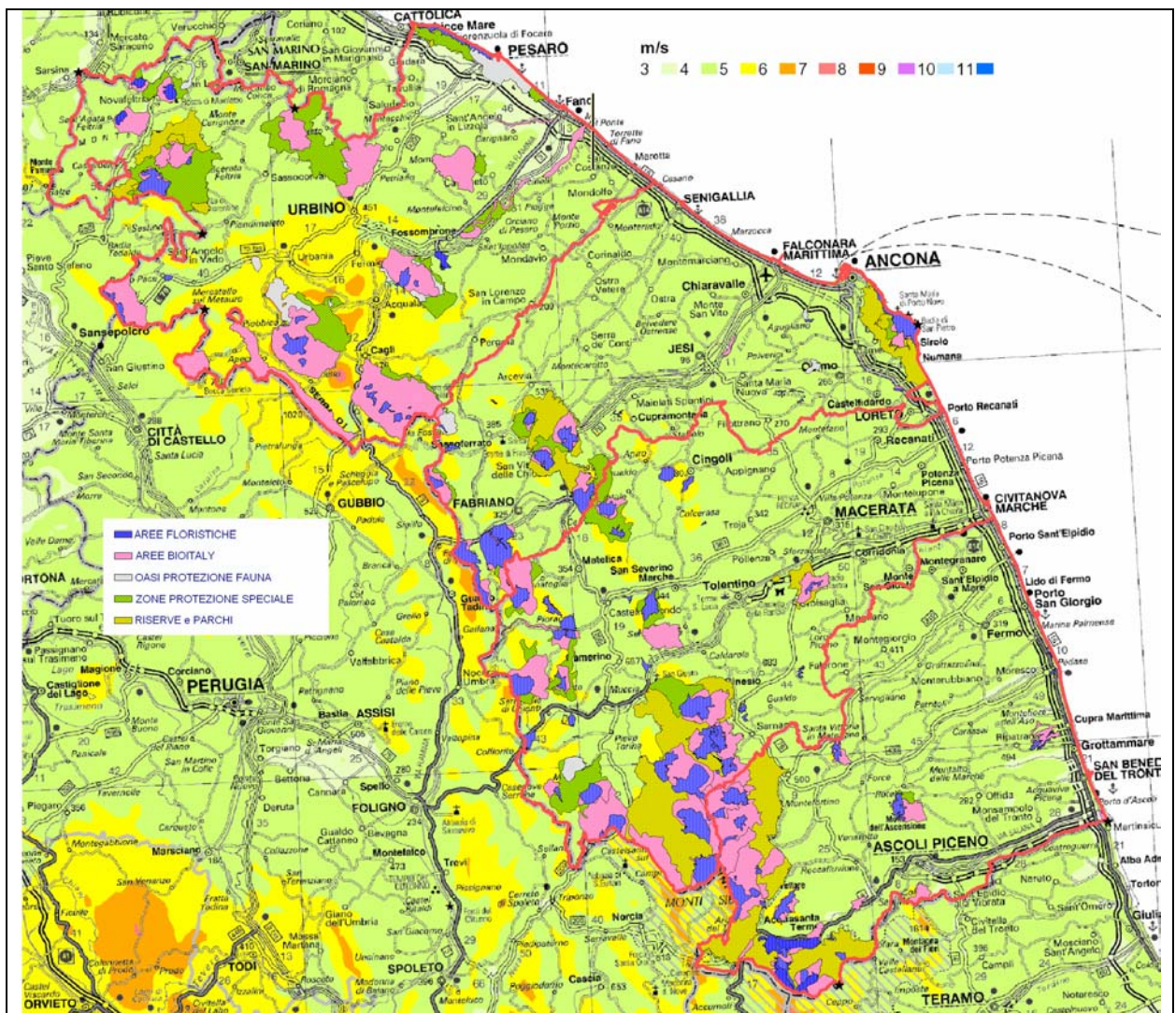


Fig. 4.19 - Mappa delle aree protette sovrapposta alla mappa del vento a 70 metri del CESI

Il **Programma INTERREG-III** è anch'esso un programma di iniziativa comunitaria che rientra nella programmazione dei Fondi Strutturali 2000-2006 e che è volto ad incentivare uno sviluppo economico del territorio mediante azioni importanti di cooperazione fra i diversi Paesi.

Sovrapponendo le aree individuate dai programmi citati in precedenza alla mappa del vento a 70 metri dal suolo, realizzata dal CESI, risulta evidente come solo pochi Comuni montani presentino una buona ventosità in aree non soggette a tutela del territorio, si veda la Fig. 4.19.

Se a questo punto si passa ad analizzare la localizzazione degli impianti eolici dei progetti presentati al Servizio Progettazione dell'ufficio per la Valutazione di Impatto Ambientale della Regione Marche si comprende come quasi tutte le proposte cadano all'interno di aree soggette a tutela del territorio. E' evidente come sia necessario trovare una soluzione ragionevole al problema, cercando di definire quali debbano essere le linee guida generali per la Valutazione dell'impatto ambientale prodotto dalle installazioni eoliche, argomento che verrà ulteriormente approfondito in un successivo capitolo.

4.5 INTERAZIONE TRA LA FAUNA E GLI IMPIANTI EOLICI

La realizzazione di impianti eolici, così come quella di tutti gli insediamenti produttivi, ha un impatto sulle comunità faunistiche che va attentamente valutato soprattutto quando, come in questo caso, gli interventi si collocano in aree ad elevata naturalità.

La fauna, concetto estremamente ampio, basti pensare che in essa sono compresi organismi dall'ecologia così diversa come i piccoli invertebrati del suolo o i grandi vertebrati come il lupo e l'aquila reale, si relaziona con gli interventi antropici con modalità e quindi con risultanze che dipendono sostanzialmente dal "profilo" di ogni specie non permettendo quindi eccessive generalizzazioni.

Come è facile comprendere non è quindi possibile analizzare tutte le specie ma si deve obbligatoriamente fare una scelta dei taxa su cui sviluppare le proprie considerazioni, ci si limiterà quindi solo ad alcuni gruppi selezionati sulla base di un incrocio tra le informazioni sulle comunità animali presenti nella regione e le notizie disponibili in bibliografia sull'impatto degli impianti eolici sulla fauna.

L'analisi è divisa in due parti:

1. **Impianti eolici e fauna**, in cui vengono analizzati i potenziali impatti delle varie fasi dei progetti sulle diverse componenti faunistiche selezionate.
2. **Fauna delle Marche**, dove viene descritto lo status, per quanto noto, delle componenti faunistiche selezionate insieme ad un elenco delle specie faunistiche, di interesse conservazionistico presenti nella regione.

Come detto la relazione si concentrerà soprattutto su alcuni gruppi che, dall'analisi della bibliografia disponibile, sembrano più sensibili all'impatto degli impianti eolici. Nel dettaglio sono stati individuati come maggiormente critici gli uccelli, che per ragioni di opportunità sono suddivisi in rapaci diurni e notturni, passeriformi e altre specie ed i mammiferi anch'essi suddivisi in due gruppi, chiroterri e specie di grandi dimensioni (lupo, orso e ungulati).

Questo ovviamente non vuol dire che non siano prevedibili possibili impatti su altre specie ma solo che questo o non è sufficientemente noto o limitato solo ad alcuni aspetti del progetto per cui verrà messo in evidenza di volta in volta.

4.5.1 Impianti eolici e fauna

Gli impatti di qualunque intervento possono essere molteplici e suddivisibili in tre fasi temporali distinte:

- **Fase di cantiere**, in cui sono comprese tutte le opere e le operazioni necessarie alla realizzazione dell'impianto.
- **Fase di esercizio**, nell'ambito della quale ricadono le operazioni legate al funzionamento dell'impianto ed alla sua manutenzione.
- **Fase di smantellamento**, relativa alle operazioni necessarie al ripristino dei luoghi al termine del periodo di vita dell'impianto.

Se ci si trovasse a fare uno Studio di Impatto Ambientale (SIA) le singole opere ed operazioni dovrebbero essere elencate ed analizzate in dettaglio. Ciò ovviamente non è il caso qui, per cui verranno trattati per categorie individuando gli aspetti che maggiormente possono incidere sulla fauna lasciando ai futuri SIA il compito di dettagliarli sulla base dei singoli progetti.

4.5.1.1 Fase di cantiere

La messa in opera dell'impianto richiede in genere la realizzazione di cantieri di dimensioni notevoli, soprattutto quando si tratti di centrali di grandi dimensioni con numerosi generatori. L'impatto del cantiere può quindi essere significativo anche se, nel caso di una sua corretta gestione, e cioè se si procede alla risistemazione dei luoghi, temporaneo.

Gli impatti possono essere suddivisi in due gruppi: quelli legati alla perdita di habitat e quelli legati al disturbo. Sostanzialmente l'effetto è lo stesso, l'area disponibile per le diverse specie diminuisce, ma il primo è limitato alla porzione di territorio fisicamente alterato ed è permanente, almeno fino al completamento del ripristino, il secondo si estende su aree più ampie e dipendenti dalle caratteristiche delle singole specie.

Per habitat si intendono "le condizioni chimico-fisiche e vegetazionali nelle quali si trova comunemente una specie". Va sottolineato che l'habitat, soprattutto per specie mobili come gli uccelli, può variare sia nel corso della vita (es. immaturi ed adulti) sia nel corso dell'anno (es. habitat di nidificazione e habitat di svernamento); per queste ragioni nella valutazione degli impatti bisogna, soprattutto nella fase di cantiere, tenere in debito conto il periodo durante il quale vengono effettuati i lavori.

4.5.1.1.1 Opere necessarie al montaggio dell'impianto

In questa categoria rientrano tutti gli interventi effettuati solo per il montaggio dell'impianto. Tra essi rientrano ad esempio le piazzole per le gru, i piazzali per lo stoccaggio dei materiali, eventuali manufatti per immagazzinare attrezzi ecc.. Non vi rientrano le aree che verranno occupate dagli aerogeneratori.

La sottrazione di habitat è particolarmente importante per specie che necessitano di territori ampi e che per questa ragione si trovano in natura con densità basse. Sicuramente a questa categoria appartengono i rapaci diurni specializzati, almeno per l'attività trofica, su ambienti particolari. Nelle Marche tra gli esempi più evidenti ci sono quelli dell'Aquila reale e del Biancone. Specie con home-range di svariate decine di chilometri quadrati catturano la maggior parte delle loro prede nelle praterie per cui la perdita anche temporanea di frazioni del loro territorio di caccia può provocare il fallimento della riproduzione con conseguenze sull'intera popolazione marchigiana che per entrambe è limitata a poche coppie nidificanti.

Altro gruppo potenzialmente sensibile sono le specie legate ad habitat poco diffusi e per questo rare nel territorio regionale. In particolare nella regione vanno segnalate quelle legate alle praterie sia secondarie che primarie, ad esempio il Succiacapre, il Calandro, la Tottavilla e l'Averla piccola, tutte di interesse comunitario o il Fringuello alpino, lo Spioncello e il Sordone, legati alle praterie primarie, ambiente molto raro. La perdita anche temporanea di porzioni di habitat può avere impatti sulle popolazioni che vanno attentamente valutati.

Per gli altri taxa animali l'impatto, sempre in presenza di corrette opere di risistemazione delle aree interessate, può essere considerato in genere meno importante fatti salvi casi particolari, come ad esempio nel caso di aree particolarmente importanti per le connessioni ecologiche, che dovranno essere valutati di volta in volta

4.5.1.1.2 Viabilità di cantiere

La realizzazione di tratti viari funzionali alla realizzazione dell'impianto può in linea generale essere assimilato nei suoi effetti al punto precedente. E' stato tuttavia separato per mettere in evidenza l'importanza che può avere quando i percorsi passassero in prossimità di aree delicate come ad esempio i siti di riproduzione. In particolare sono sensibili al disturbo specie come i rapaci rupicoli (Aquila reale, Pellegrino, Lanario e Gufo reale) i rapaci legati ai boschi d'alto fusto (es. Astore) o i grandi carnivori (Lupo e Orso).

4.5.1.1.3 Disturbo

L'impatto della presenza antropica sulla fauna è stato ampiamente studiato, soprattutto in rapporto alle attività ricreative. Probabilmente le specie animali percepiscono l'uomo come un predatore e mettono in atto nei suoi confronti tutti quei comportamenti che adottano in presenza di questo tipo di pericolo.

Ovviamente, qualunque sia la risposta, questo interferisce con le normali attività determinando un'alterazione della biologia della specie su scala locale. La quantificazione dell'area su cui agisce il disturbo è estremamente complessa dipendendo sia dalla specie che dalla morfologia del territorio. Gli effetti possono essere molteplici andando da una semplice riduzione della produttività fino al completo fallimento della riproduzione. Per una sua corretta valutazione va tenuto conto il periodo e la durata del disturbo.

Attività continue durante la stagione riproduttiva sono ovviamente molto più dannose che quelle limitate nel tempo e concentrate in periodi extrariproduttivi.

Praticamente tutte le specie subiscono l'impatto del disturbo con le differenze di cui si è già detto.

4.5.1.1.4 Traffico veicolare

Per il traffico veicolare legato alle attività di cantiere vale quanto già detto per la viabilità. L'impatto è simile a quello del disturbo sopra descritto con la differenza che si esercita lungo tutto il percorso utilizzato dai mezzi. Da valutare, nel caso si passi in prossimità di aree di riproduzione di anfibi, il rischio di investimenti.

4.5.1.2 Fase di esercizio

La fase d'esercizio è certamente quella più delicata per valutare l'impatto di qualunque progetto ed in particolare per gli impianti eolici. Se per la fase di cantiere gli effetti, in presenza di un progetto realizzato correttamente, possono essere considerati temporanei, lo stesso non può certo dirsi, almeno nei tempi prevedibili in qualunque studio d'impatto, per la fase d'esercizio. Per questa ragione le implicazioni di questa fase debbono essere valutate con estrema attenzione per evitare di trovarsi di fronte a conseguenze impreviste.

I possibili impatti sono stati suddivisi, anche in questo caso soprattutto per praticità di esposizione, tra quelli dovuti alla presenza delle strutture e quelli legati all'attività dell'impianto.

4.5.1.2.1 Presenza dell'impianto

In questa categoria rientrano tutti gli impatti dovuti alla presenza fisica degli aerogeneratori; per intenderci ciò che succede anche quando non sono in funzione.

L'effetto di gran lunga più importante è la riduzione di habitat a disposizione delle specie. In parte quest'aspetto è già stato trattato nella parte relativa alle "Opere necessarie al montaggio dell'impianto", ma qui va integrato e per certi versi meglio specificato.

Come già detto le specie più sensibili sono quelle legate ad ambienti relativamente rari come ad esempio le praterie. In un contesto ambientale come quello marchigiano, che verrà descritto in maggior dettaglio successivamente, impianti di grandi dimensioni possono portare alla scomparsa di intere sub popolazioni o, nel caso di specie a home-range ampio di coppie nidificanti con conseguenze significative sulle popolazioni regionali.

Aree particolarmente sensibili sono anche i siti di sosta utilizzati dagli uccelli e dai **chiroteri** in migrazione. Essi svolgono un ruolo essenziale durante questa delicata fase della biologia delle specie garantendo la possibilità riposarsi e spesso alimentarsi durante i lunghi viaggi dai quartieri di svernamento a quelli di riproduzione e vice-versa.

In una visione complessiva della biodiversità regionale, e nell'ottica della costruenda Rete Ecologica Regionale un particolare rilievo assumono le aree di connessione e quelle che vengono definite stepping-stone. Le prime sono porzioni di territorio che pur non essendo idonee all'insediamento delle varie specie sono fondamentali in quanto garantiscono la "connessione" appunto tra le diverse subpopolazioni in cui si articolano le popolazioni in aree frammentate. Le seconde svolgono anch'esse un ruolo centrale nella continuità della rete fungendo da "aree di sosta temporanea".

4.5.1.2.2 Viabilità

L'impatto della viabilità legata alla realizzazione degli impianti può essere significativo e va valutato con attenzione. Ovviamente ci si riferisce al caso in cui i progetti prevedano la realizzazione di nuove strade o un sostanziale miglioramento di quelle esistenti.

L'aumento delle possibilità di accesso può causare un sostanziale incremento del disturbo in aree precedentemente poco frequentate. In habitat di limitate dimensioni la presenza regolare di frequentatori può elevare il disturbo a un livello tale da precludere l'uso di quella porzione di territorio alle specie più sensibili. Di particolare rilievo è la possibilità che la nuova viabilità possa favorire l'incremento dell'attività venatoria o, nelle situazioni più delicate, del bracconaggio con conseguenze facilmente immaginabili per la fauna.

Per tutte queste ragioni l'eventuale apertura di nuove strade o il sostanziale miglioramento delle esistenti, che comunque favorisce un più facile accesso, dovrebbe essere valutato con attenzione e non solo per l'area degli impianti ma per tutti i territori interessati dalle tratte.

Altre importante impatto della viabilità è la distruzione di habitat dovuta sia alla realizzazione della sede stradale sia, nelle aree geologicamente più sensibili, a eventuali fenomeni di erosione dei pendii innescati dall'intervento e dalla alterazione della circolazione superficiale. Questo aspetto va a sommarsi con le altre riduzioni di habitat causate dal progetto, e precedentemente descritti, i cui effetti devono essere trattati complessivamente.

4.5.1.2.3 Reti elettriche

L'impatto degli elettrodotti sulla fauna, in particolare gli uccelli, è ormai noto e ben studiato essendo, per alcune specie, tra le principali minacce in grado di ridurre sostanzialmente le densità delle popolazioni. Qui non si vogliono descrivere in dettaglio le relazioni esistenti tra fauna e reti elettriche rimandando per eventuali approfondimenti ai numerosi testi disponibili, tuttavia si vuole fornire un breve accenno alle principali cause di mortalità anche al fine di indicare eventuali interventi di mitigazione.

Sostanzialmente gli elettrodotti incidono sulla fauna in due modi distinti ma entrambi importanti: l'elettrocuzione e l'impatto.

Il primo modo è dovuto all'eventualità che gli uccelli, posandosi sui cavi o sui tralicci possano con le ali toccare contemporaneamente due fili o un filo e un supporto in grado di scaricare a terra. Ovviamente in questo modo chiudono il circuito e muoiono folgorati. La possibilità che avvenga un episodio di questo genere, peraltro piuttosto comune, è legata alle dimensioni dell'uccello, le ali debbono essere sufficientemente lunghe, alla distanza e disposizione reciproca dei cavi, alla presenza di tratti non isolati (largamente i più diffusi) ed infine all'architettura delle armature di sostegno. Le specie più sensibili sono i rapaci diurni e notturni che usano spesso le linee elettriche come posatoi, ma non sono infrequenti incidenti che coinvolgano corvidi, ardeidi ed altri taxa di taglia media o grande.

Le grandi linee ad alta tensione, ma non solo, rappresentano spesso un ostacolo invisibile per gli uccelli (soprattutto rapaci notturni) per cui non sono rari casi di mortalità dovuta all'urto con i cavi.

L'effetto delle reti elettriche sugli uccelli, ed in particolare sui rapaci, non va trascurato; in diverse aree il brusco calo di popolazioni in precedenza floride è stato messo in relazione con la costruzione di nuove linee elettriche che hanno causato una mortalità estremamente elevata. Oggi, grazie a studi avviati da tempo, sono stati individuati criteri di costruzione e accorgimenti tecnici in grado di ridurre sensibilmente e in alcuni casi eliminare completamente il rischio di simili incidenti. Ovviamente l'interramento delle linee risulta la soluzione ideale.

4.5.1.2.4 Attività degli aerogeneratori

L'impatto legato all'attività degli aerogeneratori è senza dubbio quello che ha maggiormente attirato l'attenzione suscitando polemiche e prese di posizione che spesso hanno avuto molto poco di scientifico e tecnicamente accettabile.

I due aspetti su cui si è più discusso sono le collisioni con le pale e il disturbo del rumore prodotto dalle stesse. Chi si accosta al problema dell'incidenza della mortalità degli impianti eolici sulla fauna rimane assolutamente confuso dalla mole di "studi" con risultati apparentemente contraddittori che sono stati e vengono ogni giorno prodotti. Si va infatti da report di molte migliaia di animali morti a stime di rischio zero e comunque al tentativo di dimostrare, in modo abbastanza puerile, e tutto sommato poco serio, che il problema non esiste poiché vi sono altri fattori di mortalità che incidono in modo più significativo.

Non ci si vuole addentrare in questa discussione che se non supportata da un congruo numero di ricerche condotte con metodologie scientificamente corrette rischia di trasformarsi in sterili prese di posizione ideologiche. Tuttavia la grande quantità di dati a disposizione, seppur con tutti i limiti di cui sopra, permette di mettere alcuni punti fermi.

Il primo, innegabile, è che comunque un rischio di collisione esiste. Il secondo è che, come dimostra la grande diversità di stime, i fattori locali giocano un ruolo fondamentale. Il terzo è che ci sono alcune "categorie" che per la loro biologia sono più sensibili di altri; nel dettaglio, in relazione alla

situazione marchigiana, i rapaci diurni e notturni, i chiropter e gli uccelli in migrazione. Con questo ovviamente non si vuol dire che non esista rischio per altri gruppi di "volatori" ad esempio le comunità di galliformi o passeriformi nidificanti, ma allo stato attuale delle conoscenze esso sembra essere minore.

Il quarto è che nonostante la cospicua bibliografia si sa ancora molto poco soprattutto in relazione alla situazione italiana e a specie importanti per la nostra ornitofauna come ad esempio il **Succiacapre** specie di interesse comunitario che svolge la maggior parte della sua attività trofica in volo sulle aree aperte.

Da quanto detto al punto precedente non può che discendere l'indicazione di un'estrema cautela nella selezione dei siti in cui eventualmente installare impianti eolici con analisi approfondite soprattutto quando si voglia intervenire in aree potenzialmente idonee alle specie indicate. La bassa densità di molte specie nelle nostre aree, soprattutto montane, non permette di fare calcoli statistici sulla media degli impatti/turbina/anno poiché il singolo evento ha comunque un peso di rilievo per alcune di esse come ad esempio **l'Aquila reale, il Biancone o il Lanario**.

Il disturbo continuo è un elemento di cui tener conto nella valutazione dei possibili impatti degli impatti eolici. L'elemento di maggior importanza in questo caso è il rumore emesso dagli aerogeneratori in funzione. Il suo livello ed effetto varia sia in rapporto alle tecnologie utilizzate che alle condizioni locali, in qualunque caso comunque va comunque attentamente verificata l'esistenza di possibili impatti. Che il rumore sia un elemento di disturbo in grado di alterare la normale biologia delle specie animali fino a causarne l'allontanamento è ormai generalmente accettato soprattutto sulla base di ricerche svolte nell'ambito dello studio degli impatti del traffico.

Gli effetti sono molteplici condizionati soprattutto dall'intensità, durata e frequenza dell'emissione e dall'etologia delle diverse specie. In genere le specie tendono a mettere in atto i normali comportamenti di difesa (fuga o immobilizzazione) abbandonando le normali attività ed alla lunga non utilizzando più l'area. Negli uccelli il rumore interferisce con il canto impedendo di fatto le attività territoriali e di corteggiamento con conseguenze facilmente immaginabili. Come detto la distanza a cui si esplicano gli effetti di questa fonte di disturbo variano sostanzialmente anche se si hanno segnalazioni di impatti almeno fino a 600.

4.5.1.2.5 Attività di manutenzione

L'attività di manutenzione dell'impianto contribuisce al disturbo causato dalla presenza dell'uomo nel sito di installazione dell'impianto. La sua intensità dipende ovviamente dalle dimensioni dell'impianto e dalle sue caratteristiche tecniche. Una sua quantificazione generale è quindi impossibile; va tuttavia preso in considerazione nella valutazione complessiva dei progetti.

4.5.1.3 Fase di smantellamento

Sembra in qualche modo bizzarro inserire tra i possibili impatti la fase di smantellamento che per sua natura dovrebbe riportare i luoghi al loro stato originale. A parte il disturbo causato dal cantiere si vuole solo ribadire, rimandando al capitolo botanico-vegetazionale per un maggior dettaglio, i pericoli che si nascondono dietro progetti fatti senza tener conto delle caratteristiche locali. Il recupero deve tener conto delle specie e degli ambienti presenti localmente. Gli ambienti naturali non sono giardini di villette per cui deve essere assolutamente evitato il ricorso non solo a specie estranee ma si deve usare materiale (suolo, semi ecc.) recuperati localmente.

Da ultimo una considerazione di carattere più generale. E' opportuno che il recupero sia valutato in dettaglio insieme al progetto non accontentandosi di enunciazioni di carattere generale e che nelle procedure di rilascio di eventuali autorizzazioni siano contenuti strumenti (es. fidejussioni ecc.) in grado di garantire la sua realizzazione.

4.5.2 Fauna delle Marche

Verrà sinteticamente descritto, sulla base delle conoscenze disponibili, lo status delle specie di maggior interesse conservazionistico presenti nelle Marche. Va immediatamente sottolineato che in regione non sono mai stati condotte ricerche sistematiche sulla fauna tanto che sostanzialmente le informazioni vengono da ricerche a carattere settoriale e su aree limitate integrate con notizie inedite.

Questa profonda lacuna conoscitiva impedisce una corretta programmazione degli interventi non solo in campo energetico ma in tutti i settori della pianificazione. La tabella allegata elenca tutte le specie di interesse conservazionistico presenti indicando per ognuna di esse gli habitat utilizzati. Tra gli uccelli sono state considerate le specie nidificanti quelle svernanti e le migratrici regolari. L'elenco è stato compilato inserendo le specie degli allegati I direttiva 79/409/CEE (Uccelli), all. II e IV direttiva 92/43/CEE (Habitat) i vertebrati della Lista rossa nazionale, le specie particolarmente protette ai sensi della L. 157/92 (Norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma e per il prelievo venatorio) gli uccelli classificati SPEC 1, 2 e 3 da BirdLife International e altre specie di particolare importanza a livello regionale.

4.5.2.1 Invertebrati

Le informazioni sugli invertebrati presenti in regione sono piuttosto scarse e limitate a solo ad alcuni gruppi e ad aree circoscritte. L'impatto degli impianti eolici su questo gruppo si esplica principalmente attraverso l'alterazione dell'habitat; per questa ragione vanno valutati con particolare attenzione le localizzazioni che interessano habitat spazialmente limitati come le praterie sia primarie che secondarie, le aree umide ecc.

La grande quantità di specie, molte delle quali endemiche e/o rare non permette di fornire un elenco di quelle di maggior interesse conservazionistico, nell'allegato sono state citate solo quelle segnalate nelle schede dei Siti di Interesse Comunitario.

4.5.2.2 Anfibi e rettili

Anche per gli anfibi e i rettili le conoscenze a disposizione sono frammentarie anche se il limitato numero di specie permette di fornire un elenco delle specie di interesse conservazionistico. Complessivamente, sulla base dei criteri sopra esposti sono state individuate 9 specie di anfibi e 8 di rettili.

I primi sono legati soprattutto ai boschi e per la riproduzione a piccole aree umide o ruscelli; i secondi alle aree aperte come praterie e aree coltivate. Alcune specie di rettili (es. testuggini) pur essendo segnalate localmente in Regione non sono state inserite nell'elenco per l'origine dubbia delle popolazioni. Nella valutazione dell'idoneità dei siti andrebbe comunque verificata la loro presenza che è comunque limitata a aree poste a quote basse. Di particolare rilievo è la presenza della Vipera dell'Orsini, limitata a poche aree alto montane dei Sibillini.

4.5.2.3 Rapaci diurni e notturni

I rapaci diurni e notturni (ordini Accipitriformi, Falconiformi e Strigiformi) sono sicuramente il gruppo per il quale si hanno più informazioni. Complessivamente sono state indicate 24 specie di cui 12 accipitriformi, 6 falconiformi e 6 strigiformi. La maggior parte delle specie sono sedentarie (13) cioè vivono tutto l'anno in regione, 5 sono nidificanti giungendo da noi solo durante la stagione riproduttiva, 1 svernate, trascorre cioè nelle Marche solo la stagione invernale e 5 sono esclusivamente migratrici attraversano cioè la regione durante gli spostamenti dai quartieri di riproduzione a quelli di svernamento e vice-versa.

I rapaci diurni (accipitriformi e falconiformi) nidificanti o sedentari (12 specie) si riproducono o all'interno dei boschi o sulle pareti rocciose e solo in un caso sul terreno (Albanella minore). L'attività di caccia tuttavia si svolge per tutte, tranne Astore e Sparviere che comunque le utilizzano regolarmente, sulle praterie sia primarie che secondarie. Anche le specie svernanti e migratrici, ad esclusione del Falco pescatore che comunque vi transita, utilizzano in modo preminente le praterie durante la loro permanenza in regione.

I rapaci notturni sono maggiormente legati agli ambienti agricoli anche se, soprattutto il Gufo reale, per le informazioni disponibili inseriscono ampiamente le formazioni erbacee naturali e seminaturali nei loro territori di caccia.

Da segnalare un fenomeno estremamente interessante tipico delle praterie appenniniche, la concentrazione di un numero elevato di esemplari, anche diverse decine contemporaneamente, di diverse specie in porzioni ristrette di pascoli montani durante il periodo post-riproduttivo (Luglio-

Settembre). L'Aquila reale è certamente la specie più vistosa presente in regione. La sua popolazione, stimata in 12 - 15 coppie nidificanti, è distribuita in modo più o meno regolare lungo tutta la dorsale appenninica. La specie costruisce il nido sulle pareti rocciose e caccia nelle aree aperte ed è la combinazione di questi due elementi, insieme alla densità di prede, a determinare l'idoneità delle singole zone all'insediamento delle coppie. Gli esemplari immaturi o non territoriali occupano anch'essi territori montani con estensioni significative di aree aperte.

Meno vistoso, ma forse di ancor maggior valore conservazionistico è il Lanario, un falco che ha nelle Marche una delle popolazioni più importanti della penisola (10-15 coppie). Questa specie estremamente rara in Europa, nidifica sulle pareti rocciose a quote in genere non elevate (sotto i 1000 m di quota) e caccia in modo estensivo sebbene non esclusivo sulle praterie.

Tra i rapaci diurni va segnalato per concludere il Biancone, un accipitriforme di grandi dimensioni specializzato nella cattura dei serpenti che da pochi anni ha iniziato a nidificare in regione. Esso nidifica nei boschi ma caccia prevalentemente nei pascoli montani. Il suo insediamento è tra i fenomeni faunistici più interessanti attualmente nelle Marche e va favorito in tutti i modi.

Il Gufo reale è il rapace notturno più grande e raro presente nelle Marche. Le informazioni sulla sua distribuzione sono assolutamente deficitarie e richiederebbero un programma di monitoraggio ad hoc. Come l'Aquila reale nidifica sulle pareti rocciose ma è più eclettico nella scelta dei territori di caccia che sono rappresentati sia dalle praterie che dalle aree coltivate.

Per concludere queste brevi considerazioni sui rapaci delle Marche un cenno ad un fenomeno che seppur evidentemente importante è stato solo molto parzialmente indagato: le migrazioni. Allo stato attuale delle conoscenze possiamo individuare due direttrici di migrazione nel territorio regionale quella costiera, da anni monitorata sul Conero e sul Monte San Bartolo, che interessa diverse migliaia di esemplari concentrati lungo una rotta ben definita e quella appenninica che si presenta con un fronte molto più ampio.

Se della prima si conoscono abbastanza bene i meccanismi della seconda non si ha che una visione molto parziale. E' evidente a chiunque frequenti le montagne durante la primavera o tra la fine dell'estate e l'autunno che un numero significativo di rapaci diurni utilizza queste aree per i suoi viaggi fermandosi, soprattutto durante la migrazione post-riproduttiva ad alimentarsi intensamente sulle praterie. Come detto la mancanza di ricerche sistematiche non consente di individuare aree più o meno utilizzate per cui risulta indispensabile che ogni serio studio di impatto ambientale affronti in modo scientificamente corretto e con una serie di dati quantitativamente significativi il problema poiché è ovvio che la presenza di impianti lungo queste rotte avrebbe conseguenze significative sulle specie.

Questa sintetica descrizione dello status dei rapaci nelle Marche non vuole essere un quadro conclusivo, come detto le conoscenze sono molto lacunose, ma piuttosto vuole mettere in evidenza la ricchezza che queste

specie rappresentano per la biodiversità regionale. E' evidente come la tutela e gestione delle praterie sia un elemento chiave per la loro sopravvivenza. Si segnala infine come, a differenza di quanto messo in luce dalla relazione botanico-vegetale, le praterie originatesi dall'abbandono delle coltivazioni in quota sono utilizzate dai rapaci in modo del tutto analogo a quelle di più antica data.

4.5.2.4 Passeriformi

I passeriformi rappresentano l'ordine di gran lunga più numeroso tra gli uccelli, con una gran varietà di specie che occupano tutti gli habitat disponibili. Per questa ragione sono considerati ottimi indicatori biologici e utilizzati per valutare lo stato complessivo della biodiversità.

Nelle Marche si riproducono 17 specie di interesse conservazionistico. Analizzando gli habitat da esse utilizzati emerge che 10 frequentano le praterie, 4 i boschi, 4 le aree agricole, 3 gli ambienti rupestri ed 1 le aree umide, nella fattispecie il Merlo acquaiolo che vive lungo i corsi d'acqua montani. Tra le specie da segnalare quelle inserite nell'allegato I della direttiva 79/409/CEE: Calandrella, Tottavilla, Calandro, Averla piccola, Gracchio corallino e Ortolano tutte legate alle praterie e la Balia dal collare relegata ai pochi lembi di bosco d'alto fusto ancora presenti.

I passeriformi costituiscono anche il grosso dei contingenti migratori che attraversano al regione. Le direttrici percorse sono le stesse descritte per i rapaci: le linee di costa e la dorsale appenninica con concentrazioni particolari nelle aree di valico. L'assenza di ricerche specifiche non permette di individuare puntualmente le aree maggiormente utilizzate durante questi viaggi.

4.5.2.5 Altri uccelli

Per concludere il discorso sugli uccelli un breve cenno alle altre specie. Quantitativamente la maggior parte delle specie, come di evince dalla Tabella 4.7, è legata ad ambienti umidi o addirittura marini, e in gran parte migratrici o svernanti. La loro presenza è concentrata soprattutto lungo la fascia costiera e le valli dei principali corsi d'acqua. Un altro gruppo consistente è quello dei picchi, legati alle aree boscate o agricole.

Da segnalare infine, per il suo valore conservazionistico e per la distribuzione relativamente omogenea lungo le dorsali montane, il Succiacapre. Questa specie notturna, che si alimenta soprattutto nelle aree aperte, è in netto calo numerico in tutta Europa per cui merita una particolare attenzione.

4.5.2.6 Grandi mammiferi

In questo gruppo si considerano i grandi carnivori (Lupo e Orso) e gli ungulati (Cervo, Capriolo, Daino, Cinghiale e Muflone). Solo i primi due sono stati inseriti, sulla base dei criteri descritti in precedenza, nell'elenco delle specie di interesse conservazionistico, tuttavia per il ruolo che rivestono

nell'ecosistema è opportuno fornire anche un breve cenno sullo stato degli ungulati in regione.

Il Lupo attualmente, dopo il forte declino culminato tra gli anni '60 e '70, occupa, con areale continuo, tutta la fascia montana della regione. Specie eclettica, frequenta tutti gli ambienti disponibili anche se i boschi, in cui pone le sue tane, sono sicuramente le aree a cui porre più attenzione.

Discorso simile, anche se la specie è certamente molto più sensibile al disturbo e selettiva nella scelta del proprio territorio, vale per l'Orso. Estinto nell'ottocento, dagli anni novanta viene segnalato con una certa regolarità nella parte meridionale della regione; si tratta quasi certamente di individui erratici provenienti dal vicino Abruzzo.

Delle cinque specie di ungulati segnalate in regione due (Capriolo e Cinghiale) sono ampiamente diffusi nelle aree montane e collinari, una (Daino) è presente in diverse aree tra loro isolate mentre le altre due sono limitate a pochissimi nuclei (per quanto a nostra conoscenza solo uno a testa). L'origine di tutte queste popolazioni è artificiale, dovuta cioè a immissioni da parte dell'uomo.

4.5.2.7 Chiroteri

I chiroteri sono forse, tra i vertebrati, il gruppo meno noto nelle Marche nonostante, ad esempio, la presenza di vasti complessi ipogei fondamentali per molte specie. Nella Tabella 4.7 sono elencate solo le specie indicate nelle schede dei SIC; certamente tuttavia il numero di specie di interesse conservazionistico presenti in regione è superiore. I chiroteri sono tra i taxa in più forte declino a livello europeo e sono moltissime le specie che meritano interventi attivi di conservazione.

Elenco delle specie di interesse conservazionistico presenti nelle Marche con l'indicazione degli ambienti utilizzati

Nome italiano	Boschi	Praterie	Aree Agricole	Aree Umide	Aree Rupestri	Litorali
ANFIBI						
Ululone a ventre giallo	X	X		X		
Tritone punteggiato	X			X		
Tritone italiano	X	X		X		
Salamandra pezzata	X			X		
Salamandrina dagli occhiali	X			X		
Rana temporaria	X			X		
Rana italiana	X			X		
Raganella	X			X		
Geotritone italiano						X
RETTILI						
Ramarro		X	X			
Lucertola muraiola		X	X			
Lucertola campestre		X	X			
Biacco		X	X			
Coronella austriaca		X				
Colubro di Riccioli		X				
Vipera dell'Orsini		X				
Cervone		X	X			
UCCELLI -1						
Svasso piccolo						X
Tarabusino				X		
Nitticora				X		
Sgarza ciuffetto				X		
Garzetta				X		
Airone bianco maggiore				X		
Airone cenerino				X		
Airone rosso				X		
Cicogna bianca			X	X		
Cigno reale				X		
Alzavola				X		
Marzaiola				X		
Moretta tabaccata				X		
Falco pecchiaiolo	X	X				
Nibbio bruno		X	X			
Nibbio reale		X	X			
Biancone		X				
Falco di palude		X	X	X		
Albanella reale		X	X	X		
Albanella minore		X	X			
Astore	X	X				
Sparviere	X	X				
Poiana	X	X				
Aquila reale		X			X	
Falco pescatore				X		
Grillaio		X				
Gheppio		X	X		X	
Falco cuculo		X	X			
Lodolaio	X	X	X			
Lanario		X	X		X	
Pellegrino		X	X		X	
Coturnice		X				
Starna		X	X			
Quaglia		X	X			
Porciglione				X		
Gru				X		
Cavaliere d'Italia				X		
Avocetta				X		
Piviere tortolino		X				
Piviere dorato			X			
Crocolone			X	X		
Beccaccia	X					
Colombella	X					
Gabbiano corallino						X
UCCELLI -2						
Sterna zampenere						X
Rondine di mare maggiore						X
Beccapesci						X
Sterna comune						X
Fratlicello						X
Mignattino piombato				X		X
Mignattino				X		X
Barbagianni			X			
Assiolo		X	X			
Gufo reale		X	X		X	
Civetta			X			
Allocco	X	X	X			
Gufo comune			X			
Succiacapre	X	X				
Rondone maggiore					X	
Martin pescatore				X		
Torricollo			X			
Picchio verde	X	X				
Picchio rosso maggiore	X	X				
Picchio rosso mezzano	X					
Picchio rosso minore	X					
Calandrella		X				
Tottavilla		X				
Calandro		X				
Pispola		X	X			
Merlo acquaiolo				X		
Sordone		X				
Codirossone		X				
Merlo dal collare		X				
Forapaglie castagnolo				X		
Forapaglie				X		
Biglia grossa			X			
Balia dal collare	X					
Picchio muraiolo					X	
Rampichino alpestre	X					
Averla piccola		X	X			
Averla capirossa			X			
Gracchio alpino		X			X	
Gracchio corallino		X			X	
Fringuello alpino		X				
Lucarino	X	X				
Crociere	X					
Frosone	X	X				
Ortolano		X	X			
MAMMIFERI						
Rinolofo minore	X		X			
Ferro di cavallo maggiore	X	X	X			
Vespertilio di Blith		X				
Miniottero	X	X				
Vespertilio smarginato	X		X	X		
Scoiattolo	X					
Moscardino	X		X			
Lupo	X	X				
Orso bruno	X	X				
Puzzola			X	X		
Gatto selvatico	X	X				
INVERTEBRATI						
Euphydryas aurinia		X				
Eriogaster cata	X	X				
Callimorpha quadripunctaria	X	X	X			
Lucanus cervus	X					
Rosalia alpina	X					
Ceramby cerdo	X					

Tab. 4.7 – Elenco delle specie di interesse conservazionistico presenti nelle Marche

Il potenziale impatto degli impianti eolici sui chiroterteri si esplica sia nei confronti delle popolazioni residenti che nei confronti degli esemplari in

migrazione. Qualunque progetto di insediamento di impianti eolici deve quindi tenere in debito conto delle popolazioni di pipistrelli prevedendo apposite campagne di rilevamento stante l'assoluta mancanza di dati a disposizione.

4.5.2.8 Altre specie di mammiferi

Tra gli altri mammiferi solo 4 sono di interesse conservazionistico. Due (Scoiattolo e Moscardino) sono ampiamente diffusi, il Gatto selvatico è invece piuttosto raro e distribuito solo nella parte centro meridionale della regione (si conosce una sola segnalazione a nord di Fabriano) mentre non si sa praticamente nulla sulla Puzzoia che è segnalata in modo frammentario nelle aree collinari della regione.

4.5.3 Considerazioni finali

Questa brevi note sulla fauna delle Marche non hanno la pretesa di fornire un quadro completo della situazione. Come già detto le informazioni disponibili sono estremamente limitate in assenza di qualunque progetto organico di monitoraggio del patrimonio faunistico regionale. Quello che si è voluto fare è stato dare la sensazione della ricchezza e fragilità di questa risorsa. A fronte di un numero elevato di specie di interesse conservazionistico le popolazioni sono spesso poco numerose e frammentate e quindi estremamente sensibili a qualunque alterazione anche piccola.

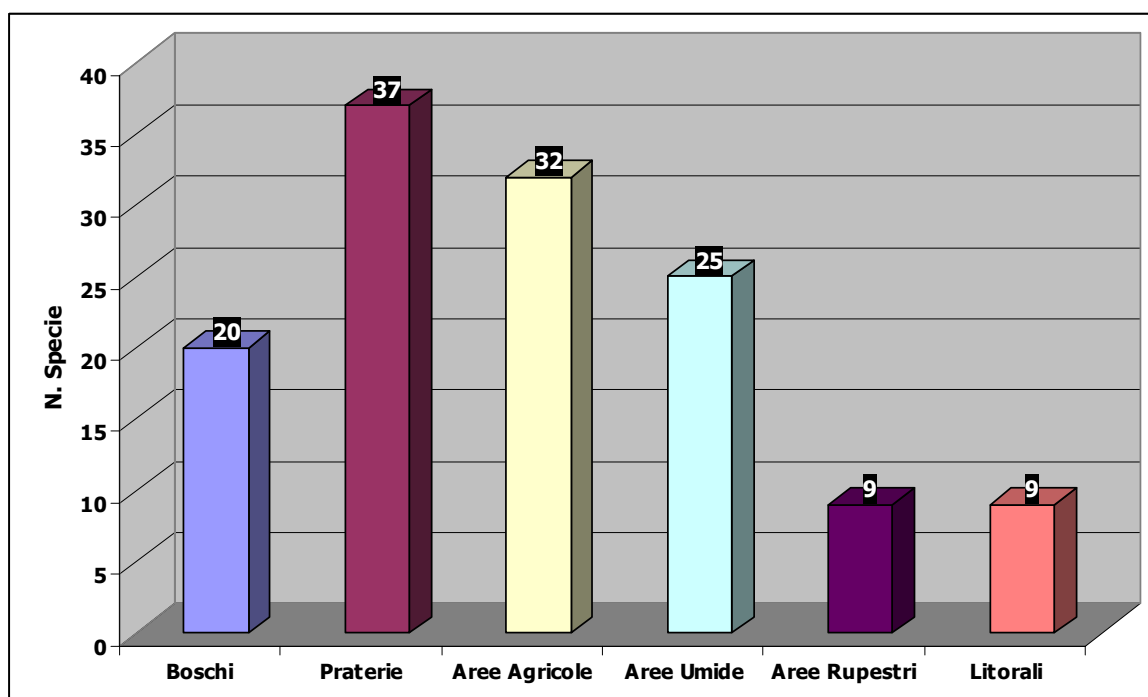


Fig. 4.20 – Numero di uccelli di interesse conservazionistico che utilizzano i diversi ambienti

In particolare va sottolineata la grande importanza che rivestono le praterie montane. La Fig. 4.20 mostra il numero di specie ornitiche che utilizzano i diversi habitat. E' evidente che per questo gruppo, il più numeroso

e anche il più sensibile agli impianti eolici, le formazioni erbacee naturali e seminaturali sono l'ambiente più importante con 37 specie contro le 32 delle aree agricole e i 25 degli ambienti umidi (ma in questo caso la maggior parte delle specie è solo migratrice). A fronte di questo valore le praterie sono un ambiente raro nelle Marche coprendo solo il 10% circa del territorio regionale. E' quindi evidente che qualunque intervento alteri in modo sostanziale la disponibilità di questa risorsa può avere effetti significativi sulla fauna regionale.

4.5.3.1 Riferimenti bibliografici

- [1] Angelini J., Armentano L., Magrini M & Perna P. 2002. " I rapaci diurni del Parco Regionale Gola della Rossa e di Frasassi: dati di consistenza e biologia riproduttiva." 1° Convegno Italiano Rapaci Diurni e Notturmi
- [2] Campedelli T., Tellini Florenzano G., 2002 "Indagine bibliografica sull'impatto dei parchi eolici sull'avifauna" – Centro Ornitologico Toscano.
- [3] Commissione Europea, 2000 – "Guida all'interpretazione dell'art. 6 della Direttiva 92/43/CEE". ENEA, "Energia eolica: aspetti tecnici, ambientali e socio-economici", edito da ENEA Unità Comunicazione e Informazione, 2000.
- [4] Erickson W., Johnson G. Young D. Strickland D. Good R., Bourassa M. Bay K. e Sernka K. 2002 "Synthesis and comparison of baseline avian and bat use, raptor nesting and mortality information from proposed and existing wind developments" WEST inc.
- [5] Fermanelli A., Magrini M., Nicolini F., Perna P. & Renzini F.. 2001 Il Progetto Atlante degli Uccelli nidificanti nel Parco Nazionale dei Monti Sibillini: Atti XI Convegno Italiano di Ornitologia, Avocetta 25 (1): 57
- [6] Forconi P., Fusari M., 2002 "Linee guida per minimizzare l'impatto degli impianti eolici sui rapaci" 1° Convegno Italiano rapaci diurni e notturni,
- [7] Forconi P., Fusari M., 2002 "Analisi dell'impatto degli impianti eolici sulla fauna e criteri di mitigazione", Convegno "L'eco-compatibilità delle centrali eoliche nell'Appennino umbro-marchigiano" – Centro Studi Eolici – Fossato di Vico (PG) 22 marzo 2002.
- [8] Gambaro C., Magrini M., Perna P. & Angelini J. 2001. Indagine sulla presenza del Lupo (*Canis lupus lupus*) nelle Marche e sulle sue interazione con l'attività zootecnica. Atti del Convegno " La Conservazione del Lupo nell'Appennino: Stato attuale delle conoscenze e prospettive future" Pietrarubbia (PU)
- [9] Giunta Regionale della Regione Marche 2002 – Deliberazione 16 luglio 2002 n. 1324 – "Procedure di valutazione di impatto ambientale (VIA): Impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento. Criteri ed indirizzi per la loro valutazione".
- [10] Hodos W., Potocki A., Storm T. and Gafney M., 2000 "Reduction of Motion Smear to reduce avian collision with Wind Turbines" - Proceedings of national Avian – Wind Power Planning Meeting IV. May 16-17 2000, Carmel, California.
- [11] Langston R.H.W., Pullan J.D., (2002) Windfarms and birds: analysis of the effects of windfarms on birds, and guidance on environmental assesment criteria and site selection issues. BirdLife report.
- [12] Magrini M. Perna P. Angelini J. & Armentano Luigi. 2001 Tendenza delle popolazioni di Aquila reale *Aquila chrysaetos*, Lanario *Falco biarmicus* e Pellegrino *Falco peregrinus* nelle Marche e in Umbria: Atti XI Convegno Italiano di Ornitologia, Avocetta 25 (1): 92
- [13] Manzi A. & Perna P., 1992. Influenza della vegetazione sulla comunità di uccelli nidificanti nei pascoli secondari in un'area dell'Appennino centrale. Atti del Convegno "Giornate Romane di Ornitologia", Alula I (1-2): 90-95

-
- [14] Manzi A. & Perna P., 1994. Uccelli marini svernanti lungo un tratto di costa marchigiana. Atti del VI Convegno Italiano di Ornitologia, Mus. reg. Sci. nat. Torino: 461-462.
- [15] Perna P. 2001 Gestione dei rapaci diurni nelle aree protette delle Marche. Atti del Convegno "Studio e Attività di Conservazione dei rapaci in Italia" Miratoio di Pennabilli (PU)
- [16] Reijnen R. Foppen R. Meeuwsen, 1996 "The effects of traffic on the density of breeding birds in Dutch agricultural grassland." Biological Conservation 75: 255-260.
- [17] Tucker G.M. e Heath M.F. 1994 "Birds in Europe: their conservation status" Cambridge, UK: BirdLife International

4.6 INTERAZIONE TRA LA FLORA E GLI IMPIANTI EOLICI

La distruzione della foresta primigenia ha portato, a partire dal Neolitico, da un lato alla progressiva diffusione di agro-ecosistemi finalizzati soprattutto alla cerealicoltura, che attualmente occupano la quasi totalità delle aree pianiziali e collinari delle Marche, dall'altro alla formazione di praterie seminaturali (formatesi cioè per diffusione spontanea di specie non coltivate) su tutti i rilievi appenninici.

Attualmente nell'Appennino umbro-marchigiano l'ecosistema di prateria caratterizza prevalentemente le cupole sommitali dei rilievi (a partire dagli 800 m di quota), mentre in passato anche gran parte dei versanti erano interessati da esso; in seguito all'abbandono delle attività pastorali le aree pascolive di versante sono tuttavia scomparse perchè in gran parte ricolonizzate dal bosco.

4.6.1 Aspetti floristici

Questi habitat erbosi, a fronte di una notevole uniformità fisionomica, celano una fortissima biodiversità; basti pensare che, solo nella fascia montana calcarea (cioè nelle praterie poste tra gli 800 ed i 1500 m di quota), una recente ricerca (Catorci *et alii*, 2004; Braun-Blanquet, in stampa) ha evidenziato la presenza di quasi 500 diverse entità floristiche, raggruppate a formare almeno una dozzina di diverse comunità vegetali, ognuna delle quali occupa un preciso spazio ecologico; a questa ricchezza, già così cospicua, si debbono aggiungere i complessi vegetazionali secondari, posti tra i 1500 ed i 1800 m di altitudine, nonchè le praterie primarie di alta quota, diffuse oltre il limite ecologico superiore della foresta.

Si può quindi affermare che, dal punto di vista floristico, le praterie montane rappresentino uno degli ecosistemi più ricchi del territorio marchigiano; esse, infatti, ospitano circa il 25% della flora dell'intera Regione. Tra le specie tipiche degli ecosistemi di prateria, le più importanti sono sicuramente: le entità endemiche, che possono essere distribuite ampiamente nel territorio (40 entità circa) o presentare una diffusione molto localizzata (circa una decina); le specie rare (30/40), alcune delle quali sono presenti in poche stazioni, dove possono anche essere comuni, oppure con pochi individui che si ritrovano in numerose stazioni; le entità che rivestono

un certo interesse fitogeografico, come ad esempio quelle al limite dell'areale distributivo (40/50 specie).

Nel complesso, quindi, le specie di cui bisogna tener conto nei processi di valutazione di impatto ambientale sono circa un centinaio, il cui elenco é in buona parte evidenziato nella lista di supporto alla Legge Regionale n.52 del 1974.

4.6.2 Aspetti vegetazionali

Volendo dare un'indicazione di massima, dal punto di vista vegetazionale le formazioni erbacee dell'Appennino umbro-marchigiano possono essere raggruppate nelle seguenti categorie.

- *Pratelli terofitici*. Si tratta di vegetazione calcicola, che presenta il massimo rigoglio vegetativo tra i mesi di aprile e giugno (disseccando poi completamente in estate), riferibile all'associazione *Trifolio scabri-Hypochoeridetum achyrophori*. Queste formazioni si rinvengono sui pendii calcarei più aridi ed assolati non oltre i 700-750 m di quota. Sono composte perlopiù da specie di piccolissime dimensioni che anche nel periodo vegetativo originano una cotica erbosa molto aperta. Talora sono presenti numerose specie di particolare interesse fitogeografico.
- *Vegetazione camefitica*. E' costituita da comunità vegetali di impronta mediterraneo-montana, riferibili all'associazione *Cephalario leucanthae-Saturejetum montanae*, composte prevalentemente da piccoli cespugli (camefite) di altezza non superiore ai 30-35 cm, che colonizzano i versanti calcarei molto acclivi soprattutto su substrato detritico e non oltre gli 800-850 m di altitudine. La specie che generalmente caratterizza la fisionomia di queste formazioni è la santoreggia montana (*Satureja montana*), un piccolo arbusto dalle foglie aromatiche.
- *Brometi alto-collinari e basso-montani*. Sono le fitocenosi più diffuse nell'Appennino umbro-marchigiano, rinvenendosi dai 600-700 fino ai 1400-1500 m di quota. Sui versanti più acclivi e soleggiati si sviluppano brometi xerici, con cotica erbosa discontinua dove abbondano piccole specie arbustive (camefite) come l'elicriso e gli eliantemi, appartenenti all'associazione *Asperulo purpureae-Brometum erecti*, mentre nelle aree poco acclivi e sui versanti esposti a settentrione sono presenti brometi semimesofili, con cotica erbosa compatta ed estremamente ricca di specie, riferibili all'associazione *Brizo mediae-Brometum erecti*. Al limite superiore di distribuzione delle formazioni a prevalenza di bromo sono invece presenti dei festuco-brometi, con cotica erbosa poco densa, in cui le specie del genere *Festuca* svolgono un ruolo molto significativo (*Koelerio splendentis-Brometum erecti*). Tutte queste formazioni ricadono nell'habitat prioritario 6210 della Direttiva CEE 43/92 e ospitano specie floristiche molto importanti.
- *Cinosureti*. Si sviluppano, alternandosi ai brometi sopra descritti, sul fondo delle vallecole con suolo profondo e parzialmente decarbonato. Si tratta di formazioni erbose estremamente compatte e fisionomicamente caratterizzate dalla covetta dei prati (*Cynosurus*

cristatus), che origina una comunità vegetale di notevole valore pabulare per ovini e bovini, riferibile all'associazione *Colchico lusitani-Cynosuretum cristati*, che viene tradizionalmente sfalciata nel mese di giugno.

- *Praterie umide e palustri*. Si tratta di comunità erbacee sviluppate in aree pianeggianti, che sono periodicamente allagate. Sono le fitocenosi tipiche delle conche carsico-tettoniche (Altipiani di Montelago, Colfiorito, Castelluccio di Norcia). Dal punto di vista floristico sono caratterizzate: le prime, dal ranuncolo vellutato (*Ranunculus velutini*) e dall'orzo dei prati (*Hordeum vulgare*) ed appartengono all'associazione *Hordeo-Ranunculetum velutinii* dell'alleanza endemica dell'Appennino centro-meridionale *Ranunculion velutinii*; le seconde, da diverse specie di carici e sono riferite all'alleanza *Magnocaricion elatae*.
- *Seslerieti montani*. Sono formazioni erbacee tipiche dei versanti più acclivi, soleggiati e con substrato detritico ancora parzialmente mobile, distribuite tra i 1000/1100 ed i 1800 m di quota ed appartenenti alle associazioni *Seslerio nitidae-Brometum erecti* e *Carici humilis-Seslerietum apenninae*. La specie che ne contraddistingue la fisionomia e l'ecologia è la sesleria dell'Appennino (*Sesleria tenuifolia*), che origina pascoli discontinui, caratteristicamente disposti a gradoni allungati parallelamente alle curve di livello. Talora sono presenti alcune specie rare o di particolare interesse fitogeografico.
- *Poo-Festuceti e nardeti alto-montani*. Oltrepassati i 1400-1500 metri di quota, i brometi montani vengono sostituiti da altre comunità vegetali secondarie, a carattere decisamente acidofilo e fisionomicamente contraddistinte da fienarola violacea (*Poa violacea*), avena pubescente (*Avena pubescentis*) e nardo (*Nardus stricta*), che si spingono fino a 1850-1900 metri di quota (*Poa violaceae-Nardetum strictae*). Altrove sono presenti formazioni a *Brachipodium genuense* per i quali non sono stati ancora pubblicati studi fitosociologici. In entrambi i casi sono presenti specie floristiche endemiche, rare e di notevole interesse fitogeografico.
- *Praterie primarie*. All'interno di questa categoria sono comprese diverse comunità vegetali, sviluppate oltre i 1800 m s.l.m., tra cui le più diffuse sono i seslerieti a sesleria dell'Appennino, dei versanti acclivi ma ormai consolidati ed i festuceti a festuca appenninica (*Festuca dimorpha*), dei ghiaioni ancora mobili. Anche per questa vegetazione non esistono, per il territorio umbro-marchigiano, tabelle fitosociologiche che ne consentano un corretto inquadramento. Dal punto di vista floristico questa vegetazione è ricca di specie rare, endemiche o di particolare significato fitogeografico.
- *Brachipodieti*. Si tratta di un gruppo di formazioni erbacee prevalentemente sviluppate in aree un tempo coltivate e su substrati marnoso-arenacei, pelitici ed argillosi, che presentano specie di particolare rilievo naturalistico solo in alcune aree delle Marche settentrionali. In questo contesto l'associazione vegetale più comune è il *Centaureo bracteatae-Brometum erecti*.

La vegetazione brevemente descritta in precedenza è mostrata nel suo inquadramento gerarchico nello schema sintassonomico di seguito riportato.

**Schema sintassonomico delle principali associazioni vegetali
delle praterie dell'appennino umbro-marchigiano**

ELYNO-SESLERIETEA Br.-Bl. 1948

Seslerietalia tenuifoliae Horvat 1930

Seslerion apenninae Bruno & Furnari 1969

Carici humilis-Seslerietum apenninae Biondi, Guitan, Allegrezza & Ballelli 1988

Aggr. a *Sesleria apennina* e *Carex kitaibelii*

Agg. a *Festuca dimorpha* ed *Isatis allionii*

FESTUCO-BROMETEA Br.-Bl. & Tx. 1943 ex Klika & Hadac 1944

Brometalia erecti Br.-Bl. 1936

Phleo ambigui-Bromion erecti Biondi & Blasi ex Biondi, Ballelli, Allegrezza & Zuccarello 1995

Brizo mediae-Brometum erecti Bruno in Bruno & Covarelli 1968 corr. Biondi & Ballelli 1982

Seslerio nitidae-Brometum erecti Bruno in Bruno & Covarelli 1968

Asperulo purpureae-Brometum erecti Biondi & Blasi ex Biondi, Ballelli, Allegrezza & Zuccarello 1995

Filipendulo montani-Trifolietum montani Hruska, Francalancia & Orsomando 1981

Plantago holostei-Helianthemetum cani Biondi, Ballelli, Allegrezza, Frattaroli & Taffetani 1992 nomen inversum Biondi & Ballelli 1995

Koelerio splendentis-Brometum erecti Biondi, Ballelli, Allegrezza, Frattaroli & Taffetani 1992

Xerobromion (Br.-Bl. & Moor 1938) Moravec in Holub *et alii* 1967

Coronillo minimae-Astragaletum monspessulani Biondi & Ballelli in Biondi, Ballelli & Principi 1985

Bromion erecti W. Koch 1926

Centaureo bracteatae-Brometum erecti Biondi, Ballelli, Allegrezza, Guitan & Taffetani 1986

MOLINIO-ARRHENATHERETEA R. Tx. 1937

Arrhenatheretalia elatioris Pawl. 1928

Cynosurion cristati Tx. 1947

Colchico lusitani-Cynosuretum cristati Biondi *et alii* 1995

Achilleo collinae-Cynosuretum cristati Biondi *et alii* 1989

NARDEETEA STRICTAE

Nardetalia strictae Oberdorfer 1949 em. Preising 1949

Ranunculo-Nardion Bonin 1972

Poo violaceae-Nardetum strictae Pedrotti 1981

HELIANTHEMETEA GUTTATI (Br.-Bl. in Br.-Bl., Roussine et Nègre 1952) Rivas Goday et Rivas-Martinez 1963 em. Rivas-Martinez 1978

Trachinietalia distachyae Rivas-Martinez 1978

Trachinion distachyae Rivas-Martinez 1978

Trifolio scabri-Hypochoeridetum achyrophori Lapraz ex Biondi Izco, Ballelli et Formica 1997

La diminuita pressione antropica nel territorio montano ed alto-collinare, dovuta allo spopolamento dei piccoli borghi di montagna e all'abbandono delle aree agricole meno produttive, ha aperto uno spazio ecologico ad un particolare gruppo di comunità vegetali che tendono attualmente a caratterizzare sempre più diffusamente il paesaggio delle preaterie appenniniche; si tratta di comunità vegetali costituite da arbusti eliofili, che si espandono a colonizzare sia i campi abbandonati che le aree pascolive non più utilizzate ai fini zootecnici.

Le specie che per prime e più diffusamente operano questa colonizzazione sono sostanzialmente tre: la ginestra, il ginepro rosso ed il ginepro comune.

La prima forma densi popolamenti sui suoli marnosi, argillosi e pelitici in ambito bioclimatico collinare; la seconda origina ginepreti termo-xerofili sui versanti calcarei più soleggiati posti per lo più a bassa quota; la terza è particolarmente competitiva sugli alti versanti montani di natura carbonatica.

Dal punto di vista ecologico queste formazioni svolgono un ruolo molto importante in quanto rappresentano una fondamentale tappa nei processi dinamici (del tutto naturali e spontanei) che portano, nelle aree poste al di sotto del limite ecologico superiore della foresta, alla ricostituzione di comunità forestali. Infatti, tali arbusteti contribuiscono a ricreare le condizioni pedologiche e microclimatiche idonee allo sviluppo di specie arboree pioniere ed eliofile, che crescendo originano popolamenti pre-forestali, all'interno dei quali riescono poi con il tempo ad affermarsi le specie tipiche dei boschi maturi.

Dal punto di vista fitosociologico gli arbusteti sono inquadrati in numerose associazioni, che si differenziano sia per il corteggio floristico che per le peculiarità ecologiche degli ambienti in cui si sviluppano.

4.6.3 Aspetti ecologici

La distribuzione nel territorio appenninico delle specie e delle associazioni vegetali tipiche degli ecosistemi di prateria è correlata a numerosi aspetti ecologici tra i quali i più importanti sono: geomorfologia, suolo, clima e utilizzo delle risorse foraggere.

Per ciò che concerne il suolo, la distribuzione della vegetazione è strettamente correlabile a quella del substrato pedologico secondo il modello della catena dei suoli (Cremaschi e Rodolfi, 1991) illustrato in Fig. 4.21.

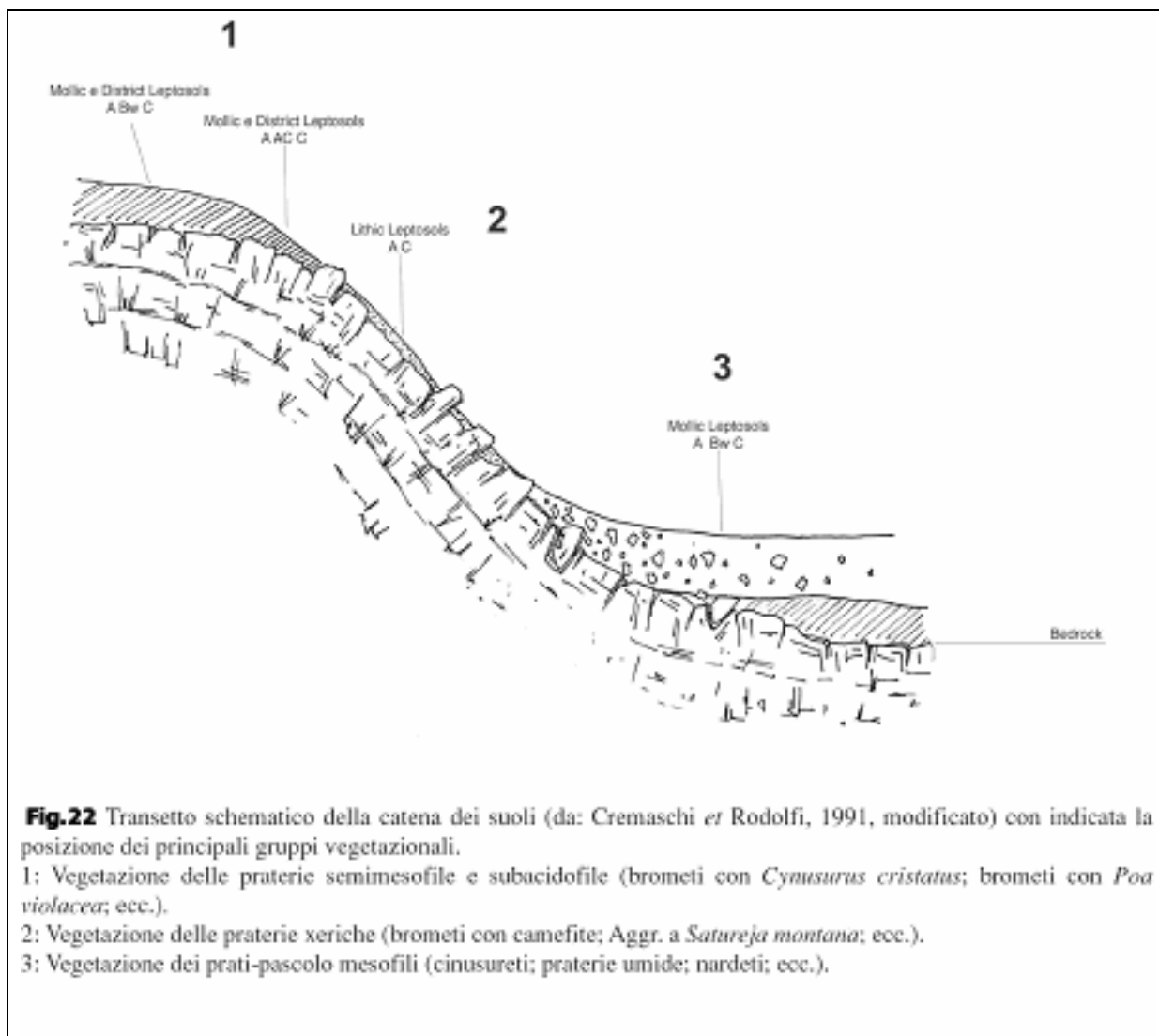


Fig. 4.21 – Transetto schematico della catena dei suoli

Infatti, in corrispondenza delle morfologie più conservative, quali le sommità dei rilievi situate in corrispondenza di paleosuperfici ed il fondo delle vallecole che solcano le cupole sommitali dei dossi montani, sono presenti suoli di tipo mollico, profondi e ben strutturati, caratterizzati da un orizzonte minerale profondo e con profilo A Bw C; lungo i versanti, invece, maggiormente sensibili ai fenomeni di erosione, sono presenti suoli meno evoluti e strutturati. Più in particolare, nei versanti esposti a settentrione il suolo è generalmente poco profondo e caratterizzato da un profilo di tipo A AC, con l'orizzonte AC che ha un aspetto intermedio tra l'orizzonte A e l'orizzonte C, dove clasti e matrice di materiale mollico nerastro formano uno orizzonte in cui sono presenti in quantità pressoché uguali. Nei versanti esposti a sud, invece, il suolo si assottiglia ulteriormente ed il profilo diventa di tipo AC, con un solo orizzonte caratterizzato da clasti, che costituiscono uno scheletro estremamente abbondante e grossolano.

In corrispondenza dei suoli più profondi dove l'orizzonte di alterazione B è maggiormente sviluppato, si insedia una vegetazione di tipo mesofilo appartenente alla classe *Molinio-Arrhenatheretea* caratterizzata da cotica

erbosa chiusa, densa e pluristratificata. La caratteristica mesofilia di tali pascoli è strettamente correlata con la profondità del suolo e la sua elevata capacità di ritenzione idrica; man mano che il suolo si assottiglia e diminuisce tale capacità idrica la cotica erbosa tende a modificarsi. Si passa così a comunità vegetali che appartengono alla classe *Festuco-Brometea* con associazioni da semimesofile (versanti settentrionali con profili ancora ben strutturati, anche se l'orizzonte B si assottiglia o manca del tutto) a xeriche (versanti meridionali contraddistinti da litosuoli), ciascuna presente sia nell'aspetto tipico che in numerose varianti o subassociazioni.

Dal punto di vista climatico ed altitudinale si possono evidenziare due tipi di prateria appenninica: la prateria primaria, che si sviluppa oltre i 1800-1900 m di quota, al di sopra del limite ecologico del bosco, e la prateria secondaria, che deriva dalla deforestazione, causata dall'uomo, per creare superfici erbose adibite al pascolo del bestiame e che si distribuisce generalmente tra gli 800 ed i 1800 metri di altitudine. La Fig. 4.22 mostra, in maniera estremamente sintetica, il rapporto tra vegetazione e caratteristiche topografico-altitudinali dell'Appennino umbro-marchigiano.

E' necessario evidenziare che le praterie secondarie si mantengono stabili solo se le attività pastorali sono costanti nel tempo. Il controllo umano è, in tal senso, l'elemento qualificante per la conservazione della biodiversità di tali ecosistemi.

Nel momento in cui criteri ed interventi gestionali subiscono variazioni si può incorrere in situazioni di sottocarico, sovraccarico od abbandono totale del pascolo. Nel primo caso la vegetazione subisce modifiche a livello di composizione floristica, in quanto le specie emicriptofitiche cespitose più aggressive e meno appetibili prendono il sopravvento sulle specie erbacee meno competitive e di minor dimensione, causando una apprezzabile riduzione della biodiversità, almeno fino a quando non si instaura un nuovo equilibrio legato all'evoluzione del suolo che permette l'ingresso di specie tipiche di prati mesofili.

Nel caso di sovraccarico, dapprima si ha un aumento della biodiversità per via della creazione di micro-radure che interrompono la cotica erbosa, consentendo l'insediamento di specie poco competitive in situazione di feltro erboso compatto (terofite, camefite, emicriptofite a rosetta); successivamente, il continuo calpestio degli animali causa un'ulteriore frammentazione della cotica erbosa (che viene totalmente distrutta lungo le linee di passaggio abituali), a causa dell'inizio dell'erosione dei suoli per ruscellamento concentrato delle acque, che vengono progressivamente dilavati lasciando sempre più vaste porzioni di roccia affiorante. In questa fase si ha un rapido calo della biodiversità e della funzionalità dell'ecosistema.

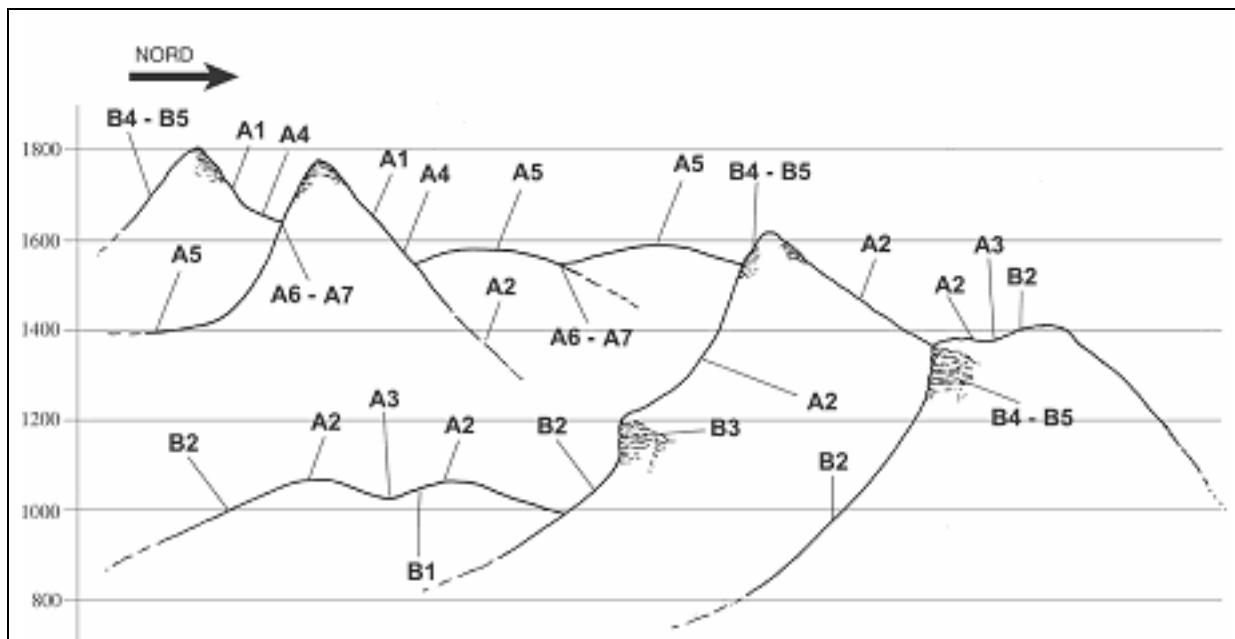


Fig.23 Transetto schematico della dorsale appenninica umbro-marchigiana con indicata la posizione altitudinale e topografica di massima delle pi diffuse formazioni pascolive.

A: vegetazione delle praterie mesofile (A1: *Poo violaceae-Nardetum strictae festucetosum circummediterraneae*; A2: *Brizo mediae-Brometum erecti*; A3: *Colchico lusitani-Cinusuretum cristati*; A4: Aggr. a *Brachypodium genuense*; A5: *Filipendulo vulgaris-Trifolietum montani*; A6-A7: *Poo violaceae-Nardetum strictae*).

B: vegetazione delle praterie xeriche (B1: Aggr. a *Bromus erectus* e *carex macrolepis*; B2: *Asperulo purpureae-Brometum erecti*; B3: Aggr. a *Sesleria tenuifolia* e *Stipa dasyvaginata ssp. apennincola*; B4-B5: *Carici humilis-Seslerietum apenninae*).

Fig. 4.22 – Transetto schematico della dorsale appenninica umbro-marchigiana

La totale sospensione delle attività pastorali nelle praterie secondarie determina, invece, l'instaurarsi dei processi dinamici che ancora una volta portano alla modificazione della composizione floristica dello strato erbaceo, spesso con l'affermazione del brachipodio (*Brachypodium rupestre*).

Successivamente si assiste alla colonizzazione delle aree prative da parte di cespugli ed altre specie arboree eliofile a partire dai margini dei boschi, fino alla ricostituzione, in tempi relativamente lunghi, di ecosistemi forestali ed alla scomparsa di quelli di prateria.

4.6.4 Il contesto paesaggistico

Come ricordato in precedenza, nello scenario montano dell'Appennino umbro-marchigiano hanno agito tre fattori ugualmente importanti nel determinare le peculiarità e la distribuzione delle comunità biologiche che definiscono non solo gli ecosistemi, ma anche il paesaggio vegetale della montagna appenninica: il suolo, il clima e l'uomo (che ha modificato gli assetti naturali del territorio in relazione alle proprie esigenze socio-economiche ed allo sfruttamento delle risorse foraggere).

Il paesaggio pastorale di questo settore dell'Appennino va dunque considerato non solo come insieme di elementi visivi ed ecologici, ma soprattutto come spazio culturale, come dato identificativo della società

degli uomini che lo abitano, poiché esso è il risultato delle relazioni intercorse nei secoli tra uomo e natura, tra la necessità delle società umane di trarre sostentamento dalle risorse ambientali e la "*vis naturae*", che delinea le potenzialità biologiche di un qualsiasi ambito geografico.

Nel caso dell'Appennino umbro-marchigiano questa correlazione si è espressa soprattutto con la distruzione, in età neolitica, di tutte le foreste che ricoprivano le vaste cupole sommitali dei monti. In queste aree, il contemporaneo manifestarsi delle attività legate alla pastorizia e delle tendenze dinamiche della vegetazione, ha portato al raggiungimento di un nuovo equilibrio dinamico degli ecosistemi, con l'affermazione delle comunità erbacee secondarie comunemente definite pascoli, che sono state descritte brevemente in precedenza.

Alcune ricerche, incentrate sulle modifiche dell'uso del suolo in età moderna nel territorio montano dell'Appennino maceratese, hanno inoltre dimostrato che la storia delle praterie secondarie è più complessa di quanto fin qui ipotizzato. Infatti, le crisi demografico-economiche che hanno sconvolto la montagna marchigiana a più riprese, nel corso dei secoli XVI, XVII e XVIII, hanno spinto le colture cerealicole molto in alto su entrambe le dorsali appenniniche, con conseguente dissodamento di vaste aree pascolive. Più recentemente, attorno alla metà dello scorso secolo, il declino dell'economia agro-silvo-pastorale appenninica, congiuntamente allo sviluppo industriale del Paese, ha causato un esodo massiccio delle popolazioni montane con la conseguente abbandono delle aree agricole montane, che sono state di nuovo invase da specie erbacee di prateria.

Parte delle aree pascolive che attualmente ricoprono i versanti bassomontani calcarei (tra gli 800 ed i 1200-1400 metri di altitudine) e la quasi totalità di quelle che rivestono i rilievi non carbonatici (almeno fino ai 1300-1400 m di altitudine) sono quindi praterie post-culturali, che si sono cioè formate a seguito dell'abbandono delle pratiche agricole. Un esempio molto esteso di tale fenomeno è stato individuato e studiato recentemente per un vasto settore della dorsale appenninica Marchigiana comprese tra la Valle del Potenza ed il Massiccio dei Monti Sibillini.

In corrispondenza delle pendici dei rilievi, l'abbandono delle pratiche agricole e la diminuzione di quelle zootecniche ha invece determinato una forte espansione delle fitocenosi arbustive e forestali a scapito di quelle erbacee. Solo nelle Marche, ad esempio, il 6,6% della superficie boscata regionale è considerata di neo-formazione (ovvero costituitasi spontaneamente negli ultimi 20 anni). A tale superficie, sottratta in gran parte ai pascoli di versante, va aggiunta quella colonizzata dalla vegetazione arbustiva che interessa circa 7.500 ettari (2,2% della superficie boscata).

4.6.5 Caratterizzazione degli impatti connessi con le centrali eoliche

Come brevemente esposto in precedenza, uno dei fattori centrali nell'ecologia degli ecosistemi di prateria è individuabile nelle caratteristiche pedologiche del territorio, in quanto le caratteristiche floristiche,

fitosociologiche e strutturali della vegetazione di prateria sono ad esse strettamente dipendenti.

La conservazione o, viceversa, il degrado della fitocenosi prativa è dunque dipendente dalla conservazione o dal degrado del suolo; pertanto, le cause di impatto ambientale sulla componente vegetazionale di questi ecosistemi vanno ricercate in tutte quelle attività che direttamente o indirettamente producono un'alterazione dei suoli.

Nel caso della realizzazione di una centrale eolica tali impatti sono legati soprattutto alle diverse fasi di cantierizzazione che possono essere schematizzate nei seguenti elementi:

- Strade d'accesso alla centrale;
- Strade di servizio interne alla centrale;
- Area di scavo del plinto di sostegno alla turbina;
- Piazzola per gru che solleverà la turbina eolica;
- Elettrodotti.

Tali interventi possono avere effetti negativi sui seguenti aspetti.

- *Flora* - Il possibile impatto è connesso con il rischio di distruzione della popolazione di specie rare o localizzate relativamente alle quali gli sbancamenti e le opere di cantierizzazione in generale, possono determinare un significativo calo demografico compromettendone la sopravvivenza.
- *Vegetazione* - Anche per le comunità vegetali valgono le considerazioni fatte per le specie floristiche; infatti, accanto ad associazioni molto diffuse ce ne sono alcune rare o poco estese, la cui sopravvivenza può essere gravemente minacciata dall'alterazione dell'habitat fisico e pedologico.
- *Paesaggio vegetale* - Il rischio è connesso soprattutto con l'alterazione di unità ecosistemiche in cui il tradizionale rapporto uomo/natura sia ancora ben evidente, armonico e funzionale al mantenimento della biodiversità oltre che agli aspetti produttivi collegati con la zootecnia estensiva. L'alterazione del suolo può inoltre comportare il degrado floristico-strutturale delle comunità vegetali (soprattutto di quelle semimesofile e mesofile) con banalizzazione del corteggio floristico e perdita delle specie più esigenti.

Più in particolare, in riferimento allo spazio fisicamente occupato dalla turbina eolica, la messa in funzione di ogni elemento comporta lo sbancamento di una superficie di 11x11 m circa (area dal plinto) + 15x20 m circa (piazzola per gru) = 255 mq. A questa superficie può essere prudenzialmente aggiunto un 10% come margine ulteriore per eventuali problemi locali ed un'altro 10% per lo stoccaggio temporaneo di materiali ed inerti. Ogni palo "consuma", quindi, circa 450/500 mq di territorio; almeno il 90% di esso è però recuperabile (almeno nei più salienti aspetti strutturali e di biomassa) al termine della cantierizzazione, mediante opportune tecniche di mitigazione se, come verrà meglio spiegato più avanti, il tipo di progetto nonché le condizioni geomorfologiche e topografiche del sito lo consentono.

Per quanto riguarda il problema della viabilità di cantiere, questa prevede necessariamente una strada di accesso al sito da cui, giunti nell'area della centrale, si dipartono, a seconda del tipo di progetto, percorsi secondari e terziari che collegano la viabilità principale con ognuna delle turbine. L'impatto sulla cotica erbosa di tali opere è naturalmente tanto maggiore quanto maggiore è la dimensione lineare di questa viabilità che, come è meglio specificato più avanti, può teoricamente essere in buona parte recuperata e ridotta mediante ricostituzione della cotica erbosa anche se interventi di manutenzione straordinaria delle turbine possono vanificare a più riprese, durante il periodo di funzionamento della centrale, tali interventi di mitigazione.

Inoltre assai forte è il rischio che durante le fasi di cantierizzazione, mezzi cingolati e gru possano "vagare" liberamente nelle aree pascolive limitrofe alla centrale in costruzione, aumentando esponenzialmente l'impatto dell'opera sull'ecosistema; problema che può essere ovviato mediante un'attenta progettazione che comporti l'individuazione di percorsi obbligati a controlli stringenti sulle maestranze.

Nel complesso quindi, la quantità di terreno, e quindi di ecosistema, consumato per la realizzazione della centrale eolica è direttamente proporzionale alle sue dimensioni (numero di pale) ed alla disposizione delle turbine rispetto all'asse viario principale.

Un ulteriore problema ambientale connesso con la realizzazione di una centrale eolica è dovuto alla necessità di realizzare dei nuovi elettrodotti per convogliare in rete l'energia prodotta dalla centrale. A tal proposito deve essere precisato che nell'area della centrale questo problema è generalmente nullo poiché gli elettrodotti corrono, in media tensione, interrati al margine delle strade di servizio e della strada di accesso. In taluni casi, invece, necessitano di una apposita trincea di modeste dimensioni la cui cotica erbosa può essere facilmente recuperata mediante interventi di ingegneria naturalistica. Il vero problema si pone quando, per esigenze progettuali o di collegamento alla rete già esistente, si prospetta la costruzione di un nuovo elettrodotto (ad alta tensione) che inevitabilmente andrà ad attraversare ambiti scarsamente urbanizzati come le vallate interne dell'Appennino, con un grave impatto paesaggistico.

Il degrado derivante dalle attività sopraesposte avrà un livello tanto maggiore quanto maggiore sarà l'acclività dei versanti in cui ci si trova ad operare, tenendo conto anche del fatto che sulle morfologie più acclivi si possono innescare gravi processi erosivi non solo *in loco*, ma anche sulle pendici sottostanti, con grave nocimento per tutto l'ecosistema montano; a ciò si aggiunge si aggiunge l'estrema difficoltà nella realizzazione di azioni di ripristino ambientale sulle pendenze maggiori.

Nel caso di morfologie poco acclivi, al contrario, i problemi connessi con la realizzazione delle opere di cantierizzazione potrebbero assumere un valore di incidenza più lieve in quanto tali morfologie si prestano abbastanza bene alla realizzazione di interventi di recupero ambientale.

Il limite di pendenza tra le due diverse situazioni potrebbe essere individuato su valori di pendenza inferiori al 15% sui versanti meridionali ed al 20% su quelli settentrionali.

4.6.5.1 Impatti sulla funzionalità ecologica

Per quanto riguarda la funzionalità dell'ecosistema limitatamente alla componente fitocenotica, l'impatto della realizzazione di un sito eolico può essere considerato di intensità da lieve a moderata in relazione alla tipologia della centrale progettata.

Tale impatto sarà infatti tanto più modesto quanto più lassa sarà la maglia su cui si distribuiscono gli aerogeneratori e tanto minore saranno la viabilità di accesso e la superficie delle piazzole di ognuno degli aerogeneratori non recuperate al termine della fase di cantierizzazione; questo in quanto la perdita di funzionalità di un ecosistema è inversamente proporzionale alla densità degli interventi impattanti, mentre tende ad aumentare proporzionalmente alla percentuale di superficie impattata rispetto alla superficie totale dell'ecosistema.

Tali motivazioni spingerebbero a privilegiare quei progetti che si basano sull'installazione di un piccolo numero di grandi aerogeneratori.

Una grave minaccia alla funzionalità dell'ecosistema è costituita, inoltre, dalla realizzazione di interventi di ingegneria naturalistica eseguiti con germoplasma non autoctono, che potrebbero provocare gravi forme di inquinamento genetico e, qualora le specie erbacee utilizzate fossero in grado di espandere le loro popolazioni, l'alterazione della composizione floristica e strutturale della fitocenosi, con possibili gravi implicazioni sia sugli aspetti zootecnici che sulla fauna selvatica tipica delle praterie appenniniche.

4.6.5.2 Possibilità di mitigazione degli impatti ambientali

L'impatto della centrale eolica sulle fitocenosi è dunque potenzialmente molto intenso se non addirittura devastante nel caso di progetti poco attenti a questo problema; tuttavia, un'adeguata progettazione, un'attenta fase di cantierizzazione e la predisposizione di interventi di mitigazione, come già detto, possono attenuarne sensibilmente gli effetti, annullandoli quasi del tutto nelle situazioni più favorevoli.

L'elemento centrale delle fasi di ripristino è naturalmente la ricostituzione della cotica erbosa; questa, tuttavia, non deve assolutamente essere vista come un semplice tappeto verde (non si sta recuperando un campo di calcio!), ma bensì come la componente fondamentale dell'ecosistema prativo che si è andati ad alterare.

Bisogna quindi evitare in modo assoluto la semina di germoplasma proveniente da altre realtà ecologiche o addirittura da cultivar selezionate; ciò produrrebbe un ulteriore inquinamento biologico e genetico del territorio, eticamente e scientificamente ingiustificabile.

Bisogna far invece ricorso a germoplasma locale (raccolto e conservato in modo opportuno) rispettando la composizione specifica ed i rapporti inter-specifici delle comunità vegetali presenti nell'area prima della realizzazione della centrale eolica.

A tal fine:

- si dovranno compiere, preliminarmente all'apertura del cantieri, delle puntuali osservazioni pedologiche e geobotaniche per stabilire lo stato naturale delle fitocenosi nell'area della centrale;
- laddove possibile, si dovrà provvedere alla zollatura della cotica erbosa ed al suo successivo riposizionamento *in loco*;
- si dovranno proteggere (nei casi in cui le pendenze siano superiori al 5-7%) i suoli e la cotica erbosa di neoformazione;
- si dovrà coadiuvare la ripresa del manto erboso mediante integrazione nel suolo di sostanza organica e, in relazione all'andamento climatico della stagione successiva alla semina, con modeste irrigazioni, nonché mediante interdizione dell'accesso all'area seminata da parte del bestiame domestico per 1 o 2 anni;
- si dovrà monitorare il risultato di tutte le suddette operazioni nel corso delle 4-5 stagioni successive provvedendo, laddove necessario, all'eventuale integrazione degli interventi effettuati, onde compensare fallanze e attecchimenti di scarsa entità;
- si potranno realizzare alcuni quadrati permanenti, scelti con metodo statistico su base fitosociologica, che serviranno per monitorare nel lungo periodo (5, 10, 15, 20 anni) le modificazioni floristiche e vegetazionali nell'area direttamente interessata dalla centrale rispetto alle zone circostanti.

Nonostante l'apparente complessità degli interventi è necessario ricordare che probabilmente le formazioni erbacee presenti nell'area deputata alla realizzazione della centrale sono di tipo secondario e quindi sono soggette ai normali processi dinamici della vegetazione, i quali, se ben coadiuvati, potranno essi stessi dare spontaneamente un grosso contributo al ripristino delle condizioni floristico-vegetazionali naturali.

Naturalmente, quanto sopra esposto viene azzerato se per qualche motivo tecnico (guasti, manutenzione straordinaria, ecc.) si dovesse presentare la necessità di accedere nuovamente alla centrale con mezzi pesanti il cui transito vanificherebbe tutti gli interventi di mitigazione realizzati, che dovranno, quindi, essere nuovamente applicati.

4.6.6 Valutazioni generali

Sulla base delle considerazioni fin qui esposte è possibile riassumere e desumere in linea di massima alcuni criteri che dovrebbero essere presi in considerazione nella fase pianificatoria preliminare alla scelta dei siti dove avviare le procedure necessarie per la realizzazione della centrale eolica.

4.6.6.1 Elenco degli elementi da valutare negativamente

- Assenza di viabilità di accesso. Estremamente negativa dovrebbe essere considerata la necessità di dover realizzare, per l'accesso al sito di intervento, nuove strade montane; queste, infatti, oltre a causare un'alterazione paesaggistica della montagna, a livello percettivo oltre che ecologico, sono quasi sempre causa di fenomeni di erosione che possono coinvolgere interi versanti con danni che vanno ben oltre la semplice porzione interessata dal tracciato stradale.
- Pendenza dei versanti. Versanti con pendenze superiori al 15-20% dovrebbero essere esclusi a priori, poiché qualsiasi intervento di escavazione o il semplice passaggio ripetuto di mezzi meccanici causerebbe con elevata probabilità la rottura del cotica erbosa ed il conseguente innesco di processi erosivi.
- Presenza di crinali. Si tratta di aree (sostanzialmente individuabili nel rispetto dell'Art. 30 dell'N.T.A. del P.P.A.R.) estremamente sensibili per quanto riguarda l'erosione dei suoli e che generalmente ospitano elementi floristici di notevole pregio naturalistico.
- Presenza di praterie sfalciabili. Si tratta di complessi vegetazionali particolarmente ricchi di biodiversità, la cui conservazione è strettamente connessa con il mantenimento di tradizionali pratiche colturali (sfalcio, concimazione organica, pascolo) che assieme al manto vegetale costituiscono uno dei più tipici "paesaggi pastorali" dell'Appennino umbro-marchigiano.
- Presenza di comunità vegetali o specie floristiche rare o con distribuzione estremamente localizzata. Si tratta di elementi la cui distribuzione di massima si è inteso rappresentare nella "Carta delle aree sensibili" allegata alla presente relazione che costituisce un documento del tutto preliminare basato sulle conoscenze a disposizione allo stato attuale.

4.6.6.2 Elenco degli elementi da valutare positivamente

- Presenza di ampi dossi sommitali con praterie post-colturali. Si tratta di porzioni di territorio dove il passato utilizzo agricolo ha alterato la cotica erbosa che oggi si presenta generalmente priva degli elementi floristici più significativi.
- Presenza di strade di accesso e di manufatti antropici (ripetitori, costruzioni, ecc.). In questi casi il paesaggio vegetale risulta già compromesso ed è quindi possibile realizzare nuove strutture senza impattare porzioni di paesaggio integre.

4.6.6.3 Altri elementi generali da valutare

- Altitudine. Nell'ambito del Piano bioclimatico montano, si registra un marcato cambiamento ecologico oltrepassati i 1300-1350 m di quota con la vegetazione che prende sempre più prepotentemente i caratteri e le fragilità delle fitocenosi di alta quota, pertanto non si ritiene opportuno la realizzazione di siti eolici oltre tali quote

-
- Wilderness. *Nel pianificazione connessa con la realizzazione di centrali eoliche bisognerebbe tener presente che le praterie appenniniche, soprattutto quelle delle dorsali calcaree, unitamente agli ecosistemi forestali dei rilievi montani, sono le uniche isole di naturalità rimaste nella nostra regione, sempre più assediate da infrastrutture, aree urbanizzate e zone a scarsa naturalità; esse rappresentano pertanto delle aree fondamentali ed insostituibili per la conservazione della biodiversità regionale.*
 - Processi dinamici. *Le mutate condizioni socio-economiche hanno prodotto un fortissimo calo delle attività zootecniche su tutta la dorsale appenninica, questo ha comportato una progressiva erosione della superficie complessiva degli ecosistemi di prateria, che in molte aree (soprattutto alle quote più basse) si sono ridotti a piccoli territori che stentano a mantenere l'integrità funzionale. Pertanto sarebbe opportuno preservare da qualsiasi intervento quelle aree che ancora oggi mantengono una estensione significativa (come ad esempio i complessi pascolivi dei Monti Fema, Cetrognola, Torricchio, Cavallo e Fietone o quello dell'acrocorno del Monte Catria). D'altro canto l'abbandono dell'agricoltura di montagna ha accresciuto sensibilmente, in alcune aree, l'estensione degli ecosistemi di prateria la cui affermazione ha sicuramente fin qui compensato la perdita di superficie pascoliva avvenuta per effetto dei processi naturali di riforestazione. Come ricordato, queste aree potrebbero essere dei siti privilegiati per la realizzazione di alcune centrali eoliche, anche perché la loro collocazione altitudinale è per lo più compresa tra gli 800 ed i 1200 metri di altitudine nelle zone calcaree e tra i 600 ed i 1000 metri nelle altre, dove dovrebbero essere prioritariamente cercati eventuali siti idonei.*
 - S.I.C., Z.P.S. ed Aree floristiche. *La presenza di S.I.C. e Z.P.S, in riferimento agli aspetti floristico-vegetazionali, non costituisce un elemento di preclusione a priori, soprattutto se l'area interessata riguarda il sito comunitario marginalmente o per una sua modesta percentuale. In questi casi si dovrà comunque procedere con tutte le cautele del caso e con la realizzazione dei prescritti Studi di incidenza ambientale. Le Aree Floristiche dovranno invece essere assolutamente preservate da qualsiasi intervento, proprio perché la presenza al loro interno di specie di grande valore naturalistico è stata già accertata al momento della loro istituzione.*

4.6.6.4 Riferimenti bibliografici

- [1] Catorci A., Sparvoli D., 2002 – *Lo sfruttamento eolico dell'Appennino centrale e la conservazione della biodiversità vegetale*. Estratto da: Ambiente Italia protezione civile. Anno II – n. 6/2003, pp. 27-32. Editore Cr. Edi. Srl
- [2] Catorci A., Gatti R., 2004 – *I pascoli montani del settore maceratese dell'Appennino umbro-marchigiano (Italia Centrale)*. Braun-Blanquetia (in stampa).
- [3] Catorci A., Foglia M., Perna P., Sparvoli D., 2004 – *Landscape changes of Marche's range during the XIX and XX Century: an historical approach to the study of mountain grassland in the Umbria-Marches Apennines (Italy)*. Sauteria (in stampa).
- [4] Cremaschi M., Rodolfi G., 1991 – *Il suolo*. La Nuova Italia Scientifica Editrice. Roma.

4.7 PRESUPPOSTI PER LA STESURA DI LINEE GUIDA PER INSTALLAZIONI EOLICHE NEL TERRITORIO MARCHIGIANO

1. **Potenza massima installabile nel territorio marchigiano nell'ambito temporale di questo PEAR: 160 MW** (fatta salva la possibilità di rivedere il limite se le mutate condizioni al contorno e l'evoluzione tecnologica modificassero il quadro attuale). Tale valore limite potrà essere raggiunto mediante la realizzazione di:
 - un parco eolico di potenza massima pari a 40 MW, realizzabile su di un'area selezionata dalla Regione Marche dopo un'attenta concertazione con l'ANEV, l'APER ed altre associazioni del settore e con le popolazioni locali, e dopo che la stessa Regione abbia acquisito le autorizzazioni necessarie dai proprietari dei terreni;
 - la potenza residua dovrà essere raggiunta mediante la realizzazione di più parchi eolici ognuno dei quali di potenza installata non superiore a 15 MW per sito, fatta salva la possibilità di rivedere il limite medesimo, incluso quello relativo alla suddetta potenza di 160 MW.
2. **Numero massimo di generatori per sito: 12-15.**
3. **Uno stesso sito non può ospitare più di un parco eolico;** ciò al fine di evitare che il numero di aerogeneratori totali possa superare quello previsto nel Punto-2
4. **Velocità media annua del vento, a 10 m da terra: maggiore o uguale a 5 m/s;** il valore deve essere calcolato su di un periodo di almeno tre anni di acquisizioni. Qualora non si disponesse di un periodo così lungo, è necessario che vengano presentati i risultati di almeno un anno di registrazioni valide, fatte nel sito oggetto di indagine, insieme con i dati di una stazione anemometrica posta nelle vicinanze del sito e ad una quota prossima a quella dello stesso, per un periodo di acquisizione di almeno tre anni, che comprenda l'anno di dati relativo al sito proposto. I dati del vento devono essere forniti, su supporto magnetico o ottico, nel formato originario della stazione anemometrica, qualora tale formato fosse di tipo binario è indispensabile che venga fornito anche il programma per la lettura dei dati stessi. Insieme ai dati anemometrici devono essere allegati i certificati di

calibrazione dei sensori e dei trasduttori utilizzati sulle torri anemometriche e, qualora la data di tali certificati fosse anteriore ad un anno dalla data di presentazione del progetto, è indispensabile che vengano allegati i risultati di una verifica metrologica, fatta per comparazione, dei valori misurati dai sensori prima e dopo la campagna di osservazioni anemometriche del sito. Qualora non fossero disponibili le curve di calibrazione dei sensori è indispensabile che gli stessi vengano verificati da un laboratorio autorizzato, al fine di valutare l'affidabilità delle letture effettuate nel corso del periodo di rilevazione. Poiché è frequente che nelle torri di rilevamento del vento si utilizzino anemometri posti a quote (z) maggiori di 10 m dal suolo, per rapportare la velocità media annua misurata ($u(z)$), al valore che dovrebbe avere a 10 metri, $u(10)$, si deve assumere un profilo di velocità logaritmico ed utilizzare la relazione seguente:

$$u(10) = u(z) \cdot \frac{\ln(10/z_0)}{\ln(z/z_0)}$$

dove z_0 è l'altezza di rugosità, espressa in metri, ed u è la velocità espressa in m/s. Per il valore dell'altezza di rugosità si assuma:

$$z_0 = 0.04 \text{ [m]}$$

5. **Energia annua prodotta per MW installato: maggiore o uguale a 2.0 GWha/MW**; che, per una macchina da 1MW di potenza, corrisponde ad almeno **2000 ore** di funzionamento alla potenza nominale.
6. **Densità volumetrica di energia annua unitaria: maggiore o uguale a 0.3 kWhanno/(m³)**; per il calcolo di questa grandezza utilizzare la relazione seguente:

$$E_v = \frac{E_{annua} \cdot 1.000.000}{18 \cdot D^2 \cdot H} \quad \text{[kWh anno / m}^3\text{]}$$

dove E è l'energia annua prodotta dalla turbina (espressa in GWh anno), D è il diametro del rotore (espresso in metri) ed H è l'altezza totale da terra dell'aerogeneratore (espresso in metri), somma del raggio del rotore e dell'altezza da terra del mozzo.

7. **Numero di ore annue di rotazione delle pale: superiore a 4000 ore/anno**; il garantire tale valore minimo permette di mitigare i problemi legati all'impatto psico-visivo.
8. **Limite distanza trasversale fra aerogeneratori: minimo 3 diametri di rotore**; per distanza trasversale si intende la distanza che deve esserci fra gli assi dei pali di due aerogeneratori in direzione ortogonale al vento prevalente.
9. **Limite distanza longitudinale fra le file: minimo 6 diametri di rotore**; per distanza longitudinale si intende la distanza che deve esserci fra gli assi dei pali di due aerogeneratori in direzione parallela al vento prevalente.
10. **Pendenza del terreno su cui realizzare le fondazioni dei pali: non superiore al 14%**.
11. **Utilizzo di torri tubolari**, anziché a traliccio.
12. **Colorazione delle torri: bianco-grigio**, colorazioni diverse sono possibili solo dopo avere sottoposto la proposta mediante i rendering fotografici delle torri inserite nel paesaggio; le simulazioni fotografiche devono essere fatte utilizzando colorazioni di vegetazione e di cielo diverse, a seconda della stagione. E' altresì importante che le fo-

-
- to prevedano una vista prospettica sia dalle quote più basse che da quelle più elevate.
13. **Per le installazioni Off-Shore devono essere rispettati le seguenti distanze di sicurezza:**
 - a. **Distanza minima dalla costa: 4 km**
 - b. **Distanza massima dal porto commerciale più vicino: 40 km**
 - c. **Distanza minima da una piattaforma di estrazione carburante: 15 km**
 - d. **Installazione possibile solo su fondali posti a profondità inferiori a 30 metri**, dopo attenta valutazione: delle caratteristiche meccaniche del fondo, della corrente sottomarina e della fauna marina locale.
 14. **Le luci di segnalazione installate sulle torri e sulle piattaforme delle installazioni Off-Shore dovranno essere intermittenti**, ciò al fine di evitare che gli uccelli vengano attratti verso le sorgenti luminose; è necessario verificare volta per volta la compatibilità di questo intervento con la normativa vigente in merito, sulla navigazione marittima.
 15. **Non si ritiene opportuna la realizzazione di siti eolici oltre i 1300-1350 metri di quota** poiché al superamento di tali altitudini si registra un marcato cambiamento ecologico, con la vegetazione che prende sempre più prepotentemente i caratteri e le fragilità delle fitocenosi di alta quota.
 16. **La presenza di S.I.C. e Z.P.S.**, in riferimento agli aspetti floristico-vegetazionali, **non costituisce un elemento di preclusione a priori**, soprattutto se l'area interessata riguarda il sito comunitario marginalmente o per una sua modesta percentuale. In questi casi si dovrà comunque procedere con tutte le cautele del caso e con la realizzazione dei prescritti Studi di incidenza ambientale.
 17. **Le Aree Floristiche, le Aree Protette e le Aree di Particolare valore Floristico-Vegetazionale dovranno essere assolutamente preservate da qualsiasi intervento**, proprio perché la presenza al loro interno di specie di grande valore naturalistico è stata già accertata al momento della loro istituzione e della loro individuazione; si rimanda alla **Mappa delle Aree Protette** (riportata a titolo indicativo in Fig. 4.23), per l'individuazione cartografica delle zone escluse.
 18. **Nel caso di installazioni su crinali** devono essere evitate quelle aree sensibili a fenomeni di erosione ed a forte acclività; oltre a ciò è opportuno che nel progetto dell'impianto sia ben riconoscibile uno studio approfondito sull'impatto visivo indotto dalle file di aerogeneratori, che consenta di apprezzare le modifiche potenziali apportate all'orizzonte.
 19. **Sono da evitare installazioni su praterie sfalciabili.** Si tratta di complessi vegetazionali particolarmente ricchi di biodiversità, la cui conservazione è strettamente connessa con il mantenimento di tradizionali pratiche colturali (sfalcio, concimazione organica, pascolo) che assieme al manto vegetale costituiscono uno dei più tipici "paesaggi pastorali" dell'Appennino umbro-marchigiano. (si veda l'**Appendice C**).
-

-
20. **E' indispensabile che nel sito proposto sia già presente una strada di accesso**, anche se di larghezza non appropriata al trasporto di aerogeneratori. Ciò consente di evitare la realizzazione di nuove strade montane, intervento che porterebbe ad un'alterazione paesaggistica della montagna sia a livello percettivo che ecologico, oltre a ciò si potrebbe incorrere all'instaurarsi di fenomeni di erosione con coinvolgimento di interi versanti.
21. **Per le altre regole si rinvia ad una prossima integrazione con i suggerimenti già contenuti nella Delibera regionale n.1324 del 16/07/02, in merito alle "Procedure ed indirizzi per l'installazione di impianti eolici ed il corretto inserimento nel paesaggio".**
-

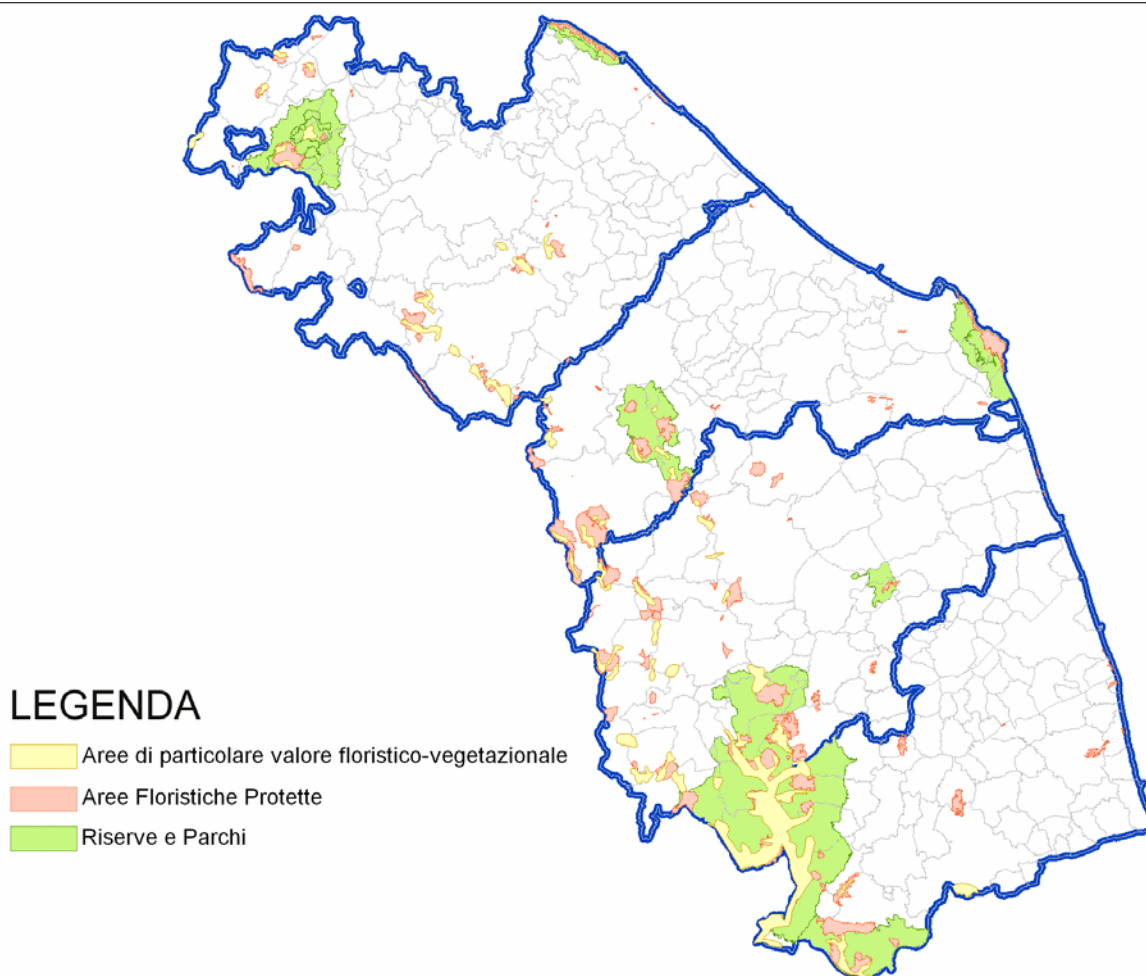


Fig. 4.23 – Mappa delle aree protette

4.7.1 Documentazione da presentare per la V.I.A.

Relazione Tecnica sull'impianto

Relazione sulla metodologia utilizzata per la valutazione delle caratteristiche anemologiche del sito

Relazione in merito all'Impatto Acustico indotto dall'impianto

Relazione in merito all'impatto sulla flora e la fauna

Cartografie e Tavole da presentare

1. Piano di Fabbricazione Comunale
2. Catastale su Ortofotocarta
3. Cartografia Strade di Accesso
4. Tavola Aerogeneratore
5. Tavola Fondazioni e sezioni cavidotti
6. Sezioni Sbancamenti e Rinterri
7. Tracciati Linee Elettriche
8. Tavola Inserimento Cabina Elettrica
9. Tavola Cabina Elettrica
10. Zone di Interferenza Visuale in un'area pari ad una distanza di 5 km tutta attorno al perimetro esterno dell'area del sito
11. Simulazione Fotografica

Opzionale: Filmato digitale della simulazione degli aerogeneratori in funzione, con il rendering del paesaggio.

Carte e Tavole per il Piano Paesistico Ambientale Regionale (PPAR)

1. Vincoli paesaggistico-ambientali vigenti
2. Sottosistema Geologico e geomorfologico
 - a. Fasce morfologiche
 - b. Sottosistemi tematici
 - c. Emergenze geologiche
3. Sottosistema botanico-vegetazionale
 - a. Sottosistemi tematici ed elementi costitutivi
 - b. Valutazione qualitativa del sottosistema
 - c. Aree floristiche protette (BUR Anno XXVIII n.4)
4. Sottosistema territoriale generale
 - a. Area per rilevanza dei valori paesaggistici ed ambientali
 - b. Aree di alta percettività visiva
 - c. Parchi e riserve naturali
 - d. Componenti della struttura geomorfologia: corsi d'acqua e crinali
 - e. Emergenze geomorfologiche (art.28)
 - f. Foreste demaniali (art.34)
5. Sottosistema storico-culturale
 - a. Centri e Nuclei storici; Paesaggio agrario di interesse storico
 - b. Centri e Nuclei storici ed ambiti di tutela cartograficamente delimitati (art.39)
 - c. Edifici e manufatti extraurbani (art.40)
 - d. Manufatti storici extraurbani ed ambiti di tutela cartograficamente delimitati
 - e. Luoghi archeologici e di memoria storica (artt. 41 e 42)
 - f. Località di interesse archeologico cartograficamente delimitate (artt. 41 e 42)

Carte e Tavole per il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTC)

1. Aree sottoposte a vincolo idrogeologico (R.D.L. 3267/23)
2. Aree sottoposte a vincolo paesistico-ambientale (L 1497/39)
3. Carta Geologica
4. Carta del rischio sismico
5. Aree soggette a fenomeni franosi (Individuazione)
6. Emergenze geologiche e geomorfologiche individuate dal PPAR
7. Emergenze idrogeologiche: vulnerabilità dei corpi idrici sotterranei
8. Carta della pericolosità da esondazione
9. Carta Acque Minerali
10. Emergenze botanico-vegetazionali individuate dal PPAR
11. Demanio forestale ed aree flogistiche
12. Carta della copertura dei suoli
13. Oasi faunistiche ed aree BioItaly
14. Parchi, riserve naturali ed aree protette individuati dal PPAR; parchi istituiti dalla LR 15/94
15. Edifici, manufatti e nuclei storici di rilevanza provinciale
16. Aree e beni archeologici di rilevanza provinciale
17. Aree e beni della matrice ambientale
18. Carta della vegetazione

4.8 APPENDICE A

4.8.1 Parametri di merito degli impianti eolici

La caratterizzazione di un sito da un punto di vista eolico passa per la valutazione dell'energia annua messa a disposizione dal vento, ciò, benché indicativo, non fornisce alcuna informazione utile a coloro che vogliono valutare l'apporto di energia elettrica proveniente dalla eventuale installazione di impianti eolici nel sito oggetto di studio.

Una valutazione più accurata richiede l'inserimento delle caratteristiche principali delle macchine eoliche ed il loro comportamento al variare della distribuzione di frequenza della velocità nel sito; ciò è ben rappresentato da alcuni gruppi adimensionali, Parametri di Merito, che sono:

1. **CF**, *Fattore di utilizzo dell'impianto*, dato dal rapporto fra l'energia annua estratta dalla turbina eolica, E , e l'energia che la stessa avrebbe estratto se avesse operato, per tutto il tempo, alla velocità nominale, u_r ;
2. η_T , *Rendimento energetico*, pari al rapporto fra l'energia estratta dalla turbina eolica, E , e l'energia messa a disposizione dal vento, E_a ;
3. ε , *Efficienza del sito*, pari al rapporto fra l'energia eolica prodotta dalla macchina, E , e l'energia che la macchina avrebbe prodotto se avesse operato costantemente al massimo rendimento, E_{max} .

I parametri citati possono essere espressi in funzione di alcuni coefficienti caratteristici della macchina:

- Velocità di Cut-In u_c
- Velocità nominale u_r

-
- Velocità di Cut-Off u_f
 - Potenza nominale P_r
- e dei parametri caratteristici del sito:
- K , parametro di forma di Weibull
 - u_m , velocità media del sito.

Nella determinazione delle espressioni analitiche dei parametri di merito vengono in genere fatte le seguenti assunzioni:

- la distribuzione della velocità del vento nel sito è rappresentabile con il modello di Weibull (questo modello è generalmente applicato ma il fitting dei dati sperimentali è funzione della ventosità del sito; luoghi a bassa ventosità e fortemente influenzati dal grado di stabilità atmosferica sono poco rappresentati da una legge di distribuzione statistica come quella di Weibull);
- la curva di potenza della macchina è costituita da: un tratto a potenza crescente (range 1 tra u_c ed u_r) nel quale tale grandezza è funzione quadratica della velocità ed un tratto a potenza costante (range 2 tra u_r ed u_f). Questo modello è rigorosamente applicabile solo alle macchine controllate mediante variazione dell'angolo di calettamento (pitch controlled).

4.8.1.1 Espressione analitica dei parametri di merito

La potenza eolica idealmente disponibile per una macchina con area del rotore pari ad A è:

$$P_a(u) = \frac{1}{2} \rho A u^3 \quad (1)$$

nella quale ρ è la densità dell'aria ed u è la velocità del vento.

L'energia idealmente estraibile in queste condizioni in un periodo di tempo T sarà:

$$E_a = \int_T P_a(u) \cdot dt = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \int_T u^3(t) \cdot dt = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot u_{3m}^3 \cdot T \quad (2)$$

nella quale si indica con u_{3m} la **root mean cube wind speed** definita da:

$$u_{3m} = \sqrt[3]{\frac{1}{T} \int_T u^3 dt} \Rightarrow u_{3m}^3 T = \int_T u^3 dt \quad (3)$$

Nel caso di una macchina reale la potenza estratta è correlata alla potenza idealmente disponibile nel sito tramite il Rendimento Energetico (η), prodotto del fattore di potenza (C_p), del rendimento meccanico di trasmissione (η_m) e di quello elettrico di generazione (η_{el}):

$$P = (C_p \eta_m \eta_{el}) \cdot P_a = \eta \cdot P_a = \eta \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot u^3 \quad (4)$$

Dalle assunzioni fatte in precedenza sul metodo di analisi, ossia sulla funzione matematica che viene utilizzata per rappresentare la Potenza erogata dalla turbina eolica, ne deriva che **P** può essere espressa come:

$$\begin{cases} P = P_r \frac{u^2 - u_c^2}{u_r^2 - u_c^2} & (u_c \leq u \leq u_r) \quad \text{Range - 1} \\ P = P_r & (u_r \leq u \leq u_f) \quad \text{Range - 2} \end{cases} \quad (5)$$

che, sostituita nella (4) dà origine alla relazione seguente:

$$\eta = \frac{2P_r}{\rho A} \frac{(u^2 - u_c^2)}{u^3 (u_r^2 - u_c^2)} \quad (6)$$

Derivando l'ultima espressione ed eguagliandola a zero è possibile ricavare il valore di velocità del vento che rende massimo il rendimento, ed il suo valore per tale velocità:

$$\eta_{\max} = \eta(u = \sqrt{3}u_c) = \frac{\eta_r}{2,598} \frac{u_r^3/u_c^3}{(u_r^2/u_c^2 - 1)} = \frac{\eta_r}{2,598} \frac{\phi^3}{(\phi^2 - 1)} \quad (7)$$

nella quale si è indicato con ϕ il rapporto tra la velocità nominale e la velocità di cut-in; tale parametro è noto come **Rapporto di Progetto**:

$$\phi = \frac{u_r}{u_c} \quad (8)$$

In generale η_{\max} per una data macchina è una costante definita in fase di progetto che si raggiunge per valori di velocità del vento compresi nel primo range della curva di potenza.

Il rapporto di progetto è uno dei parametri adimensionali che rappresentano l'influenza delle caratteristiche della macchina nei parametri di merito, spesso in funzione di esso si esprime il rapporto tra il rendimento nelle condizioni nominali e quello massimo:

$$\frac{\eta_r}{\eta_{\max}} = 2,598 \frac{\phi^2 - 1}{\phi^3} \quad (9)$$

questa equazione permette di legare la potenza nominale della macchina al rendimento massimo ed al rapporto di progetto:

$$P_r = 1,02 \cdot \rho \cdot \eta_{\max} \cdot D^2 \cdot (\phi^2 - 1) \cdot u_c^3 \quad (10)$$

4.8.1.2 Calcolo dell'energia

La potenza nominale risulta dunque proporzionale al quadrato del diametro al quadrato del rapporto di progetto ed al cubo della velocità di cut-in; per il calcolo dell'energia dobbiamo integrare la curva di potenza nel tempo, nei due campi di variazione cinematica nei quali è definita.

Qualora si assuma che la frequenza delle classi di velocità si rappresentabile dal modello di Weibull, detta $f(u)$ tale distribuzione, è possibile determinare il rapporto f_1 tra il numero di ore (T_1) in cui la velocità del vento è nel Range-1 ed il numero totale di ore (T) come segue:

$$f_1 = \frac{T_1}{T} = \int_{u_c}^{u_r} f(u) du = \int_0^{u_r} f(u) du - \int_0^{u_c} f(u) du = C(u_r) - C(u_c) \quad (11)$$

nella quale con **C(u)** si è indicata la *distribuzione cumulativa*, procedendo in modo analogo per il secondo campo di variazione della potenza si ottiene:

$$f_2 = \frac{T_2}{T} = \int_{u_r}^{u_f} f(u) du = \int_0^{u_f} f(u) du - \int_0^{u_r} f(u) du = C(u_f) - C(u_r) \quad (12)$$

A questo punto, integrando semplicemente nel tempo la curva di potenza e tenendo conto delle relazioni precedenti, si può ricavare l'energia estratta dalla macchina:

$$E = \int_0^T P(t) dt = \frac{1}{2} \rho A \eta_r u_r^3 T \left[\frac{f_1 (u_{2m_1}^2 - u_c^2)}{u_r^2 - u_c^2} + f_2 \right] = E_r \left[\frac{f_1 (u_{2m_1}^2 - u_c^2)}{u_r^2 - u_c^2} + f_2 \right] \quad (13)$$

Questa grandezza può essere confrontata con l'energia in condizioni nominali e con l'energia disponibile idealmente nel sito al fine di ricavare i parametri di merito.

Nell'espressione di E si è indicato con **u_{2m1}** la **root mean square wind speed** relativa al Range-1 della curva di potenza, cioè al campo di velocità del vento all'interno del quale la potenza ha un andamento crescente (parabolico).

$$u_{2m_1} = \sqrt{\frac{1}{T_1} \int_0^{T_1} u^2 dt} \Rightarrow \int_0^{T_1} u^2 dt = u_{2m_1}^2 T_1 \quad (14)$$

4.8.1.3 Calcolo dei Parametri di merito e loro significato fisico

Avendo calcolato l'energia estratta dal sistema nel sito, si arriva alla determinazione dei parametri di merito mediante le formule seguenti:

- **CF, Fattore di utilizzo dell'impianto:**

$$CF = \frac{E}{E_r} = \frac{f_1 \cdot (u_{2m_1}^2 - u_c^2)}{u_r^2 - u_c^2} + f_2 \quad (15)$$

- **Rendimento Energetico:**

$$\eta_T = \frac{E}{E_a} = \eta_r \cdot \frac{u_r^3}{u_{3m}^3} \left[\frac{f_1 \cdot (u_{2m_1}^2 - u_c^2)}{u_r^2 - u_c^2} + f_2 \right] = 2.598 \cdot \eta_{\max} \cdot CF \cdot \frac{u_c^3}{u_{3m}^3} \cdot (\phi^2 - 1) \quad (16)$$

- **Efficienza del sito:**

$$\varepsilon_T = \frac{E}{E_{\max}} = \frac{E}{E_a \eta_{\max}} = 2.598 \cdot \frac{u_c}{u_{3m}^3} \cdot \left[f_1 \cdot (u_{2m_1}^2 - u_c^2) + f_2 \cdot (u_r^2 - u_c^2) \right] \quad (17)$$

Questi parametri permettono di determinare le prestazioni di un impianto eolico qualora siano note le caratteristiche delle macchine e del sito consentendo il confronto tra diverse tipologie impiantistiche.

Al calcolo dei parametri di merito va affiancata una spiegazione del peso che ognuno di essi ha nella valutazione dell'impianto eolico, così come è altrettanto importante associare un significato fisico a tali parametri; a tal riguardo si può pensare il **fattore di utilizzo** come una misura della produzione di energia della turbina, rapportata al valore nominale della stessa.

Più brevemente si può correlare il fattore di utilizzo alla fattibilità economica dell'intervento energetico assumendo *economicamente non convenienti impianti che presentano un fattore di utilizzo inferiore a 0.2*; ossia che forniscono una quantità di energia inferiore al 20% di valore erogabile qualora si operasse costantemente in condizioni nominali. E' da puntualizzare come tale soglia deve essere assunta come del tutto indicativa.

Purtroppo il CF non fornisce alcuna indicazione sull'efficienza di conversione energetica: è infatti possibile che un' impianto sfrutti molto bene le macchine installate ma perda gran parte del contenuto di energia disponibile nel sito, risultando poco efficiente.

Diversamente il **rendimento energetico**, rapportando l'energia estratta a quella idealmente disponibile, misura il livello di sfruttamento della risorsa eolica nel sito con una data tipologia di macchina. Questo parametro non fornisce alcuna indicazione economica.

Infatti, l'efficienza di conversione, nel caso dell'energia eolica, non ha alcun valore da un punto di vista economico, essendo il fluido di processo disponibile senza alcun costo.

Tuttavia il rendimento energetico può rivestire importanza per effettuare un confronto dal punto di vista ambientale; è chiaro infatti che, se si confrontano impianti con stessa energia disponibile, ovvero con stessa area del rotore (fissato il sito), avere un alta efficienza significa produrre più energia a parità di impatto ambientale (soprattutto visivo).

Il parametro η_t può costituire una prima misura della sostenibilità ambientale dell'impianto.

Possiamo notare che il CF è un parametro puramente cinematico, dipendendo esclusivamente dalle velocità caratteristiche delle macchine, mentre η_t non lo è, poiché nella sua espressione compare il rendimento massimo della macchina.

Per esprimere anche l'efficienza energetica in termini solo delle velocità caratteristiche delle macchine si può ricorrere al parametro di **efficienza del sito** che prescinde dal rendimento.

Per generalizzare i risultati spesso si rappresentano i parametri di merito in funzione delle velocità caratteristiche di macchina, adimensionalizzate mediante la velocità media del sito.

Essi vengono graficati considerando come parametri il fattore di forma della distribuzione di Weibull-**k**, il rapporto di progetto- ϕ ed il **rapporto di intensità- α** , numero adimensionale, che rappresenta il rapporto tra la veloci-

tà media del sito e la velocità di cut-in (inverso della velocità di cut-in adimensionalizzata):

$$\alpha = \frac{\bar{u}}{u_c} = \frac{1}{u_c/\bar{u}} \quad (18)$$

Cambiare la tipologia o il modello di turbina influisce sul rapporto di progetto e su quello di intensità. Poiché spesso la velocità di cut-in è fissata dagli attriti interni degli organi meccanici, si può pensare che piccoli aggiustamenti ai parametri principali di una macchina interessino soltanto la velocità nominale e producano quindi solo variazioni di ϕ ; questo provocherà variazioni della potenza nominale dipendenti dal quadrato del design ratio.

Confrontare stesse macchine in siti diversi significa modificare i parametri k ed α , mentre variare la quota d'installazione del rotore in un dato sito significa modificare solo il rapporto di intensità, lasciando inalterato k .

Esistono in letteratura diagrammi che permettono di determinare il valore dei parametri di merito in funzione di una delle grandezze appena elencate, tenendo le altre due costanti (come parametri del diagramma). Per i campi di variazione dei numeri adimensionali importanti nella determinazione dei parametri di merito si possono assumere i seguenti valori:

$$\begin{cases} 1.0 \leq \alpha = \bar{u}/u_c \leq 4.0 \\ 1.5 \leq \phi = u_r/u_c \leq 5.0 \\ 6.0 \leq u_r/u_c \leq 8.0 \end{cases} \quad (19)$$

4.8.1.4 Effetto di k , α e ϕ sui Parametri di Merito

L'aumento del parametro di Weibull (k) ha sempre un effetto positivo sull'efficienza energetica, mentre l'effetto sul fattore di utilizzo (CF) dipende dai valori di α e ϕ :

- ✓ **per bassi valori del rapporto di progetto** (≤ 3.0) un aumento di k può provocare: una diminuzione di CF per bassi valori di α (≤ 1.5) o un aumento di CF per alti valori di α (> 2.0);
- ✓ **per alti valori del rapporto di progetto** il comportamento di CF rimane il medesimo al variare di α ma si estende il range del rapporto di intensità in cui esso è decrescente.

L'aumento del rapporto di intensità (α) produce sempre un aumento del fattore di utilizzo, mentre l'efficienza energetica presenta un massimo per valori molto bassi di α (< 1.5) e poi decresce. La variazione, nel range considerato, del rapporto di progetto modifica poco questo andamento. Poiché nei siti d'interesse eolico α dovrebbe assumere valori più grandi di 1,5 possiamo dire che l'efficienza decresce all'aumentare di α , a parità degli altri parametri; per esempio l'aumento di quota del rotore porterebbe ad una perdita di efficienza della conversione di energia ma ad un aumento dell'energia in uscita.

L'aumento del rapporto di progetto (ϕ) ha invece l'effetto di ridurre il fattore di utilizzo e di aumentare l'efficienza, inoltre questo produce un aumento della potenza nominale e dell'energia estratta.

Vengono riportate di seguito le espressioni dei parametri di merito in funzione delle velocità adimensionali, definite come:

$$u^* = \frac{u}{u_m}; \quad u_{3m}^* = \frac{u_{3m}}{u_m}; \quad u_c^* = \frac{u_c}{u_m}; \quad u_r^* = \frac{u_r}{u_m}; \quad u_f^* = \frac{u_f}{u_m} \quad (20)$$

$$CF = \frac{E}{E_r} = \frac{f_1 \cdot (u_{2m_1}^{*2} - u_c^{*2})}{u_r^{*2} - u_c^{*2}} + f_2 \quad (15a)$$

$$\eta_t = \frac{E}{E_a} = \eta_r \left[\frac{f_1 \cdot (u_{2m_1}^{*2} - u_c^{*2})}{u_r^{*2} - u_c^{*2}} + f_2 \right] = 2.598 \cdot \eta_{\max} \cdot (\phi^2 - 1) \cdot \frac{u_c^{*3}}{u_{3m}^{*3}} \cdot CF \quad (16a)$$

$$\varepsilon = \frac{\eta_t}{\eta_{\max}} = 2.598 \cdot u_c^* \cdot \left[\frac{f_1 \cdot (u_{2m_1}^{*2} - u_c^{*2}) + f_2 \cdot (u_r^{*2} - u_c^{*2})}{u_{3m}^{*3}} \right] = 2.598 \cdot (\phi^2 - 1) \cdot \frac{u_c^{*3}}{u_{3m}^{*3}} \cdot CF \quad (17a)$$

4.8.1.5 Riferimenti

- [1] R. Pallabazzer, "Parametric Analysis of Wind Siting Efficiency", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* **91** (2003) 1329–1352
- [2] B. Fortunato, G. Mummolo, "Technical-Economic Optimization Of A Wind Power Plant By Means Of A Stochastic Analytical Model", *Energy Conversion Management* **38**, (1997) 813-827
- [3] J.L. Torres, E. Prieto, A. Garcia, M. De Blas, F. Ramirez, A. De Francisco, " Effects of the model selected for the power curve on the site effectiveness and the capacity factor of a pitch regulated wind turbine", *Solar Energy* **74** (2003) 93–102

4.9 APPENDICE B

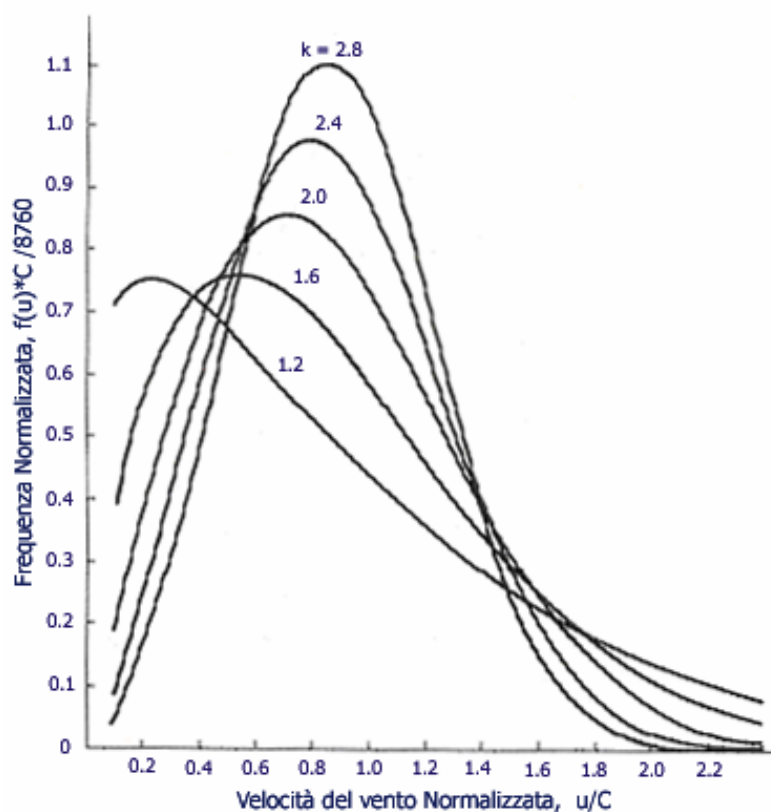
4.9.1 Modello di distribuzione di Weibull

Per il calcolo dell' energia estratta da un aerogeneratore, è fondamentale la conoscenza dei DATI ANEMOLOGICI del sito di installazione. Essi sono in genere prodotti da una stazione di rilevamento posta alla quota standard sul terreno di 10m, per un arco temporale di 1 o 2 anni.

I dati necessari sono:

1. **I valori di velocità orari** ottenuti come medie di rilevamenti eseguiti in un intervallo di tempo più breve (10 min.).
2. **I valori della direzione del vento** per tutti i dati di velocità ottenuti (fondamentali per l'orientamento ed il posizionamento delle macchine).

Avendo a disposizione i rilevamenti anemologici del sito per un periodo sufficientemente lungo possiamo costruire la curva sperimentale: VELOCITA'-FREQUENZA



Curva velocità-frequenza

Per il suo significato fisico la curva V-F può essere interpretata come la PROBABILITA' che la velocità misurata cada nell'intervallo considerato.

E' conveniente perciò utilizzare una funzione matematica continua come modello della curva. Lo strumento più utile a tale scopo è ovviamente la funzione **densità di probabilità** o **funzione di distribuzione**. La densità di probabilità più usata come modello della curva V-F è la FUNZIONE DI WEIBULL (a 2 parametri)

$$f(u) = \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{u}{C}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{u}{C}\right)^k\right]$$

- Nella funzione compaiono due parametri k e c :
- $K > 0$ è il parametro di forma ed influisce sulla forma del grafico e sulla posizione del massimo
- $C > 1$ è il parametro di scala ed assume importanza nello stabilire il valore della funzione per ogni valore di velocità.

La funzione di Weibull presenta il massimo (valore più frequente della distribuzione o MODA) per un valore di u minore rispetto al valore medio, u_m , della distribuzione, questa caratteristica rispecchia il caso reale.

4.9.1.1 Determinazione dei parametri di Weibull mediante correlazioni empiriche

Esistono in letteratura numerose correlazioni sperimentali che permettono di calcolare i parametri k e c conoscendo alcune caratteristiche della distribuzione di frequenza reale come valor medio e deviazione standard. La validità di tali correlazioni dipende dalla tipologia di sito in esame e dal numero di dati sperimentali che si hanno a disposizione

$$k = \left(\frac{\sigma}{u_m} \right)^{-1.086} \quad (\text{Justus}) \quad \text{valida per } k \text{ compreso fra } 1 \text{ e } 10$$

$$k = \left(\frac{\sigma}{u_m} \right)^{-1.090} \quad (\text{Boweden et alii}) \quad \text{valida per } k \text{ compreso fra } 1.6 \text{ e } 3$$

$$C = \frac{k^{2.6674}}{0.184 + 0.816 \cdot k^{2.73855}} \cdot u_m$$

dove σ è la deviazione standard del valore medio.

4.9.1.2 Determinazione dei parametri di Weibull mediante il metodo della Funzione GAMMA

In alternativa al metodo sopra citato è possibile utilizzare un approccio analitico ricordando che il valore medio della velocità può essere calcolato mediante la:

$$u_m = \int_0^{\infty} u \cdot f(u) du$$

di conseguenza si avrà che se la frequenza è espressa dalla funzione di Weibull la velocità media diventa pari a :

$$u_m = \int_0^{\infty} u \cdot \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{u}{C} \right)^{k-1} \cdot \exp \left[- \left(\frac{u}{C} \right)^k \right] du$$

Ricordando che la FUNZIONE GAMMA è pari a

$$\Gamma(\gamma) = \int_0^{\infty} X^{\gamma-1} \cdot \exp(-x) dx$$

e che

$$\Gamma(\gamma + 1) = \gamma \cdot \Gamma(\gamma)$$

si arriva alle

$$u_m = C \cdot \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right); \quad \sigma^2 = C^2 \cdot \left\{ \Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right) - \left[\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right]^2 \right\}$$

che consentono la determinazione di k e C , in quanto la funzione gamma è tabulata ed i valori di u_m e σ sono desumibili dai dati anemometrici del sito.

Se introduciamo le velocità adimensionali, già citate nel corso della descrizione dei parametri di merito, otteniamo:

$$f(u^*) = \frac{k}{u_m} \cdot (u^*)^{k-1} \cdot \Gamma^k \left(1 + \frac{1}{k} \right) \cdot \exp \left[-(u^*)^k \cdot \Gamma^k \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right]$$

$$C(u^*) = 1 - \exp \left[-(u^*)^k \cdot \Gamma^k \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right]$$

con cui è possibile arrivare al calcolo delle frazioni tempo per cui la macchina eolica opera nei 2 campi di lavoro caratteristici: campo parabolico e campo regolato

$$f_1 = C(u_r^*) - C(u_c^*) = \exp \left[-(u_c^*)^k \cdot \Gamma^k \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right] - \exp \left[-(u_r^*)^k \cdot \Gamma^k \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right]$$

$$f_2 = C(u_f^*) - C(u_r^*) = \exp \left[-(u_r^*)^k \cdot \Gamma^k \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right] - \exp \left[-(u_f^*)^k \cdot \Gamma^k \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right]$$

ed allo stesso modo arrivare alla determinazione di quei parametri che permettono il calcolo della

4.9.1.3 Energia eolica disponibile

$$u_{2m}^* = \frac{u_{2m}}{u_m} = \frac{\left[\frac{1}{T} \int_0^T u^2 dt \right]^{1/2}}{\frac{1}{T} \int_0^T u dt} = \frac{\Gamma^{1/2} \left(1 + \frac{2}{k} \right)}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)}$$

$$u_{3m}^* = \frac{u_{3m}}{u_m} = \frac{\left[\frac{1}{T} \int_0^T u^3 dt \right]^{1/3}}{\frac{1}{T} \int_0^T u dt} = \frac{\Gamma^{1/3} \left(1 + \frac{3}{k} \right)}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)}$$

4.10 APPENDICE C

4.10.1 Importanza naturalistica delle praterie sfalciabili dell'Appennino centrale

Gli ecosistemi di prateria secondaria dell'Appennino centrale costituiscono una delle fondamentali sorgenti di biodiversità per le flore regionali nonché l'habitat di elezione di numerose specie di uccelli e di insetti. Tra le diverse fitocenosi che contraddistinguono gli ecosistemi di prateria appenninici una delle più importanti e significative è costituita dalle praterie falciabili.

Queste si sviluppano su versanti poco acclivi prevalentemente con esposizione settentrionale oppure sul fondo piatto delle vallecole che solcano le aree sommitali in ambiente bioclimatico montano tra i 800-900 ed i 1500-1600 m s.l.m.

Condizione fondamentale per la presenza di queste praterie è la conservazione di suoli profondi, strutturati, a pH subacido e con tessitura franco-argillosa.

Queste praterie presentano la massima produttività in termini di fitomassa (1000-1200 gr/mq) rispetto a tutte le altre unità vegetali dell'Appennino centrale e vengono di norma sfalciate tra la fine di giugno e l'inizio di luglio.

La flora che le caratterizza annovera oltre 100 specie diverse tra cui oltre la metà sono esclusive di questo habitat il quale pertanto in termini di ecologia del paesaggio può essere considerato come un hot spot ecosystem (punto nevralgico per la conservazione della biodiversità). Questo ecosistema è inoltre estremamente fragile e vulnerabile poiché alterazioni nella forma d'uso tradizionale (cessazione dello sfalcio, mancato pascolo e relativa concimazione organica, ecc.) provocano sensibili modificazioni nella composizione floristica. Inoltre, assai sensibile è l'interfaccia suolo vegetazione in quanto anche la semplice compressione meccanica del suolo (dovuta ad esempio al passaggio di mezzi meccanici) altera le delicate caratteristiche fisiche degli orizzonti pedologici superiori. Anche in questo caso la comunità erbacea risponde con la perdita delle comunità più sensibili.

In definitiva quindi l'habitat dei prati falciabili costituisce un nodo nevralgico nella conservazione natura a livello regionale e un habitat estremamente delicato sul quale è impossibile effettuare qualsiasi operazione con l'uso di mezzi meccanici. Esso costituisce inoltre un elemento di estrema importanza per la conservazione e lo sviluppo dell'economia connessa con la zootecnia appenninica.

5. L'ENERGIA IDROELETTRICA

La produzione di energia idroelettrica nell'ultimo triennio ha oscillato tra i 300 e i 400 GWh/anno che costituiscono praticamente la totalità dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile in regione.

Gli interventi regionali di cofinanziamento (L.R. 32/99) della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili hanno riguardato negli ultimi anni essenzialmente impianti **idroelettrici**, con una producibilità che, quando gli interventi saranno tutti operativi, si avvicinerà ai 40 GWh/anno, pari all'1% dell'attuale deficit.

Difficilmente ulteriori interventi potranno garantire quote significative di copertura dei fabbisogni di energia elettrica in quanto gran parte dei siti potenzialmente utilizzabili sono sfruttati, tuttavia la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili può ancora aumentare in modo significativo negli anni più prossimi grazie a questo tipo di fonte.

Poiché si ritiene che, di norma, non esistano le condizioni per la realizzazione di nuovi sbarramenti ed invasi di grandi dimensioni sulle aste fluviali, la capacità residua andrà rintracciata nello sfruttamento a fini idroelettrici delle traverse esistenti, dei salti degli acquedotti e dei salti dei consorzi di bonifica e su siti in cui le potenze installabili sono caratteristiche degli impianti MiniHydro (<3MW).

Si stima che attualmente il potenziale tecnico ancora da sfruttare, senza prendere in considerazione impianti di grande taglia, sia di alcune decine di GWh/anno.

Non si tratta di percentuali considerevoli di copertura del fabbisogno elettrico ma le emissioni di anidride carbonica che essi permettono di evitare consigliano di ammettere tutti gli interventi di sfruttamento della fonte idroelettrica al beneficio dei finanziamenti pubblici che nel prossimo futuro incentiveranno l'utilizzo delle energie rinnovabili.

In ogni caso gli impianti dovrebbero essere realizzati rispettando le seguenti linee guida:

- sono in linea di principio da evitare nuovi grandi impianti di taglia superiore ai 10 MW, mentre è ammissibile l'ammodernamento di tutti quelli esistenti;
- dovrà essere attentamente valutato il rapporto numerico delle traverse esistenti in un tratto, evitando lungo l'asta fluviale la concentrazione di opere trasversali che diminuirebbe la naturalità dell'ecosistema;
- andrà garantita nel tempo l'efficienza dei sistemi di passaggio biologici (scale di risalita dei pesci, etc.);
- andrà garantita nel tempo l'efficienza dei sistemi di passaggio del trasporto solido sia in sospensione che di fondo (sghiaiatori, etc.);
- andrà garantita una manutenzione puntuale e frequente (controllo geometrico e vegetazionale delle sezioni, comprese le arginature) nell'intorno che risente degli effetti dell'opera;

-
- andrà garantito il Minimo Deflusso Vitale (DMV) considerando il sistema fiume in un ambito significativo;
 - andrà effettuata una valutazione costi/benefici anche in rapporto al danno ambientale dell'opera.

E' comunque auspicabile che si realizzi in tempi brevi un **censimento completo delle derivazioni**, al fine di creare una banca dati regionale per la programmazione e la gestione delle opere.

6. L'ENERGIA SOLARE

Si è detto che l'art. 7 del Decreto legislativo 387/2003, visto l'elevato potenziale sfruttabile ed i costi assai elevati, individua i criteri specifici di incentivazione della **produzione di energia elettrica da fonte solare**.

La definizione di tali incentivi è demandata ad un provvedimento specifico da emanarsi entro 6 mesi dall'entrata in vigore del decreto.

I criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica dalla fonte solare, contenuti nel futuro decreto, stabiliscono tra l'altro:

- i requisiti dei soggetti che possono beneficiare dell'incentivazione;
- i requisiti tecnici minimi dei componenti e degli impianti;
- le condizioni per la cumulabilità dell'incentivazione con altri incentivi;
- le modalità per la determinazione dell'entità dell'incentivazione. Per l'elettricità prodotta mediante conversione fotovoltaica della fonte solare prevedono una specifica tariffa incentivante, di importo decrescente e di durata tali da garantire una equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio;
- un obiettivo della potenza nominale da installare;
- il limite massimo della potenza elettrica cumulativa di tutti gli impianti che possono ottenere l'incentivazione;
- se sia possibile l'utilizzo dei certificati verdi.

La novità principale risiede nell'introduzione del concetto di **incentivazione in conto energia (feed-in tariff)** invece di quella in conto capitale usata finora; la prima a differenza dell'altra non incide minimamente sul bilancio dello stato e dovrà permettere una valorizzazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici tale da garantire un rientro dell'investimento in tempi ragionevoli e generare i seguenti vantaggi:

- superamento di parte del carico burocratico;
- linearità nello sviluppo del mercato;
- bancabilità/certezza del finanziamento e della messa in atto del progetto;
- omogeneità delle regole a livello nazionale;
- superamento/abolizione del vincolo rappresentato dall'approvazione tecnica del progetto;
- trasferimento dell'onere dei finanziamenti dal bilancio dello Stato alla bolletta elettrica.

La scelta dei criteri che regoleranno il sistema di incentivazione "in conto energia" risulterà fondamentale per lo sviluppo della tecnologia fotovoltaica in Italia. Si pensi soltanto alla combinazione dell'importo e della durata della tariffa incentivante: un valore di 0.90 €/kWh per 10 anni permetterebbe un'equa remunerazione dei costi di investimento e manutenzione ed allo stesso tempo garantirebbe la possibilità di ricorrere al sistema creditizio per il project financing, mentre un valore di 0.60 €/kWh per 20 anni aumenterebbe il tempo di ritorno dell'investimento e non consentirebbe il finanziamento da parte delle banche di una parte significativa del costo del sistema.

Per ciò che concerne i limiti un obiettivo limitato della potenza cumulativa da installare creerebbe un ostacolo nello sviluppo del fotovoltaico. Un limite totale di 150 MW sarebbe non congruente con quanto ha mostrato l'esperienza della Germania, dove nel solo anno 2004 si prevedono installare 200 MW, mentre un limite di 300 MW, fra l'altro già previsto nel Libro Bianco, sarebbe sicuramente più adeguato per iniziare a promuovere lo sviluppo di questa tecnologia in Italia. Procedure burocratiche complesse e specifiche troppo limitanti costituirebbero un impedimento in uno scenario che dovrebbe tendere alla crescita di questa tecnologia.

Al di là delle incognite legate ai tempi e alle modalità di attuazione di questi provvedimenti, **il PEAR propone di affiancare le misure di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte solare attraverso:**

- **l'agevolazione dell'integrazione del fotovoltaico negli edifici** (per realizzare i cosiddetti sistemi BIPV – Building Integration Photo-Voltaics) nell'ambito delle misure per il risparmio energetico in edilizia;
- **l'assegnazione della priorità nella destinazione di eventuali risorse** economiche di origine regionale a questo tipo di impianti.

7. LA GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

7.1 IL DEFICIT PRODUTTIVO E IL PAREGGIO DI BILANCIO ELETTRICO

Se la legislazione italiana prossima ventura prevederà che lo Stato e le Regioni garantiscano un *“adeguato equilibrio territoriale nella localizzazione delle infrastrutture energetiche”*, allora le Marche possono considerarsi già rispondenti al requisito in quanto il surplus in termini di produzione di derivati petroliferi (raffineria API) compensa il deficit relativo alla produzione di energia elettrica, con il risultato che **la regione registra un sostanziale pareggio di bilancio** e si pone quindi a pieno titolo tra le regioni che contribuiscono alla uniforme distribuzione degli oneri (ambientali e sociali) conseguenti alla presenza sul territorio delle infrastrutture energetiche.

Se però si esamina il comparto elettrico il deficit produttivo di circa il 50% prevedibile sul medio periodo comporta una serie di riflessioni sulla opportunità di prevedere un incremento della potenza installata e, soprattutto, sulla qualità e sulla quantità delle nuove installazioni.

A favore delle istanze che invocano il **raggiungimento del pareggio elettrico** regione per regione vengono prodotti questi argomenti:

- sono notevolmente ridotte le perdite per trasmissione, che raggiungono percentuali ragguardevoli quando l'energia elettrica viene utilizzata a diverse centinaia di chilometri dal luogo di produzione (come nel caso delle Marche...);
- si creano le condizioni per un mercato dell'energia elettrica caratterizzato da prezzi bassi uniformemente distribuiti, laddove le zone con scarsa capacità di generazione rischiano di scaricare sul sistema produttivo costi dell'energia troppo alti (con una conseguente perdita di competitività del territorio che a lungo termine può produrre disimpegni da parte delle imprese e quindi impatto negativo sul tessuto economico e sociale);
- si riducono sostanzialmente i rischi di interruzione del servizio;
- nuove installazioni di ultima generazione permettono di eliminare centrali di vecchia generazione (meno efficienti) e quindi hanno anche una ricaduta positiva in termini di minori emissioni di gas climalteranti.

La oggettiva importanza di tutte le motivazioni elencate permette di affermare che **la tendenza verso il raggiungimento del pareggio elettrico è un obiettivo strategico del PEAR.**

Non esiste però una soluzione univoca su

- **come, e**
- **quando**

perseguire questo obiettivo strategico. Si tenterà pertanto in questa sede un'analisi critica della situazione attuale al fine di fornire alcune linee prioritarie di intervento, nella consapevolezza che la natura intrinseca del PEAR di strumento flessibile ed aggiornabile (*“in progress”*) permetterà le eventuali correzioni di rotta che le contingenze esterne dovessero dettare. Una premessa doverosa a quanto segue è che pur nella scelta strategica di favorire al massimo il ricorso alle energie rinnovabili (di cui si dirà più avan-

ti) una quota sostanziale di energia elettrica sarà, nel medio periodo, ancora prodotta con combustibili fossili, per cui diventa requisito fondamentale ricercare i modi di sfruttamento più efficienti.

L'analisi critica della situazione attuale impone che si considerino le seguenti situazioni di fatto:

- Il passaggio dal mercato in monopolio al mercato libero non è, e non poteva essere, privo di ritardi, incertezze, passi falsi. Una delle principali incertezze riguarda le modalità per garantire la qualità del servizio. In regime monopolistico era l'ENEL che si faceva carico di questo problema gestendo in modo opportuno la potenza disponibile, le riserve, le situazioni di emergenza. Nel mercato libero al livello di organizzazione attuale non è ancora definito univocamente chi abbia il diritto e il dovere di intervenire sulle scelte dei diversi operatori privati (qual è la centrale che va spenta, e che quindi non produce più reddito, quando non c'è richiesta in rete?) al fine di conciliare l'apertura del mercato con la garanzia della qualità del servizio. Il black out di settembre 2003 è un esempio di tale situazione, che rende incerto il quadro per gli investimenti in nuove centrali di grande potenza per le quali il rischio di essere fuori mercato già al momento della entrata in funzione diventa tangibile.
- La richiesta pressante che si leva da più parti circa l'aumento di potenza installata è condivisibile, ma solo in parte visto che:
 - a seguito dell'approvazione del DL 55/2002 "Sblocca centrali" sono state autorizzate (e in molti casi sono già partiti i lavori per la costruzione di) centrali per oltre 13 000 MWe di potenza installata. La progressiva entrata in funzione di queste centrali allontanerà il temuto "**rischio black out**" che rimane, in buona sostanza, presente solo per il 2004 e forse per il 2005.
 - è difficile prevedere che i nuovi impianti italiani a gas naturale possano, appena entrati in funzione e per alcuni anni, generare elettricità a prezzi più bassi di quelli che, nel mercato unico europeo, possono offrire le centrali nucleari e a carbone francesi e tedesche, già ampiamente ammortizzate. Questo per dire che i circa 10 000 MWe attuali di importazione non cesseranno nel breve periodo, rendendo meno immediata la necessità di raggiungere l'indipendenza generativa. Si aggiunga che la struttura "summer-peaking" dei consumi elettrici, ormai consolidata in Italia per la penetrazione del condizionamento dell'aria, non si riscontra nel Nord Europa, né si avrà nel breve periodo, lasciando a quei sistemi ampia riserva di potenza da smaltire a prezzi bassi proprio in estate quando da noi è più necessaria.

Queste considerazioni non sovvertono l'assunto che sia opportuno per il sistema Italia e anche per le singole regioni raggiungere il pareggio elettrico, per tutte le ragioni viste più sopra.

Fanno unicamente propendere per la scelta di **perseguire la tendenza al pareggio di bilancio elettrico nel medio periodo** anziché nell'immediato, dando il tempo per scelte più oculate sulle modalità ottimali di generazione, sia in termini ambientali che economici.

Prima di giungere alle indicazioni del PEAR corre l'obbligo, per completezza di informazione, di citare la posizione del GRTN, così come espressa nel "**piano di sviluppo GRTN per il triennio 2004-2006**", presentato nel gennaio 2004 e recentemente approvato dal MAP.

Nel capitolo **Indicazioni per l'ubicazione di nuova capacità produttiva**, il GRTN scrive:

"al fine di fornire indicazioni utili per gli operatori del mercato elettrico, sono state effettuate alcune valutazioni volte ad individuare le aree geografiche dove - in relazione alle caratteristiche della Rete attuale e programmata e al fabbisogno di potenza nazionale e regionale nel prossimo decennio - è maggiormente auspicabile che venga installata ulteriore potenza rispetto a quella che al momento risulta già autorizzata.

Tali valutazioni, essenzialmente orientate alle centrali termoelettriche con potenza termica maggiore di 300 MWt, da collegare di norma alla reti a 380 kV e 220 kV, sono state formulate sulla base delle seguenti ipotesi:

- *RTN comprensiva di tutti gli interventi previsti nel presente Piano di Sviluppo*
 - *presenza di tutte le centrali attualmente esistenti e di quelle previste nel presente Piano (ulteriori 12355 MW rispetto a quelli esistenti, per centrali già autorizzate tra cui quelle di Ferrara e di Termoli, ndP)*
 - *margine di riserva teorica, rispetto alla Richiesta in potenza prevista alla punta, del 20% (valore medio nazionale) per tener conto della quota di indisponibilità media delle unità di generazione*
 - *importazione dall'estero pari a 10.000 MW,*
- e dei seguenti vincoli ed obiettivi:*
- *garantire la sicurezza della Rete in condizioni "n-1"*
 - *ridurre mediamente i transiti di energia e, quindi, le perdite di trasmissione*
 - *minimizzare l'eventuale necessità di ulteriori rinforzi di Rete (in aggiunta a quelli già programmati)*
 - *assicurare una maggiore qualità del servizio elettrico.*

A valle delle analisi si è evidenziata, per l'anno obiettivo, la necessità di disporre di ulteriori 8000-9000 MW di nuova capacità produttiva (parte della quale da utilizzare esclusivamente nelle ore di punta), da suddividere preferibilmente nelle seguenti macro-aree del Paese, che possono indicativamente essere così configurabili:

- *zona settentrionale: Lombardia (Brescia, Cremona, Bergamo)*
- *zona centro settentrionale: Emilia Romagna (Reggio, Modena, Bologna) - Toscana (Firenze, Prato, Pistoia)*
- **fascia adriatica: Marche - Abruzzo settentrionale - Umbria meridionale**
- *area tirrenica: Lazio meridionale - Campania settentrionale - lato occidentale delle isole maggiori*

Si deve tuttavia osservare che le indicazioni suesposte servono a dare solo un orientamento di massima e sono comunque soggette alle seguenti precisazioni:

- *all'interno delle aree indicate possono sussistere porzioni di Rete nelle quali non è comunque auspicabile l'installazione di nuova potenza; in pratica si tratta di quelle porzioni di RTN sulle quali sono già direttamente*

collegate diverse centrali (o saranno presenti al momento in cui tutte le centrali autorizzate verranno realizzate);

- *l'effettiva possibilità di allocare la potenza in esame nelle varie macro-aree dipende: a) dalla reale e definitiva ubicazione dell'insieme degli impianti di produzione. Qualora infatti le ulteriori nuove centrali venissero ad insistere su un ristretto numero di impianti e/o linee, si potrebbero comunque creare indesiderabili situazioni di congestione della Rete locale; b) dalla taglia e tipologia dei singoli impianti che verranno realizzati, anche in relazione alla loro capacità di adattarsi alle variazioni del carico; c) dalla reale importazione dall'estero che si verrà a determinare, in funzione della capacità di interconnessione e delle effettive potenzialità offerte dal mercato elettrico internazionale, tenuto anche conto delle incertezze ancora in essere riguardo alle realizzazioni di linee dirette.*

Quando si parla "di tutte le centrali attualmente esistenti e di quelle previste nel presente Piano" si intendono potenze per, ulteriori 12355 MW rispetto a quelli esistenti, per centrali già autorizzate tra cui quelle di Ferrara e di Termoli. Successivamente alla redazione del piano sono state autorizzate, non troppo lontane dalle Marche, 2 ulteriori centrali (Ravenna, 785 MWe, e Gissi (CH), 760 MWe).

Se si esamina sulla cartina del Centro Italia (Fig. 7.1) la situazione delle centrali comprendente anche gli impianti autorizzati in Romagna, in Abruzzo e in Molise si vede che l'isolamento delle Marche sarà tra poco meno drammatico e può lasciare quindi il tempo per giungere a soluzioni più meditate ed articolate.

In generale la scelta è ristretta tra due possibili soluzioni che però individuano anche un indirizzo strategico di lungo periodo con importanti ricadute sul sistema nel suo complesso; la due possibili soluzioni riguardano in particolare la taglia delle centrale, distinguendo tra:

- **centrali a ciclo combinato di taglia medio-grande** (da 400 MWe in su), e
- **centrali di taglia piccola e medio-piccola** (da alcuni MWe a poche decine di MWe), la cosiddetta **generazione distribuita**.

A **favore delle centrali di taglia medio-grande** vengono addotte le seguenti motivazioni:

- centrali di questa taglia sono oggi considerate investimenti a buona redditività, per cui non è difficile prevedere che la regione potrebbe essere dotata di questa infrastruttura in tempi brevi, risolvendo molti dei problemi di isolamento attuali;
- con una sola centrale di questo tipo, aggiunta alla capacità di generazione esistente, sarebbe possibile coprire una quota consistente della domanda regionale, fino ad avvicinare in maniera sostanziale il pareggio del bilancio elettrico;
- i moderni cicli combinati raggiungono rendimenti prossimi al 60% e consentono un efficiente sfruttamento del combustibile fossile. Se una nuova centrale di questo tipo consente anche la dismissione di centrali di tecnologia più datata si può prevedere anche una consistente riduzione nella emissione di gas climalteranti;

- aumentano le prospettive di ottenere tariffe dell'energia realmente competitive per il sistema produttivo;
- verrebbe superata la marginalità marchigiana rispetto alla rete di trasmissione e diminuirebbero i rischi di sospensione del servizio.

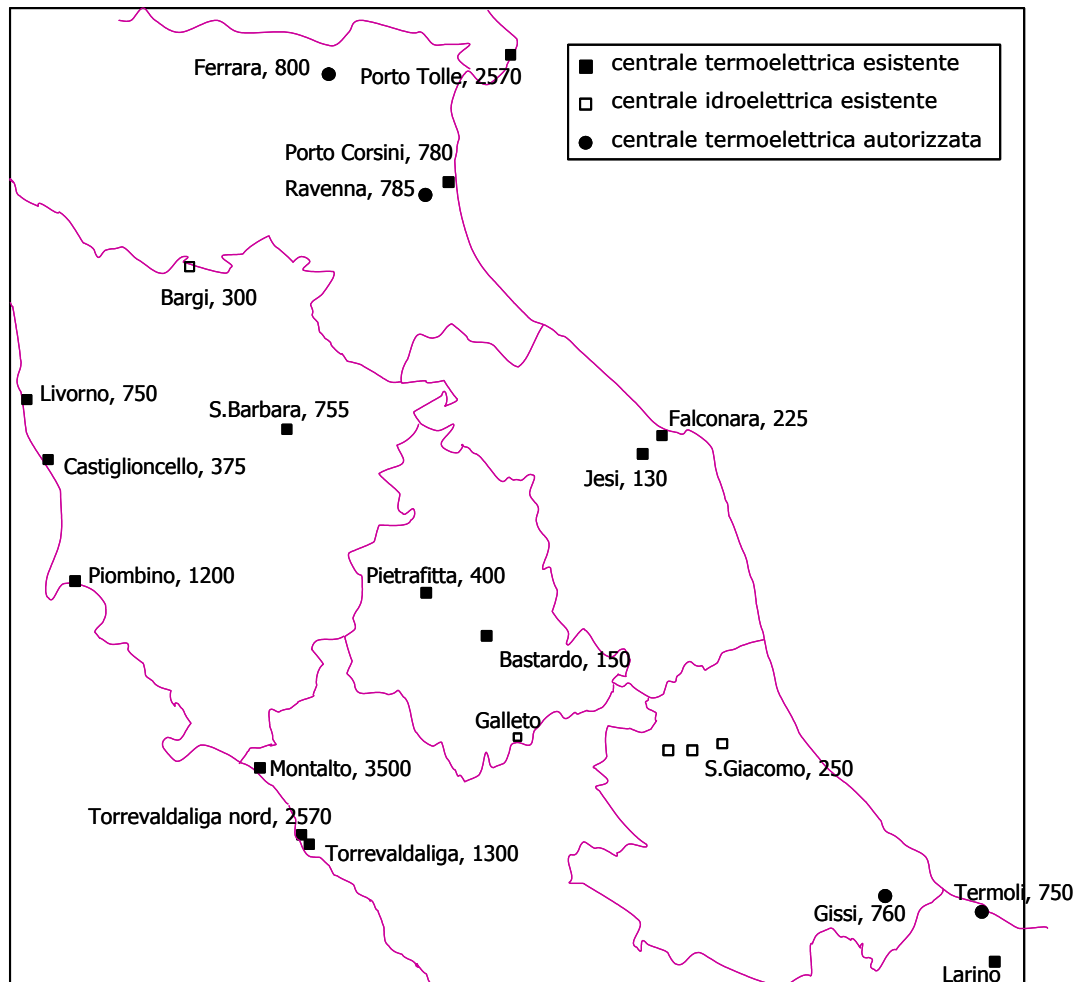


Fig. 7.1 – Situazione del parco di generazione elettrica in Centro Italia

Le ragioni **contro** le centrali di taglia medio grande sono le seguenti:

- non esiste, in regione, nessun insediamento, industriale e/o civile, capace di sfruttare pienamente l'enorme quantità di calore di scarto proveniente da centrali di questo tipo, e quindi cade la possibilità di utilizzarle in cogenerazione per sfruttare in modo ottimale il potenziale energetico del combustibile fossile;
- per quanto ridotto, l'impatto ambientale di una centrale di media taglia non è del tutto trascurabile. Anche un po' ridimensionato ultimamente, esiste ancora un certo dibattito sull'impatto da polveri sottili (PM2.5 e PM0.5) connesso con questi impianti.

Dall'altro lato le motivazioni a **favore** della **generazione distribuita in cogenerazione** sono:

- la distribuzione delle centrali sul territorio permette di scegliere taglie ottimizzate per l'utilizzo congiunto di energia elettrica e di energia termica il che costituisce al momento la tecnologia più efficiente di

-
- sfruttamento della fonte fossile, con conseguente riduzione nelle emissioni di gas climalteranti;
- si possono creare le condizioni per l'utilizzo delle biomasse disponibili in loco come combustibile, favorendo la creazione del circolo virtuoso di offerta e domanda di biomasse;
 - le ridotte necessità di trasporto dell'energia elettrica comporterebbero minori perdite nella rete di trasmissione e di distribuzione;
 - si creerebbero le condizioni per una consistente sicurezza nell'approvvigionamento elettrico;
 - distribuire la capacità di generazione significherebbe anche distribuire e, di conseguenza, diluire l'impatto da emissioni in atmosfera;
 - il sistema imprenditoriale marchigiano potrebbe cogliere l'opportunità per divenire, insieme alle istituzioni e agli enti locali, attore protagonista nel mercato libero dell'energia;
 - si creerebbe occupazione qualificata e diffusa sul territorio per la progettazione, la realizzazione, la gestione e la manutenzione degli impianti;
 - si comincerebbero a creare i presupposti infrastrutturali per l'utilizzo delle celle a combustibile alimentate ad idrogeno quando tale tecnologia diverrà matura per lo sfruttamento industriale.

Contro la generazione distribuita si portano queste motivazioni:

- la micro- e mini-generazione distribuita non assicura l'ottimale sfruttamento della fonte fossile se non si accoppia opportunamente l'utilizzo di energia elettrica e calore;
- troppe centrali di piccola e piccolissima taglia non permettono un controllo puntuale delle emissioni inquinanti da parte degli enti preposti;
- lo sfruttamento dell'energia termica prodotto dalla centrale non sempre è di facile implementazione. Quando si tratti di infrastruttura ex-novo reti di riscaldamento i costi potrebbero diventare proibitivi;
- Non esistono certezze sulla economicità di queste iniziative che potrebbero non trovare proponenti se non si creano idonei presupposti politico-economici.

Se le molte argomentazioni tecniche a favore della generazione distribuita ne incoraggiano l'adozione diffusa, tuttavia le perplessità esistenti, soprattutto di tipo economico, rendono difficile prevedere una capillare diffusione della tecnologia in assenza di opportune condizioni politico-economiche.

Il Ministero dell'Ambiente della Tutela del Territorio nel documento "Il piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra 2003-2010" **prevede di supportare finanziariamente interventi di produzione distribuita di energia elettrica in cogenerazione per una potenzialità complessiva di 12000 MW entro il 2008 (per le Marche significherebbero all'incirca 360 MW).**

Ciò perché **questa tecnologia viene definita "strumento efficace per l'efficienza energetica e la riduzione delle emissioni"**. Un primo provvedimento, dotato di circa 37 milioni di euro, è in corso di preparazione al MATT.

Se questa è una indicazione di tendenza a livello nazionale, **a livello comunitario un'indicazione simile viene dalla Direttiva 2004/8/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio emessa l'11 febbraio 2004 e intesa a **"promuovere la cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia"**. Questa Direttiva sarà recepita, probabilmente entro il 2005, dal Governo nazionale, che dovrà anche definire operativamente i modi per la promozione delle iniziative.

Se queste sono, al momento, solo indicazioni di tendenza, **esistono già provvedimenti pronti ad entrare in vigore che potranno imprimere la spinta necessaria all'avvio di interventi sul territorio da parte degli attori del mercato energetico**. Si tratta:

- della **legge sul riordino del settore energetico** (legge 239 del 23 agosto 2004, già nota come Ddl Marzano), **approvata dal Parlamento il 30 luglio 2004**; il comma 71 dell'art. 1 della legge recita così: *"Hanno diritto alla emissione dei **certificati verdi** previsti ai sensi dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successive modificazioni, l'energia elettrica prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno e l'energia prodotta in impianti statici con l'utilizzo dell'idrogeno ovvero con celle a combustibile nonché l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento"*;
- dei **decreti sull'efficienza energetica, che entreranno in vigore il 1° gennaio 2005**, i quali comprendono gli impianti di cogenerazione tra le attività ammesse alla emissione dei **"titoli di efficienza energetica" (certificati bianchi)**;
- dell'adozione della **Direttiva 2003/87/EC** sull'**Emission Trading** per lo "scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità". Anche questa Direttiva avrà effetto a cominciare dal 2005.

L'approvazione della legge sul riordino del settore energetico, avvenuta il 30 luglio 2004, **costituisce il tassello più evidente di questo quadro**, perché permette la vendita a certificati verdi di parte dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento. **Ciò avrà ripercussioni assai importanti su tutto il settore, dalle dimensioni ad oggi imprevedibili ma sicuramente di grande impatto.**

Per gli ultimi due provvedimenti elencati, che cominceranno a dispiegare i primi effetti a partire dal 2005, è invece già possibile fare alcune valutazioni economiche, pur se di larga massima.

Per ciò che attiene l'impatto dei **decreti sull'efficienza energetica**, è stato calcolato dal FIRE (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia) il **tempo di ritorno dell'investimento per un piccolo impianto di teleriscaldamento a cogenerazione**:

- **allo stato attuale** è di quasi **12 anni**;
- con l'entrata in vigore dei **certificati bianchi**, valutati all'incirca 150 €/tep, tale limite temporale diventa di **8 anni**.

Secondo la Direttiva sull'**Emission Trading**, invece, gli impianti indu-

striali operanti nei settori della generazione termoelettrica, della raffinazione del petrolio e della produzione e lavorazione dei metalli ferrosi, del vetro, del cemento, della ceramica e della carta (che coprono il 46% delle emissioni nella UE) possono ottemperare agli obblighi di riduzione delle emissioni migliorando la propria efficienza o acquistando permessi da altri operatori. Si prevede che **si creerà un mercato di "titoli di emissione" il cui valore sarà compreso, secondo le ultime stime, tra 7 e 25 euro per tonnellata di anidride carbonica non emessa.**

L'efficienza degli impianti di cogenerazione permetterà ai loro gestori di emettere questo tipo di titoli e quindi di creare un ulteriore canale di remunerazione per gli investimenti nel settore. Secondo i calcoli di questo PEAR (Tab. 4.2 del documento 7 "Riduzione delle emissioni di gas climalteranti") la diffusione degli impianti di cogenerazione al 2015 potrà contribuire ad una riduzione di emissioni pari a 499 kton CO₂eq all'anno. Con i titoli di emissioni valorizzati tra 7 e 25 euro per tonnellata non emessa ne risulterebbe un **introito annuo per il sistema degli impianti di cogenerazione nelle Marche oscillante tra 3.5 e 12.5 milioni di euro.**

Si ponga attenzione al fatto che questi diversi incentivi tendenzialmente non si escludono l'un l'altro ed è quindi verosimile che molti di essi potranno sommarsi, fino a rendere economiche molte tipologie e molte taglie oggi antieconomiche.

Questi semplici calcoli servono a dimostrare che l'avvio di una seria politica di promozione della cogenerazione **potrà avere ricadute economiche assai rilevanti, se solo il sistema sarà in grado di approfittarne.** Perché il sistema possa approfittarne è necessario che il PEAR crei gli indirizzi all'interno dei quali gli investitori pubblici e privati, con il consenso degli enti locali, possano adeguatamente dispiegare le loro potenzialità imprenditoriali.

Una considerazione importante al riguardo è che **il livello degli investimenti necessario per questi interventi è perfettamente compatibile con le dimensioni e le capacità degli investitori pubblici e privati operanti sul territorio marchigiano.**

Se queste sono le premesse anche la Regione Marche, attraverso lo strumento del PEAR, può definire come **tecnologia prioritaria** per il conseguimento del pareggio di bilancio **la produzione elettrica da generazione distribuita e cogenerazione.**

Quanto alla localizzazione e alle dimensioni degli impianti si punta agli impianti di taglia piccola per le installazioni vocate alla trigenerazione di energia elettrica, caldo e freddo (ospedali, centri commerciali, centri direzionali) ed alla taglia media (fino a qualche decina di MW) per **centrali di cogenerazione di area industriale omogenea.** L'obiettivo è quello di ricalcare con l'energia il modello dei **Distretti industriali** già sperimentato con successo nella regione, una sorta di **"modello marchigiano per l'energia"** nel quale gli imprenditori, insieme ad istituzioni ed Enti Locali, giochino un ruolo di produttori di energia oltre che di consumatori.

Ricade sotto questa strategia anche la promozione degli interventi tesi a rintracciare un percorso fattibile per lo sfruttamento in **teleriscaldamento** dell'energia termica di scarto proveniente dalle esistenti centrali a ciclo combinato di Falconara (API) e Jesi (Sadam). Ciò potrà rendere più agevole lo sviluppo di azioni concertate e coerenti in attuazione del Protocollo d'intesa con API per lo sviluppo del **polo energetico-ambientale di Falconara**.

Lo stesso polo energetico-ambientale di Falconara ha recentemente visto la riattivazione come **"impianto di emergenza"** della **Centrale ENEL di Camerata Picena**. La centrale turbogas (104 MW elettrici a fronte di una potenza termica complessiva di 500 MW) utilizza una tecnologia manifestamente obsoleta ed il suo esercizio è giustificato solo nei momenti di massima richiesta della rete, quantificati dalla stessa ENEL in circa 100 ore/anno. **Vista l'elevata concentrazione nell'area di impianti di generazione elettrica non si intravede, allo stato, nessuna possibile diversa utilizzazione della infrastruttura**, né l'insediamento di nuove centrali a combustibili fossili nell'area.

La conclusione da trarre riguardo al tema della **generazione elettrica** in regione è quindi la caratterizzazione del PEAR sulle seguenti **due priorità**:

- il **raggiungimento nell'orizzonte temporale del presente piano (2015) di una chiara tendenza al pareggio** tra la domanda e l'offerta di energia elettrica;
- tale pareggio va conseguito con il **ricorso prioritario** alle tecnologie della **generazione distribuita, della cogenerazione e della tri-generazione**.

7.2 LA GENERAZIONE DISTRIBUITA E LA COGENERAZIONE

Si cercherà qui di seguito di definire meglio il concetto di generazione distribuita e di cogenerazione di cui si è ampiamente detto più sopra, e di collocare questo tipo di infrastrutture nella specifica situazione marchigiana del "distretti produttivi".

7.2.1 Generalità

Con il termine Generazione Distribuita (GD) si intende la generazione di potenza elettrica distribuita sul territorio in impianti di produzione di piccola e media taglia e non quindi concentrata in grandi impianti localizzati in siti opportuni. Riprendendo anche una nota del Consiglio della Comunità Europea, ciò ha un valore sia funzionale che strategico: con la GD,

- si garantisce una maggiore sicurezza nell'approvvigionamento rendendo le varie regioni meno vulnerabili all'interruzione di energia;
- si diminuiscono le perdite di trasferimento attraverso la rete di distribuzione, migliorando l'efficienza della distribuzione energetica;
- si aumenta la sicurezza in rapporto a sabotaggi e attacchi terroristici; questi impianti sono infatti meno vulnerabili di un grande impianto

centralizzato in quanto non vitali, ognuno di per sé, nel contesto energetico del paese.

Generazione Distribuita ha, quindi, un ampio significato: produzione diffusa sul territorio di energia elettrica, prodotta da qualsivoglia impianto e con qualsivoglia fonte, con minori problemi e maggiore sicurezza. Si tratta quindi di una scelta strategica di politica energetica che si fonda su motivi di natura tecnica: **l'energia va prodotta dove si consuma per migliorare l'efficienza della distribuzione e per non gravare troppo sul sistema di trasmissione.**

La filosofia su cui si basa la Generazione Distribuita mira perciò a risolvere i problemi dell'energia in termini di disponibilità e di sua trasmissione; tali problemi sono dovuti all'attuale struttura del sistema di generazione concentrata in grandi centrali spesso a forte impatto ambientale locale e all'estensione delle reti di trasmissione ad alta e ad altissima tensione, con tutti i problemi che queste comportano (impatto visivo, occupazione del suolo, inquinamento elettromagnetico).

Per contro va posto in risalto il problema dell'efficienza della conversione energetica. Poiché non si vuole che con la riduzione della potenza si riduca il rendimento di conversione dell'energia termica in lavoro c'è il rischio che nei piccoli impianti ciò comporti costi troppo elevati.

Determinante diviene quindi la pratica della **cogenerazione termico-elettrica** con utilizzo di una parte cospicua del calore scaricato per usi finali diretti od indiretti. In tal modo il rendimento di primo principio può assumere valori anche molto elevati (0.75-0.80)

La pratica della **cogenerazione** risale alla prima metà del secolo scorso e lo stato dell'arte risulta ad oggi notevolmente avanzamento. In poche parole essa consiste nella produzione consecutiva e simultanea, con un sistema che impiega lo stesso combustibile, di due forme di energia: elettrica (o meccanica) e termica (nella letteratura anglosassone si usa l'acronimo CHP, Cogeneration of Heat and Power).

Un impianto di cogenerazione deve rispondere a corretti criteri di gestione elettrica:

- considerare sempre determinante la domanda d'energia termica;
- trasferire ad una rete elettrica in parallelo l'eventuale esubero d'energia elettrica prodotta.

Nel settore terziario dove c'è un significativo bisogno di raffreddamento, gli impianti di cogenerazione sono impiegati per produrre freddo, attraverso cicli ad assorbimento. Questo processo di cogenerazione "allargata" è recentemente stata introdotta con il termine **trigenerazione** o produzione combinata di calore, freddo ed elettricità (CHCP, Cogeneration of Heat, Cooling and Power): gli impianti di trigenerazione, come i gruppi ad assorbimento a gas, hanno un evaporatore dove vaporizza il refrigerante per produrre freddo, ma la trasformazione di compressione invece di essere operata da un compressore meccanico viene effettuata impiegando il calore di scarto at-

traverso un procedimento che sfrutta le proprietà di alcune miscele di gas (acqua-ammoniaca, bromuro di litio-acqua).

A differenza della cogenerazione solo recentemente si sono resi disponibili commercialmente frigoriferi ad assorbimento adatti a questo tipo di impieghi. La trigenerazione quindi comincia a rendersi energeticamente valida ed economicamente competitiva solo adesso.

E' evidente che l'aspettativa è quella di recuperare la massima parte di energia termica dopo la sua trasformazione in lavoro meccanico. Per questo obiettivo occorre differenziare le considerazioni a seconda che ci si trovi in ambito industriale o in ambito civile

Nel primo caso il calore di scarto viene utilizzato per esigenze di processo. Ciò richiede talvolta che debbano essere rispettati determinati livelli di temperatura oppure si può verificare il caso che le quantità di calore assorbito subiscano notevoli variazioni nel tempo. Per tali ed altri motivi le impiantistiche ad uso industriale sono vincolate alle esigenze del processo assistito.

Nel settore civile l'impiantistica è notevolmente più standardizzata e le scelte si possono operare principalmente in ragione della potenza installata considerando fattori economici ed ambientali.

In tutti i casi comunque è assolutamente importante utilizzare nel ciclo di trasformazione o per uso finale la massima parte dell'energia primaria. E' su questa possibilità che si fonda il vantaggio della Generazione Distribuita: **la frammentazione delle potenze installate e la loro distribuzione sul territorio può rendere possibile il recupero termico più facilmente di quanto non sia possibile con impianti di grande potenza; infatti non essendo il calore trasportabile a distanze elevate come avviene invece per l'energia elettrica la concentrazione di potenza limita lo sfruttamento locale di notevoli quantità di energia termica.**

Una distribuzione di impianti di conversione energetica con caratteristiche cogenerative o trigenerative, opportunamente progettati in relazione alle locali caratteristiche civili ed industriali, può quindi costituire un efficiente sistema di generazione di energia elettrica e rendere disponibile energia termica e/o frigorifera in modi economicamente competitivi oltre che vantaggiosi sul piano ambientale.

Va rimarcata l'esigenza di una corretta progettazione in relazione delle caratteristiche locali, intendendo con ciò la necessità di scegliere la taglia e la tipologia di impianto in ragione dell'uso specifico e non già in ragione dell'esigenza di energia elettrica.

La tecnologia si è notevolmente evoluta negli ultimi anni e la tipologia degli impianti ad oggi esistenti è caratterizzata da taglie di potenza molto diverse e con efficienze di tutto rispetto.

I componenti di un impianto CHP/CHCP sui quali occorre concentrare l'attenzione per una corretta valutazione tecnologica sono :

- **il motore primo;**
- **il recuperatore di calore;**
- **alternatore;**
- **l'impiantistica** per lo sfruttamento del calore recuperato (per uso industriale o civile)

Riguardo al motore primo, le microturbine hanno affiancato i motori alternativi con alcuni vantaggi: emissioni contenute e manutenzione limitata. Il loro rendimento è ancora però inferiore rispetto a quello dei motori a combustione interna.

In linea di massima le **microturbine a gas** sono da preferirsi:

- se c'è una richiesta continua di elettricità;
- se è disponibile gas naturale;
- se c'è una preferenza per la produzione di energia termica;
- se l'utente richiede una grandi quantità di vapore ad alta pressione;
- se è richiesta una grande potenza unitaria.

I **motori alternativi** sono da preferirsi:

- se ci sono variazioni nella richiesta di elettricità, o quando il funzionamento non è continuativo se è richiesto vapore a bassa pressione, od acqua calda fino al 110°C, o gas caldi (90-150°C);
- se il consumo ha un alto rapporto elettricità/calore;
- se le forniture di elettricità devono essere scaglionate.

7.2.2 Caratteristiche dell'energia prodotta dalla G.D.

La scelta del sistema CHP o CHCP è altamente flessibile, non ci sono soluzioni rigide per ciascun tipo di consumo energetico. Serve sempre un rigoroso studio preliminare di fattibilità avente l'obiettivo di identificare il sistema più adatto ai bisogni del consumatore e di stabilire se questo sistema è attraente o meno dal punto di vista economico.

Lo studio preliminare dovrebbe prevedere almeno le seguenti fasi:

- analisi della situazione energetica attuale;
- valutazione della domanda futura;
- valutazione tecnica;
- valutazione economica.

Tutte le misure di risparmio energetico dovrebbero essere considerate prima di approdare ad un sistema CHP. Ciò deve includere l'analisi della domanda d'energia elettrica, termica e frigorifera e la sua distribuzione così come i costi relativi ai sistemi esistenti.

In generale i regimi di funzionamento di un impianto CHP si riconducono a questi tre:

1. l'impianto copre il carico di base elettrico e di calore; ogni deficit è integrato con l'elettricità proveniente dalla rete e con il calore derivante dalle caldaie o da elementi scaldanti di riserva;

-
2. l'impianto fornisce elettricità in eccesso rispetto al fabbisogno del sito e quindi può cederla alla rete, mentre tutta la produzione termica è impiegata sul posto;
 3. l'impianto fornisce elettricità al sito, con o senza eccedenza, mentre il calore prodotto è impiegato in loco con una eccedenza, che è ceduta ad utenti esterni.

7.2.3 Parametri e metodi progettuali

Nella definizione delle metodologie di progettazione occorre prima di tutto definire il combustibile utilizzato nel motore primario. Date le caratteristiche di distribuzione nel territorio urbanizzato per la generazione distribuita si predilige il gas naturale per la sua elevata compatibilità ambientale: l'impiego di carbone o olio combustibile su piccola scala, infatti, sarebbe molto penalizzante dovendo prevedere apparecchiature per l'abbattimento e la depurazione dei fumi, difficilmente giustificabili sotto il profilo sia impiantistico sia economico. L'impiego diffuso di gas naturale implica, d'altra parte, lo sfruttamento di una rete di distribuzione che dal punto di vista dell'efficienza energetica risulta mediamente migliore rispetto a quella della rete elettrica.

Quando non è disponibile gas naturale e non ci sono limitazioni ambientali sarà preferito il motore diesel, viceversa se è disponibile il gas naturale le installazioni basate su motori alternativi alimentati a gas costituiranno di solito la scelta più adatta.

Una volta individuato il motore primo è necessario scegliere l'apparecchiatura ausiliaria richiesta e configurare un sistema di cogenerazione per coprire il fabbisogno energetico dell'utente.

Tra i combustibili sfruttabili è necessario menzionare la possibilità di sfruttare R.S.U, le biomasse e/o i combustibili bioderivati:

Nel caso della trigenerazione alla decisione riguardante la macchina principale segue la scelta dell'unità che produce il freddo.

La spinta principale ad una diffusione dell'autoproduzione energetica può venire dalla necessità di contenimento delle spesa energetica per consumo di elettricità. Per un'analisi semplice dell'opportunità della scelta basta valutare il rapporto tra l'investimento necessario e la differenza su base annua tra il risparmio derivante dal mancato acquisto d'elettricità dalla rete ed i costi operativi da sostenere. Tale rapporto dà un'indicazione sul tempo di ritorno del capitale investito.

A parte la forte variabilità delle condizioni locali che influenzano questo calcolo innanzitutto in termini di tariffe dell'elettricità ed eventualmente del gas naturale nel caso ne sia previsto l'uso possono entrare in gioco una serie di elementi aggiuntivi rispetto a quelli appena considerati: alcuni tendenti a favorire, altri a contrastare la realizzazione del progetto. Tra i primi, quelli che implicano un beneficio diretto per l'utente possono essere i seguenti:

-
- possibilità di sfruttare la cogenerazione;
 - possibilità di cedere sul mercato libero l'elettricità prodotta in eccesso;
 - riduzione della volatilità del costo del kWh;
 - affidabilità e qualità della fornitura;
 - presenza di eventuali incentivi

7.2.4 Caratterizzazione delle utenze

In campo industriale assume importanza prioritaria la funzione tecnologica dell'energia termica nel processo specifico. L'utenza industriale ha quindi una specificità che non permette una classificazione molto stretta, rimanendo però molto ampia la possibilità di vantaggiose applicazioni cogenerative.

Le maggiori potenzialità d'applicazione della cogenerazione nel settore terziario si ritrovano principalmente per:

- utenze residenziali come alberghi e hotel, campeggi, o comunque complessi residenziali con sistemi di riscaldamento centralizzato;
- complessi ad uso pubblico: ospedali, università, banche, o in generale uffici della pubblica amministrazione;
- centri commerciali o complessi in generale adibiti ad uffici.

Per ciascuna delle utenze sopra individuate è necessario uno studio sistematico e particolareggiato delle esigenze termiche ed elettriche, ferma restando la priorità delle prime rispetto alle seconde, anche alla luce delle recenti proposte normative a livello europeo (Direttiva Europea 2004/8/CE) e a livello nazionale (Parlamento, Autorità Energia Elettrica e Gas).

Questo studio dovrà essere fatto reperendo lo storico dei consumi energetici e termici (eventualmente utilizzati per il condizionamento) distribuiti su tutto l'arco dell'anno e, statisticamente, durante l'arco della giornata.

Dall'analisi dei costi e dei risparmi verrà redatta una stima di fattibilità economica e verranno individuate le tecnologie migliori per soddisfare le esigenze di ciascuna tipologia d'utenza.

Obiettivo di questa fase è la redazione di un prospetto di massima di consultazione in cui ad ogni utenza sia associata una possibile configurazione di impianto, una stima dei costi di installazione e del tempo di ammortamento dell'investimento.

Discorso diverso è quello delle piccole e medie imprese che sono difficilmente riconducibili, per esigenze, ad una qualunque delle realtà elencate se non attraverso una analisi individuale dei fabbisogni elettrico e termico.

7.3 PROSPETTIVE DI IMPIEGO DELLA G.D. NELLE MARCHE

Per valutare l'opportunità di una distribuzione sul territorio della Re-

gione Marche della generazione di energia elettrica con impianti di piccola e media potenza, occorre ovviamente prima verificare lo situazione del contesto energetico regionale riguardo a:

- distribuzione di energia elettrica e del gas,
- distribuzione delle potenze installate e dei consumi termici ed elettrici.

7.3.1 Situazione della rete elettrica

La rete presenta alcune criticità specialmente:

- nel tratto costiero da Ancona fino all'Abruzzo, dove elevata concentrazione di potenze installate e consumi richiederebbero una rete di dispacciamento maggiormente strutturata;
- nell'entroterra centro sud, per l'assenza di un Impianto Primario che, spezzando la linea ad alta tensione tra Candia e Rosara, offra la possibilità di prelevare energia; ciò potrebbe permettere, se opportunamente realizzato di intervenire indirettamente anche sulla linea costiera. Realizzando una nuova stazione di trasformazione a 380/132 kV tra Ancona e Ascoli Piceno, verrà soddisfatta la crescente richiesta di potenza della fascia costiera medio-adriatica, che impegna notevolmente le attuali linee a 132 kV, soprattutto nel periodo estivo. In assenza di interventi la situazione si porterebbe in futuro al limite di sicurezza e l'area risulterebbe esposta a rischi di disalimentazioni in caso di fuori servizio di linee o di trasformatori. Con la nuova stazione (stazione di Abbadia) si ridurrà l'esigenza di costruire nuove linee di alimentazione a 132 kV in uscita dalle stazioni di trasformazione di Candia e Rosara. L'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001.

7.3.2 Situazione della rete gas

Il sistema di trasporto nazionale di Snam Rete Gas è composto da circa 30120 km di metanodotti (dato riferito al 31/12/2003) di diametro da 25 a 1200 mm, a pressione compresa tra 0.5 e 75 bar. con 11 centrali di compressione dedicate al servizio di spinta in linea. In base alla delibera n. 120/01, è stata stabilita una ripartizione dei metanodotti Snam Rete Gas in due parti, costituenti rispettivamente: la **Rete Nazionale** di Gasdotti, per 7993 km; la **Rete di Trasporto** Regionale per i restanti 22127 km.

La cartina di Figura 7.2 rappresenta la rete nazionale di gasdotti, comprendente le parti facenti capo alle diverse imprese di trasporto. I principali elementi rappresentati nella cartografia sono i gasdotti, con i relativi diametri e, sulla Rete Nazionale, le pressioni massime di esercizio, i principali impianti quali centrali di compressione, giacimenti di produzione e stoccaggio, nodi di smistamento, impianti di miscelazione e punti di interconnessione con altre reti di trasporto.

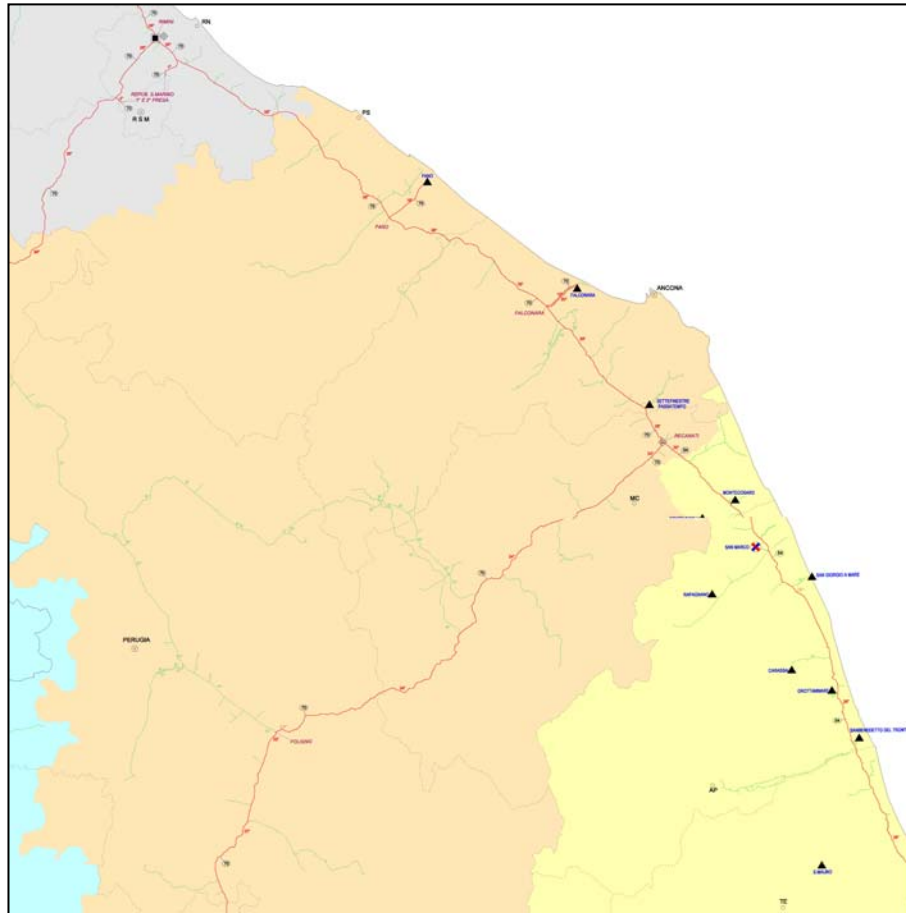


Fig. 7.2 - Rete locale di trasporto gas

7.3.3 Distribuzione delle potenze installate

Ovviamente per poter individuare criteri generali si dovrà avere a disposizione una mappa energetica regionale, basata su quella amministrativa (vedi Figura 7.3), dove poter individuare e descrivere le possibili criticità, anche relativa alle tipologie di utenze. In questo senso la distribuzione sul territorio delle varie tipologie di imprese fornirà sicuramente ulteriori spunti d'intervento.

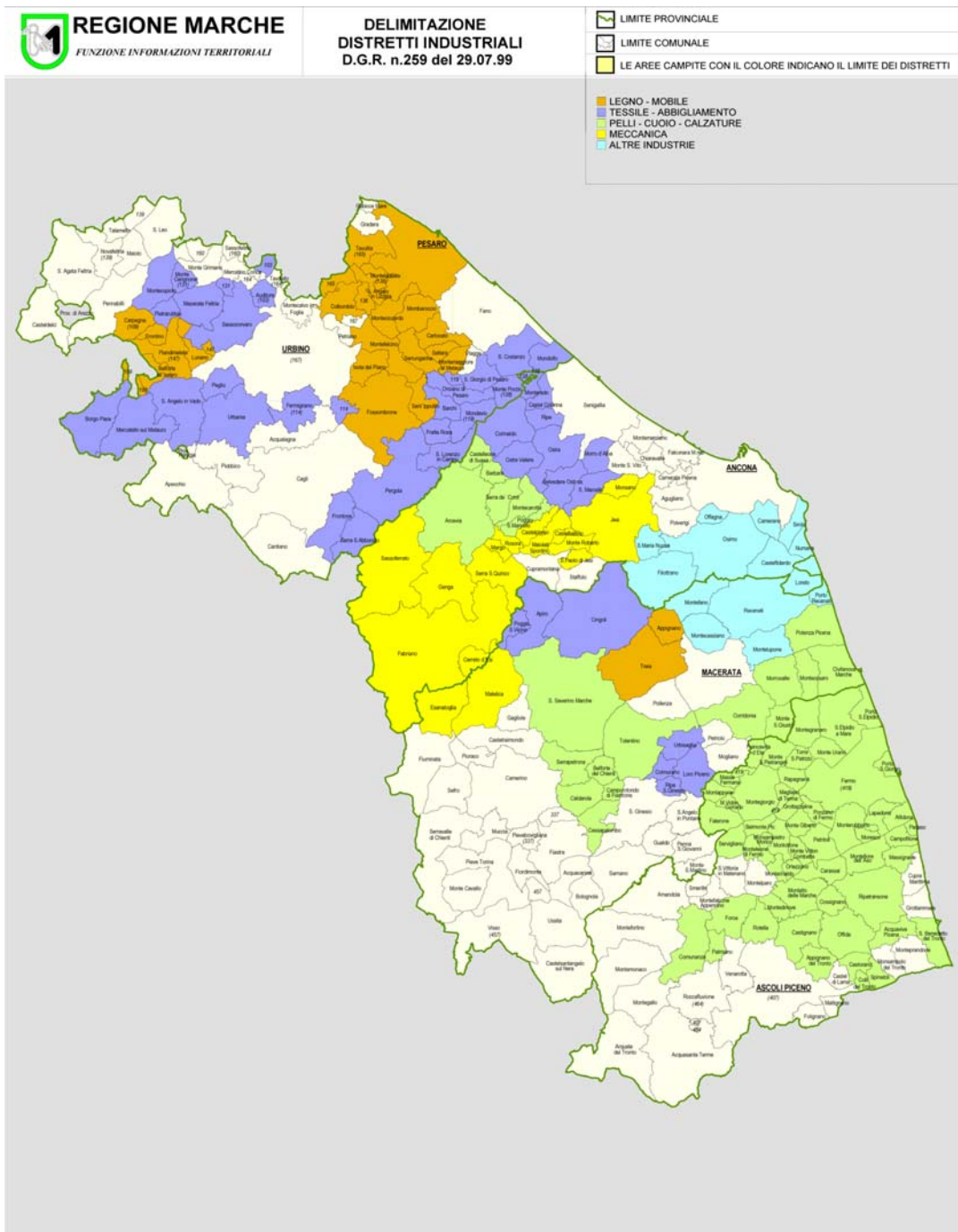


Fig. 7.3 - Bacini industriali delle Marche

7.3.4 Potenze MT/BT

Per poter quantificare le potenze elettriche installate e la loro distribuzione sul territorio, si è fatto ricorso ai dati relativi all'energia distribuita dai trasformatori collocati nella regione Marche.

I trasformatori sono gestiti da ENEL Distribuzione che ne caratterizza anche l'appartenenza provinciale: un trasformatore fornisce energia a più comuni che si possono trovare anche in un'altra provincia, rispetto a quella di appartenenza del trasformatore, o come in alcuni casi, in una regione li-

mitrofa. Comunque le potenze installate in ciascun trasformatore sono certamente indicativi del numero e/o della tipologia di utenze presenti nei comuni serviti.

La potenza complessiva impegnata su ciascuna cabina secondaria è data dalla somma dei kVA riservati per gli utenti BT e i kW riservati per le utenze MT

	KVA complessivi	numero clienti MT	MW in MT	numero clienti BT	totale KVA
totalità degli impianti	2 235 147	4 018	1 047	791 012	3 398 062

Tab. 7.1 - Aggregato sull'intera regione della potenza installata.

Dall'analisi della distribuzione delle potenze installate si è potuto constatare che:

- la distribuzione si presenta notevolmente disuniforme sul territorio regionale;
- 3/4 della potenza MT/BT installata in tutta la regione è dislocata lungo la fascia costiera;
- il maggior valore va riferito al comune di Ancona, con più del 6% del totale regionale.
- esistono poi alcuni comuni che non sono serviti totalmente dalla rete ENEL ed altri sono dotati di gruppi di produzione autonoma o le municipalizzate sono clienti AT di ENEL e poi distributori sul territorio.

Occorre porre attenzione al fatto che tali dati sono solo riferiti alla media e bassa tensione ma che sono indicativi della tipologia di utenza dell'area interessata. Infatti i rapporti delle potenze in BT ed MT possono essere indicativi della maggior presenza di aziende o terziario; in altri casi possono rilevare la differente presenza di piccole industrie od artigianato piuttosto che industrie di media dimensione, lasciando ai valori di potenze in AT l'indicazione di utenze più importanti.

Certamente però non si può far riferimento ai confini amministrativi per l'imputazione delle aree di servizio dei singoli punti di trasformazione. E' possibile però aggregare aree più vaste, accomunate dalla tipologia di attività industriale o terziaria ed individuare alcuni distretti energetici che talvolta coincidono con i più noti bacini industriali.

7.3.5 Potenze AT

Nella regione Marche esistono solo nove utenze in Alta Tensione (vedi Tab. 7.2) e tre di queste sono Aziende Municipalizzate Un caso particolare è quello dell'API: la voce in elenco è la risultante di cinque voci, cioè le cinque società concentrate a Falconara Marittima, di cui una è la centrale IGCC che risultano tutte utenze AT con la caratteristica che vi è un interscambio tra le stesse e tra ciascuna di queste e la rete di distribuzione ENEL.

Per le utenze AT non esistono dati di erogazione da cabine di trasformazione come per la MT e la BT, quindi servono letture medie o a campione. Le prime sono di proprietà dei singoli utenti, mentre le seconde sono affette dall'evidente errore di casualità. I valori di potenza AT sono stati quindi considerati come valori minimi di soglia e non possono essere considerate come potenze effettivamente installate, mantenendo comunque un elevato valore indicativo.

provincia	comune	utenza
AN	Fabriano	Merloni Elettrodomestici
AN	Falconara Marittima	API (Varie)
AN	Falconara Marittima	ENI Spa AGIP
AN	Osimo	ASPEA Spa
AP	Ascoli Piceno	Ahlstrom Turin Spa
AP	Ascoli Piceno	SGL Carbon
MC	Castelraimondo	Sacci Spa
MC	San Severino Marche	ASSEM Azienda San Severino
MC	Tolentino	ASSM Spa Tolentino

Tab. 7.2 – Utenze in AT nelle Marche

7.4 I DISTRETTI

Sommando le potenze installate a differente livello di tensione, si sono individuati valori per 31 distretti energetici e si sono diagrammate le potenze installate ed i consumi

Si evidenzia come per i distretti: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12 e 31 la potenza installata supera i 100 MVA ed i consumi sono superiori od uguali a 200 GWh.

Per questi, la cui rispondenza ad aree geografiche e riportata in tabella e che rappresentano circa un terzo dell'area regionale, si delinea una chiara disponibilità ad ospitare punti di generazione locale di energia che in tal modo potrà essere distribuita senza eccessivi carichi alla rete.

Lo studio delle caratteristiche di potenza, della tipologia di impianto ed del sito, sarà di volta in volta da eseguire in relazione alle caratteristiche del distretto con l'attenzione di dare obbligatoria la rispondenza all'elevato valore dell'efficienza energetica.

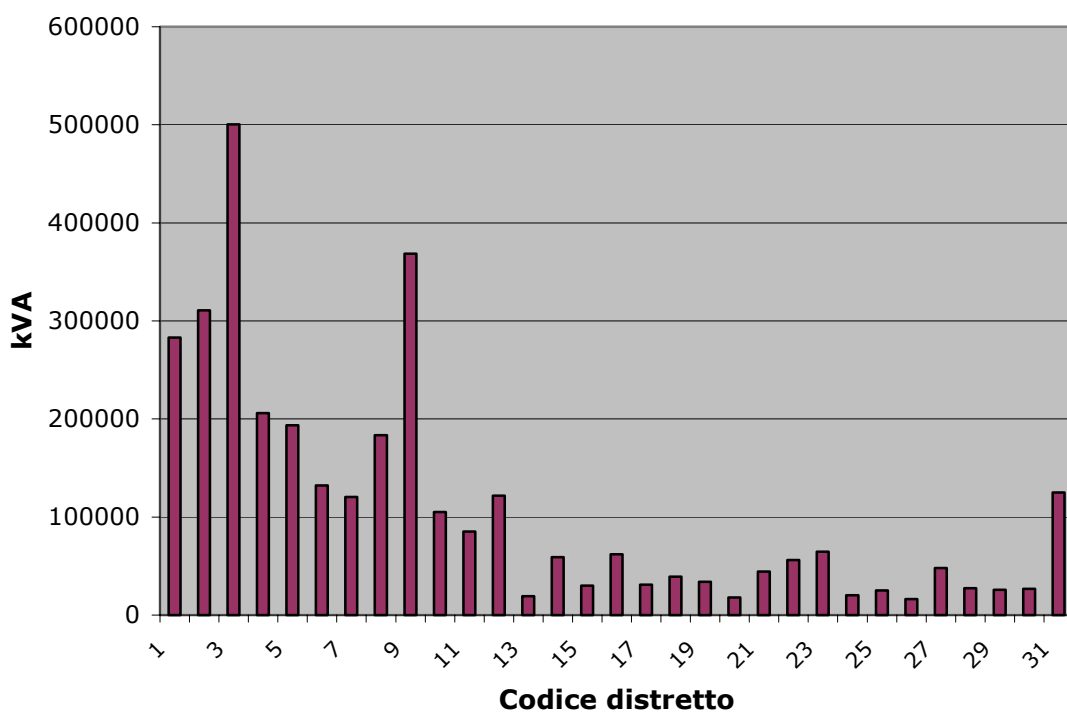


Fig. 7.4 – Potenze installate nei 31 distretti energetici

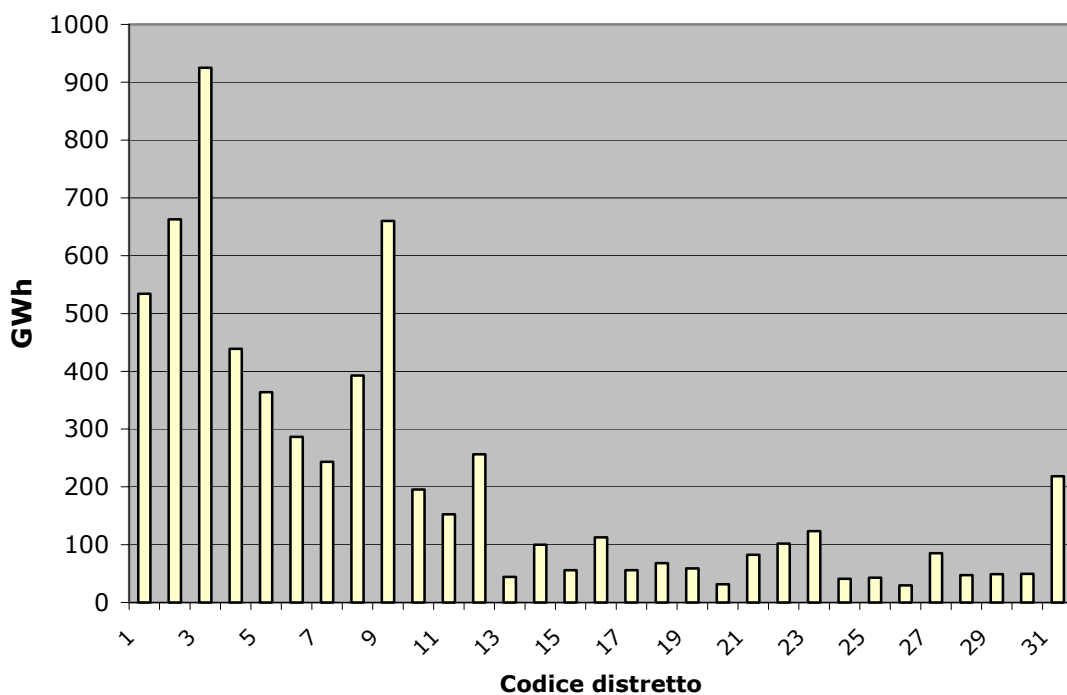


Fig. 7.5 – Consumi elettrici nei 31 distretti energetici

Codice	Comune di riferimento	Comuni appartenenti allo stesso distretto
1	Ascoli Piceno	Castel di Lama, Acquasanta Terme, Arquata del Tronto, Arquata del Tronto, Piattoni, Castignano, Folignano, Malignano, Roccafluvione, Rotella, Venarotta
2	Ancona	Agugliano, Camerano Chiaravalle, Falconara Marittima, Offagna, Stirolò
3	Pesaro, Fano	Colbordolo, Gabicce Mare, Gradara, Cartoceto, Montecalvo in Foglia Mombaroccio, Monteciccardo, Montecalvo in Foglia, Montelabbate, Sant'angelo in Lizzola, Saltara, Tavullia
4	Fabriano,	Sassoferrato, Arcevia, Cerreto D'Esi, Genga, Serra San Quirico
5	San Benedetto del Tronto	Ripatransone, Spinetoli, Castorano, Acquaviva Picena, Colli del Tronto, Monteprandone, Grottammare
6	Jesi	Filottrano Santa Maria Nuova, San Paolo di Jesi, San Marcello, Morro D'Alba, Monte San Vito, Monte Roberto, Monsano
7	Senigallia	Ripe, Ostra, Corinaldo, Castel Colonna
8	Castelfidardo	Loreto, Numana, Porto Recanati, Potenza Picena
9	Fermo	Civitanova Marche, Monte Urano , Montecosaro , Montegranaro , Porto San Giorgio , Porto Sant'Elpidio , Sant'Elpidio a Mare
10	Macerata	Appignano di Macerata, Corridonia, Montecassiano, Pollenza, Treia
12	Recanati	Poggio San Marcello, Serra De' Conti, Staffolo, Rosola, Recanati, Ostra Vetere, Montelupone, Montefano, Montecarotto, Maiolati Spuntini, Castelplanio, Cupramontana, Castelbellino, Castelleone di Suasa, Belvedere Ostrense, Barbara
31	Porto d'Ascoli	Belmonte Piceno, Falerone, Francavilla D'Ete, Grottazzolina, Magliano di Tenna, Massa Fermana, Monsampietro Morico, Monsampolo del Tronto, Montappone, Monte Giberto, Monte San Pietrangeli, Monte Vidon Combatte, Monte Vidon Corrado, Montegiorgio, Monteleone di Fermo, Montottone, Moresco, Ortezzano, Rapagnano, Rapagnano, Servigliano, Torre San Patri-zio

Tab. 7.3 – Distretti energetici con potenze installate superiori ai 100 MVA e consumi superiori a 200 GWhi

E' importante osservare che la lista dei comuni appartenenti ad ogni distretto individuato, è indicativa per tutte le osservazioni già fatte riguardo alla impossibilità di verificare le utenze dai dati riferiti ai trasformatori. La lista serve solo a fornire un riferimento per individuare l'area interessata

7.5 IPOTESI DI SVILUPPO DELLA COGENERAZIONE NELLE MARCHE

Un approccio plausibile per identificare quale possa essere la penetrazione della co-trigenerazione nelle Marche è il seguente:

-
- nel 2002 le Marche hanno consumato 3452,1 GWh nel settore industriale e 1655,8 GWh nel settore terziario; non vengono considerate le potenzialità del settore domestico e agricoltura; (Dati GRTN)
 - i consumi globali per industria e terziario sono stati 5108 GWh;
 - la UE ha fissato come obiettivo al 2010 una percentuale di energia da cogenerazione pari al 18% di quella prodotta.

7.5.1 Scenario 1

Lo scenario guidato al 2015 potrebbe prevedere una produzione di cogenerazione nelle Marche pari all'obiettivo europeo del 18% del fabbisogno di energia al 2002 dell'industria e del terziario: questo significherebbe una produzione annua da cogenerazione di 920 GWh, pari ad una potenza installata (considerando un coefficiente di utilizzo medio nazionale di circa di 0.46 pari a 4030 ore) di 230 MW (380 MW se consideriamo un coefficiente di utilizzo di 0.33 cioè 1/3, 8 ore al giorno di una giornata lavorativa tipica del terziario o dell'industria);

Scegliendo un obiettivo di produzione da cogenerazione al 2015 del 10% (poco più della metà dell'obiettivo europeo per lo stesso periodo) si avrebbe una produzione annua da cogenerazione di 511 GWh pari ad una potenza installata (coefficiente di utilizzo di 0.46) di circa 128 MW (177 MW con un coefficiente di utilizzo di 0.33).

7.5.2 Scenario 2

Lo scenario 2 è più ambizioso e prevede di applicare **l'obiettivo europeo del 18% del fabbisogno di energia allo scenario del 2015** (fabbisogno lordo previsto 10267 GWh secondo lo scenario inerziale presentato nel documento 4 del PEAR "Scenari di evoluzione a livello regionale"). Ne risulta una produzione annua di energia da generazione distribuita in cogenerazione pari a **1850 GWh**.

Se questa produzione viene realizzata con impianti operanti mediamente con un coefficiente di utilizzo di 0.46 (circa 4000 ore/anno) ciò comporta una potenza installata di circa 460 MWe.

7.5.3 Scenario 3

Lo scenario 3 è ancora più ambizioso perché punta al raggiungimento del pareggio elettrico al 2015 utilizzando lo scenario "virtuoso" di fabbisogno proposto dal presente PEAR e lo scenario di copertura che prevede il ricorso all'energia eolica (per 160 MW complessivi), alle biomasse (per 60 MW complessivi) e alla cogenerazione distribuita.

Per valutare la potenza da installare in cogenerazione distribuita da qui al 2015 si è utilizzato il modello EFOM (Energy Flow Optimisation Model) sviluppato con il contributo dell'Unione Europea.

Con un coefficiente di utilizzo pari a 0.68 (6000 ore/anno) il modello valuta in circa 600 MW la potenza da installare da qui al 2015 (mediamente

60 MW all'anno) per raggiungere in quella data il pareggio elettrico, mentre con un coefficiente di utilizzo di 0.46 la potenza necessaria sale a circa 900 MW.

7.6 RICADUTE SUI COSTI DELL'ENERGIA

Quanto alle ricadute che questo tipo di strategia provocherà sui costi dell'energia per il sistema produttivo occorre premettere che il **PEAR è un documento di indirizzo ad orizzonte decennale e come tale cerca di precorrere i tempi**. Intende cioè preparare il terreno per consentire al sistema marchigiano di affrontare il mercato dell'energia da posizioni più vantaggiose rispetto a quello che, **con maggior probabilità**, sarà lo scenario dominante.

Lo scenario prefigurato dal PEAR **non è quello esistente al momento di elaborazione del Piano, ma solo quello più probabile** alla luce delle intenzioni e delle tendenze (politiche, economiche, ambientali) esternate a livello comunitario e nazionale.

Questa premessa è necessaria per affermare che qualsiasi indicazione numerica circa i costi dell'energia e le ricadute sul sistema delle imprese va presa con estrema cautela.

Nel recente passato sono stati calcolati e confrontati i costi industriali dell'energia elettrica prodotta da centrali a ciclo combinato standard e centrali a ciclo combinato di taglia medio-piccola operanti in cogenerazione. Lo studio è stato effettuato dai ricercatori dello IEFE (Istituto di Economia e Politica dell'Energia e dell'Ambiente, Università Bocconi, Milano) e pubblicato in De Paoli, Lorenzoni, Economia e politica delle fonti rinnovabili e della cogenerazione, FrancoAngeli. Esso è stato utilizzato anche nell'ambito delle scelte per il Piano Energetico Ambientale della Provincia di Bologna (QualEnergia, gennaio 2004).

La Figura 7.6 mette a confronto **i costi industriali per la produzione di energia elettrica** in centesimi di euro per kWh prodotto, senza considerare i costi esterni ambientali. Si vede che al massimo la differenza supera di poco il centesimo di euro.

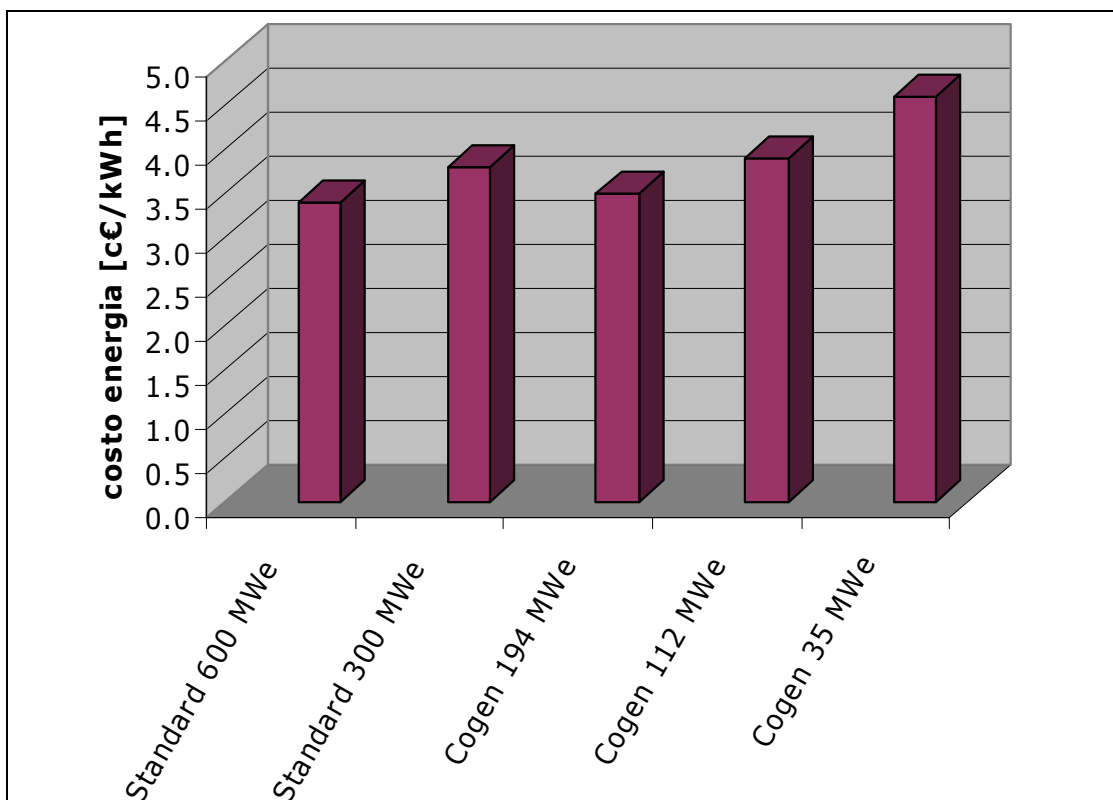


Fig. 7.6 – Costo di produzione dell'energia elettrica senza considerare i costi esterni ambientali

Appena poi si introduce una prima ipotesi di inclusione dei costi esterni ambientali (come tenderà a fare dal prossimo anno la Direttiva Europea sull'Emission Trading) la differenza cala fino a 0.6 centesimi di euro, come si vede nella Figura 7.7.

La conclusione è che i costi tipici di produzione di energia elettrica per impianti standard e per impianti di cogenerazione di taglia media sono del tutto confrontabili.

Questa affermazione è supportata dal fatto che qui si tratta di costi industriali la cui ripercussione sul sistema produttivo dipende anche dalle modalità di gestione del mercato elettrico locale. **La valenza della scelta della cogenerazione distribuita è proprio quella di poter essere gestita dalle forze imprenditoriali locali** (private e pubbliche) con una ulteriore ricaduta positiva sul sistema economico nel territorio.

I presupposti perché tutto ciò si realizzi non esistono ancora; sono soltanto in via di costituzione. **La scelta strategica di puntare sulla tecnologia più efficiente, più rispettosa dell'ambiente e più accettabile dalle comunità locali non è priva del rischio di insuccesso.** Di qui la necessità di una verifica annuale della fattibilità degli obiettivi proposti e la eventuale correzione degli strumenti da adottare.

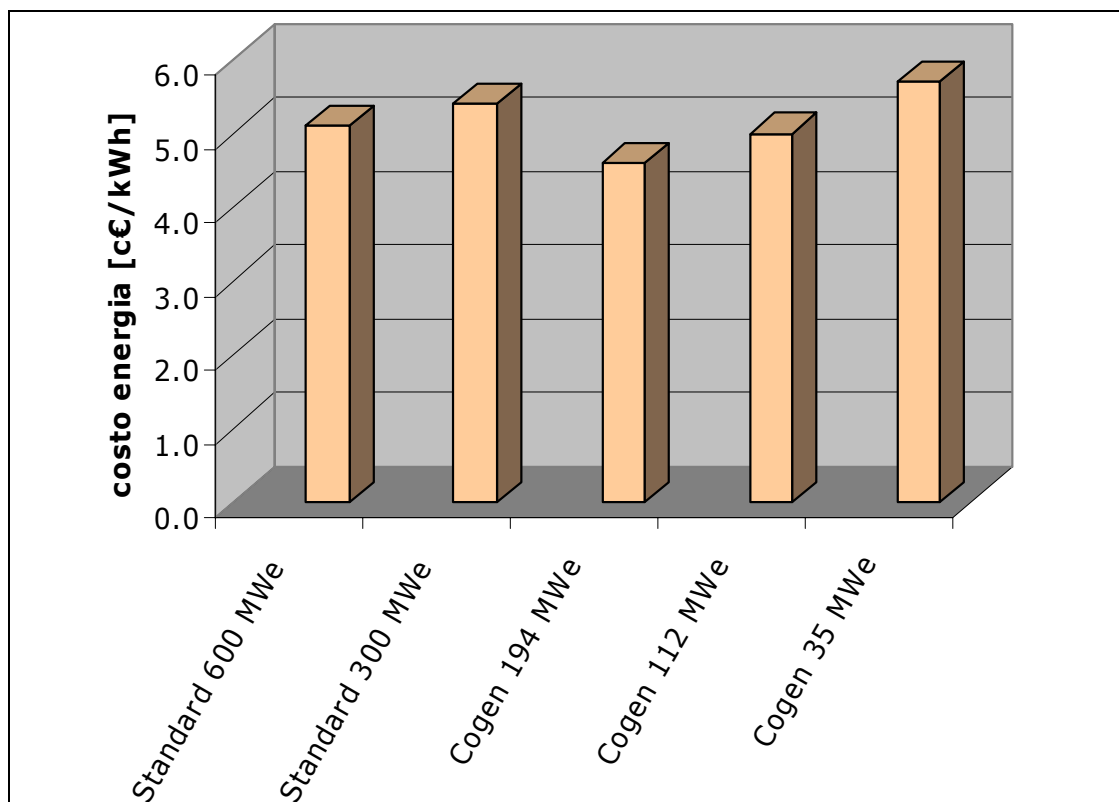


Fig. 7.7 – Costo di produzione dell'energia elettrica **includendo** i costi esterni ambientali

7.7 LINEE GUIDA PER UN'ESTETICA AMBIENTALE DEGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE ELETTRICA

Oggi il termine paesaggio comprende molteplici fenomeni ambientali correlati con le modificazioni operate su di esso dall'uomo nel tempo. In questa sede si affronta il tema dell'estetica ambientale relativa al territorio regionale marchigiano con l'intento di scavalcare l'idea di paesaggio come categoria estetica e di ricercare un corpus di regole formali che diano struttura al rapporto tra produzione materiale umana (intesa sia in senso estetico che produttivo/funzionale) e forme naturali.

La finalità di questo paragrafo sono le seguenti:

- far comprendere la rilevanza che un corretto inserimento dei manufatti e delle infrastrutture industriali ha nei confronti del territorio cui appartengono. A tal fine è necessaria la presa di coscienza del paesaggio come patrimonio collettivo non riproducibile;
- ribadire la centralità del momento progettuale e quindi la necessità di affrontare il problema formale integrandolo nelle varie fasi di pianificazione e progettazione dell'impianto;
- indicare alcuni modus operandi che possano orientare queste scelte progettuali in modo coerente con le peculiarità del paesaggio marchigiano.

La progettazione di impianti industriali e di infrastrutture produttive non può prescindere da un'attenta valutazione dei costi ambientali e dei metodi più adatti a ridurli. Compito del progettista è quello di esaminare le prescrizioni

legislative, i vincoli di tutela e le direttive dettate a livello normativo specifico. Senza procedere ad un esame completo dei singoli atti legislativi, elenchiamo di seguito i principali strumenti attuativi previsti dall'attuale quadro normativo regionale riguardante la tutela paesaggistica a cui questo documento fa riferimento.

- Il PPAR (Piano Paesistico Ambientale Regionale): in adempimento ai disposti della L. 431/85 e secondo le procedure di cui alla L.R. 26/87, la Regione Marche si è dotata di un proprio piano paesistico autonomo, denominato Piano Paesistico Ambientale Regionale "PPAR" (approvato con deliberazione del Consiglio Regionale n. 197 del 3.11.1989) che, se pur di non recente adozione, rappresenta la carta fondamentale delle forme di tutela, valorizzazione ed uso del territorio marchigiano.
- Il PIT (Piano di Inquadramento Territoriale): delibera della Giunta Regionale n.3096 del 14/12/98
- Lo strumento della VIA (Valutazione di Impatto Ambientale): legge regionale 14 Aprile 2004, n.7 *"Disciplina della procedura di valutazione di impatto ambientale"*

7.7.1 La necessità di un corretto inserimento visivo

Come definito nel PPAR, l'intero territorio delle Marche è bene storico-culturale e come tale è soggetto a tutela. Se pur la legge 431/85, basilare nell'attuale sistema normativo di tutela dei nostri beni culturali/ambientali, svincola la definizione di paesaggio da categorie unicamente estetiche ed introduce il concetto di "sistema" di beni territoriali, in questa sede tratteremo specificatamente degli aspetti visibili del paesaggio stesso.

Limitatamente al problema estetico ricordiamo che l'art.19 (Titolo II, Cap III) del PPAR prevede che *"la qualità dei nuovi interventi [...] deve essere basata sullo studio attento della distribuzione planimetrica ed altimetrica, sulla accurata verifica dei rapporti visuali e formali, sul controllo delle altezze dei fabbricati, dei profili, delle coperture, dei materiali, dei colori, dei dettagli, delle destinazioni d'uso"*. I manufatti e le infrastrutture produttive destinate alla generazione di energia elettrica sono, nella maggior parte dei casi, rilevanti in termini dimensionali e dotati di una forte visibilità; la loro scala nei confronti dell'intorno implica quindi una particolare attenzione nel gestire i rapporti che si innescano tra essi ed il panorama che vanno ad abitare.

La morfologia territoriale marchigiana è chiaramente organizzata longitudinalmente in tre fasce: la costiera, quella intermedia collinare e quella della dorsale appenninica. A questa lettura si aggiunge la stratificazione trasversale lungo le principali direttrici vallive che ospitano le grandi connessioni. Oggi la struttura "a pettine" delle principali infrastrutture si intreccia con il disegno del paesaggio agreste e urbano che si è storicamente configurato a partire dall'alto medio evo; si configura così l'immagine attuale della nostra regione.

L'assetto urbanistico regionale ha visto negli ultimi anni la formazione di nuove forme di insediamento che hanno mutato il nostro assetto territo-

riale e su cui gli strumenti di pianificazione hanno uno scarso controllo: la città adriatica, la campagna urbanizzata e le forme di urbanizzazione lineari. In un contesto così ricco di relazioni morfologiche riconosciute anche all'interno del Quadro Conoscitivo di Base del PIT (cap.3 degli Allegati Tecnici), porsi il problema dell'impatto visivo di manufatti ed impianti industriali significa ricercare soluzioni interne alle specifiche discipline del landscape design e dell'architettura.

L'immagine del paesaggio marchigiano è legato ad una particolare modulazione tra città e campagna che è fonte di equilibri territoriali molto delicati. Gli aggregati urbani di natura medievale sono arrivati a noi mantenendo un legame molto stretto con gli ecosistemi della mezzadria e la "tessitura" delle colture. Il forte e spesso disordinato sviluppo degli ultimi venti anni ha modificato questo rapporto ma sottolineiamo che la specificità del nostro paesaggio sta in una forte armonia tra le forme dell'abitare umano, l'agricoltura e la natura. E' questa una costante che lega tutti i panorami della nostra regione, da quello costiero sino a quello montano passando per tutta la fascia collinare ed è nel nostro interesse mantenere questa specificità.

Si possono individuare due ambiti di intervento in cui i nuovi impianti energetici andranno, verosimilmente, ad inserirsi:

- quello storico/rurale/naturale, in cui la coerenza dell'immagine è quella a cui sopra si fa cenno;
- quello a forte e recente antropizzazione delle zone di agglomerazione industriale presente in molti distretti produttivi delle zone di fondovalle (ad esempio Esino, Foglia, Metauro, Chienti e Tronto) nonché in molte aree subito a ridosso della fascia costiera adriatica. In questo caso molte delle peculiarità che rendono riconoscibile il paesaggio marchigiano sono state alterate a causa della massiccia presenza di infrastrutture comunicative e della prossimità tra queste ed il costruito.

Gli atteggiamenti operativi da adottare, delineati nel seguito, esistono in funzione dei due scenari sopra delineati.

Rispettando uno dei principi guida del PPAR (la salvaguardia dell'accesso alla memoria) si delinea l'uso di categorie concettuali tipiche della disciplina del restauro. Pur esulando dai fini di questo documento si ricorda che se si considera l'esistente come l'insieme delle modificazioni fisiche che, nel tempo, formano il paesaggio attuale è necessario anche affrontare il problema dell'integrità della sua immagine. Si impone qui il principio di presenza/assenza (*"La presenza è il frutto dell'uomo faber, l'assenza è il prodotto di una natura spesso attivata dall'uomo, alla quale sono concessi notevoli gradi di libertà."*, cap.IV del PPAR).

Gli strumenti urbanistici stabiliscono quando e dove pianificare l'assenza; questo principio deve comunque essere alla base dell'agire laddove i manufatti vadano ad inserirsi in scenari di rilevanza ambientale. Qui, oltre all'uso delle tecniche progettuali elencate più avanti nel documento, è opportuno prevedere la reversibilità dell'intervento proposto attraverso l'uso

di tecniche costruttive "leggere" (prefabbricazione con uso di strutture metalliche, cantiere "asciutto", etc...) che facilitino la rimozione, dismissione e l'eventuale riciclo dei materiali e degli elementi costruttivi. In generale un contesto storico/rurale impone scelte mirate all'armonizzazione con lo skyline e con le gamme cromatiche peculiari del paesaggio stesso senza arrivare ad "[...] atteggiamenti di mimetismo schematico [...]" come previsto dallo stesso PPAR (l'art.19, Titolo II, Cap III).

All'interno del secondo scenario delineato, quello degli agglomerati industriali, è fondamentale che i nuovi impianti energetici abbiano un evidente valore comunicativo nei confronti della loro funzione. La "macchina" ha un senso estetico che deve essere veicolato in modo opportuno attraverso la segnalazione delle sue componenti costitutive in modo tale che la sua presenza possa essere compresa e "spiegata" agli occhi di chi osserva il paesaggio e lo vive. Elementi dimensionalmente rilevanti negli impianti termoelettrici turbogas o a biomasse, come ad esempio raffreddatori, GVR o stazioni elettriche, devono essere resi riconoscibili senza mai porsi in contrasto deliberato con i colori, con la luce e le emergenze che caratterizzano l'immagine del paesaggio che li ospita. E' questo l'unico atteggiamento che consente di vincere il disordine e l'ipertrofia semantica che oggi inquinano i nostri panorami.

In definitiva occorre pervenire ad una qualità estetica ambientale diffusa facendo sì che manufatti ed impianti rispettino l'immagine dei contesti storico/rurali/naturali ed aggiungano valore estetico alle attuali aree industriali presenti in molti distretti produttivi regionali attraverso un uso cauto ed adeguato della loro funzione comunicativa ed espressiva.

7.7.2 Tecniche specifiche di indagine e di progetto

Il momento di indagine necessario e precedente alla fase progettuale è la lettura ed il rilievo dell'immagine del paesaggio oggetto di intervento. Questa consiste nel rilievo dei componenti naturali e delle caratteristiche dell'antropizzazione, nello studio visivo o culturale-semiologico del rapporto tra soggetto e ambiente, nella visione degli strumenti di pianificazione e dei vincoli ambientali del sito in cui va ad inserirsi il manufatto. Questa fase può identificarsi con il "Quadro di riferimento Ambientale" presente alla voce I, art.5 del d.p.c.m. 27 dicembre 1988, (*Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità* di cui all'art.6, L.8 luglio 1986, n.349, adottate ai sensi dell'art.3 del d.p.c.m. 10 agosto 1988, n.377);

Di seguito si elencano alcune tecniche di progetto che consentono di affrontare problemi specifici dell'inserimento visivo ambientale.

- **Disposizione sul terreno:** il layout di impianto deve essere valutato congiuntamente con la sua ingegnerizzazione. Nel rispetto del corretto funzionamento dell'impianto stesso occorre fare in modo che il disporsi sul terreno delle sue parti minimizzi la loro visibilità rispetto ai punti di vista principali (città, strade, etc...). L'identità dello skyline risultante dovrà rimanere riconoscibile. La realizzazione di eventuali in-

infrastrutture (strade, percorsi, impianti di illuminazione, collegamenti a rete, etc...) deve disporsi in modo da assecondare il più possibile la natura morfologica del terreno e rispettarne la clinometria naturale. Quando la loro percezione visiva sia "importante" appare opportuno strutturarle secondo un disegno intelligibile all'osservatore, che abbia, cioè, regole insediative evidenti nella definizione di tutte le sue parti a livello geometrico e dimensionale. E' questa una strategia che può essere d'aiuto nella pianificazione delle wind factory, le cui infrastrutture complementari sono piuttosto importanti ed il cui inserimento in panorami spazialmente poco estesi è particolarmente critico. Laddove possibile, anche a livello di compatibilità con i vari sottosistemi ambientali, è opportuno prevedere parti di impianto interrate;

- **Dimensionamenti:** in generale si deve sempre tendere al contenimento dimensionale delle varie parti di impianto. Particolare attenzione va posta nello studio dei rapporti di scala e proporzione. Si deve tentare di posizionare i volumi più ingombranti lontani da emergenze ambientali non in scala con essi, come i manufatti architettonici, e, al contrario, di porli in comunicazione visiva con l'ampiezza degli spazi aperti del paesaggio stesso (evitando quindi siti la cui conformazione geografica proietta l'impianto in ambiti ristretti);
- **Verde:** l'uso di piantumazioni e forestazioni può costituire un valido ausilio nel generare effetti di mascheramento e schermatura. Il loro utilizzo deve essere attentamente valutato sulla base delle essenze autoctone proprie dell'area di intervento e deve essere compatibile con il micro-sistema ambientale locale. L'uso della vegetazione è strettamente legato alla modulazione tra essa, gli spazi aperti ed i volumi di progetto. La sensibilità del progettista deve mirare a comporre questa relazione usando piante a basso od alto fusto, ad andamento colonnare o ad ombrello, caduche o sempreverdi in funzione dei livelli di schermatura/trasparenza che si vogliono ottenere;
- **Foreground/Background:** si tratta di un fenomeno percettivo alla base della nostra capacità di riconoscere visivamente la realtà fisica attorno a noi. E' nella dinamica tra primo piano (foreground) e sfondo (background) che si riconoscono i contorni e la forma degli oggetti e, quindi, la loro identità. Giocando su questo rapporto, grazie alla relazione tra materiali (texture) e forme, è possibile controllare alcuni meccanismi percettivi sino ad arrivare alla mimesi. L'approccio al problema coinvolge molteplici fattori, primo fra tutti quello dei cromatismi;
- **Cromatismi:** l'ampiezza delle visuali spesso tende a far perdere importanza alla silhouette degli oggetti ed a farli percepire come entità cromatiche, per questo i colori sono fondamentali nella corretta lettura dei manufatti all'interno del paesaggio. Lo studio dei colori parte dall'attenta analisi della gamma cromatica presente nell'area anche in funzione dei diversi scenari di illuminazione presenti nell'arco dell'anno solare, della singola giornata (temperatura di luce, inclinazione ed intensità del flusso luminoso naturale) e delle condizioni climatiche presenti (visibilità atmosferica). La scelta dei colori per le varie parti dell'impianto può contribuire fortemente alla qualità comunicativa dell'impianto (qualora questo sia un dato di progetto da perseguire). In generale i corpi di fabbrica ad andamento verticale, come i

camini, devono attenuare il proprio impatto visivo nei confronti del cielo. Per questo è possibile usare un gradiente cromatico alto/basso che tenda a smaterializzare il profilo dell'oggetto grazie a colori prossimi a quelli dello sfondo del cielo man mano che si sale verso la sommità dell'oggetto stesso. Sempre ai fini della perdita di volume visivo oggi è possibile usare speciali pigmenti goniometrici ad effetto cangiante la cui prestazione peculiare è quella di restituire colori diversi in funzione dell'angolo di incidenza della visuale;

- **Trattamento degli involucri:** l'uso di sistemi di tamponamento e chiusura verticale di volumi ed impianti tecnici deve essere valutato anche in termini di soluzione architettonica di dettaglio. Il taglio, la dimensione ed il sistema di montaggio delle tamponature contribuiscono ad accentuare o a sminuire il peso visivo dei corpi di fabbrica;

Infine si ricorda come il disegno del paesaggio sia comunque un'attività filtrata dalla sensibilità del progettista. La corretta interpretazione dell'immagine del paesaggio e dei suoi elementi costitutivi non può prescindere dal momento di sintesi creativa che è *condicio sine qua non* di ogni attività progettuale.

Il problema dell'inserimento paesaggistico è essenzialmente di tipo visivo e le tradizionali tecniche di rappresentazione di progetto (come lo studio planimetrico alle scale opportune e la definizione del landscape dei profili territoriali di intervento e dei prospetti dei corpi di fabbrica) sono necessari ma non sufficienti nel verificare la correttezza delle soluzioni adottate dal progettista. La tecnologia informatica fornisce al riguardo un valido supporto, in particolare la modellazione tridimensionale CAD ha un ruolo di primo piano. Senza entrare nello specifico vengono sotto elencate alcuni strumenti che, se usati in sinergia tra loro, assicurano il feedback sulle singole scelte progettuali compiute e permettono di modificarle di volta in volta migliorandone l'efficacia.

- Modellazione tridimensionale dei manufatti/volumi e loro proiezione sul modello geo-morfologico del sito in oggetto;
- Inserimenti fotografici con rilievo dei punti di ripresa e simulazioni fotorealistiche (renderings con tecniche di controllo dell'illuminazione naturale/artificiale);
- Intervisibilità: consiste nella riproduzione tramite fotoinserimento, dei punti di vista più rilevanti da cui l'impianto sarà coglibile nella completezza o parzialità delle sue parti. In pratica viene simulata l'immagine che il paesaggio restituirà al termine dell'insieme delle modificazioni previste dal progetto.

Questi strumenti sono di fatto necessari nella redazione della VIA e richiedono l'intervento di figure professionali specifiche. Il PPAR prevede la formazione di gruppi interdisciplinari che comprendono esperti di paesaggio in tutte le sue accezioni (paesaggisti, architetti, geologi, etc...) che collaborino a contatto con gli altri specialisti di settore.

8. ALLEGATO – VALUTAZIONE ENERGETICA DEL CICLO DEI RIFIUTI

8.1 INQUADRAMENTO METODOLOGICO

8.1.1 I flussi di materiali

La crescita economica si basa sulla trasformazione di risorse naturali, in particolare di materiali ed energia in capitale finanziario, e sulla loro dispersione finale nell'ambiente come scarti inutilizzabili, privi quindi di qualsiasi valore, dove vanno ad inquinare i suoli, le acque e l'atmosfera. Le economie industriali stanno diventando più efficienti nell'uso dei materiali ma la produzione di rifiuti continua ad aumentare.

L'economia negli ultimi decenni sta crescendo più rapidamente della crescita delle quantità di materiali utilizzati e di rifiuti prodotti; ciò dimostra la possibilità concreta di un disaccoppiamento fra crescita economica ed uso di materiali cioè la possibilità di un uso più efficiente del capitale naturale. Tuttavia allo stato attuale la via dell'efficienza, pur essendo indispensabile in una fase di transizione, non appare sufficiente per giungere ad uno sviluppo sostenibile.

Dalla metà ai tre quarti delle risorse che entrano annualmente nelle economie industriali ritornano all'ambiente come rifiuti nell'arco dello stesso anno.

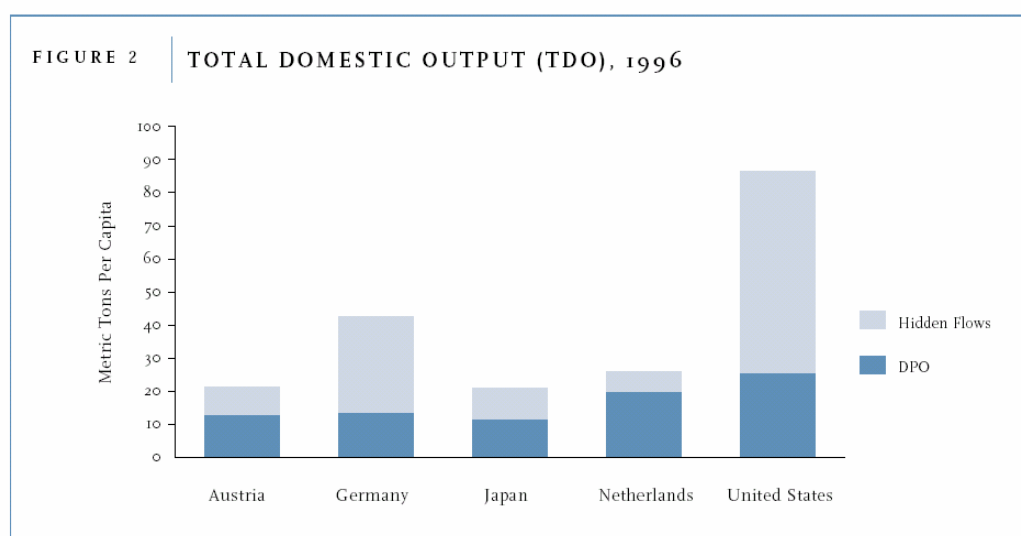


Fig. 8.1 – Quantità di rifiuti prodotti pro capite annualmente

La quantità di rifiuti complessiva (comprendente quindi i rifiuti agricoli ed industriali) che annualmente finiscono nell'ambiente è pari per il Giappone a 11 t/pc (tonnellate/pro capite), e per gli USA a 25 t/pc. Se includiamo anche i flussi nascosti cioè quelli che non entrano nel circuito economico (l'erosione del suolo, le terre di miniera, il terreno rimosso per scavi e costruzioni, ecc.), i valori suddetti, che rappresentano il Total Do-

mestic Output (TDO), diventano 21 t/pc per il Giappone e 86 t/pc per gli USA. In figura 8.1 è riportato il TDO per alcuni paesi industrializzati.

Non esistono in letteratura valori analoghi calcolati per l'Italia ma la situazione del nostro paese può essere considerata simile a quella del Giappone. Il dato fondamentale è che ad ogni kg di rifiuto prodotto corrisponde un altro kg di materiali scartati e non riconosciuti come rifiuti in quanto non entrano nel sistema economico del paese.

Alcuni output di materiali pericolosi sono stati regolamentati e ridotti con successo, ma molti altri continuano a crescere

Esempi di successo sono la riduzione delle emissioni degli ossidi di zolfo, del piombo nelle benzine, del fosforo nei detersivi e di alcuni metalli pesanti. Ma molti altri materiali pericolosi o potenzialmente pericolosi vengono poco controllati perché utilizzati in fasi di estrazione uso o smaltimento del ciclo dei materiali che sono solitamente poco soggette a controlli.

L'estrazione e l'uso di fonti fossili di energia domina i flussi di materiali in uscita in tutti i paesi industrializzati.

Le moderne economie industriali sono basate sul carbonio, cioè fanno un massiccio e crescente uso di fonti fossili di energia; il carbonio costituisce l'80% dei materiali in uscita dal sistema economico-produttivo. Quindi l'atmosfera è usata come la più grande discarica di rifiuti industriali.

C'è un gran bisogno di strumenti di contabilità fisica, perché la conoscenza dell'uso delle risorse e dei rifiuti prodotti è sorprendentemente limitata.

Né la contabilità monetaria né le statistiche ambientali sono un sistema adeguato per tracciare i flussi di risorse in entrata ed in uscita dai sistemi economici. Esse registrano solo una parte degli input di risorse, perdono di vista alcuni materiali che entrano nei processi industriali, ed ignorano del tutto la maggior parte dei flussi di materiali che non entrano affatto nel sistema produttivo, come l'erosione dei suoli. Sul fronte degli output, la contabilità monetaria e le statistiche ambientali registrano solo una piccola parte dei flussi di materiali che non sono soggetti a normative o classificati come rifiuti che necessitano di un trattamento.

8.1.2 Il ciclo dei materiali

TMR (Total Material Requirement)=DMI+Domestic Hidden Flows+Foreign Hidden Flows

DMI (Direct Material Input)=Domestic Extraction+Imports

TDO (Total Domestic Output)=DPO+Domestic Hidden Flows

(Questo indicatore rappresenta la quantità totale di materiali in uscita verso l'ambiente naturale nazionale, direttamente ed indirettamente, a causa delle attività economiche)

NAS (Net Additions to Stock)=DMI-DPO-Exports

(Sono tutti quei materiali che vanno ad aggiungersi agli stocks, facendo parte di infrastrutture, edifici e beni durevoli. ogni anno nuovi materiali si aggiungono agli stock ma parte dei vecchi diviene una uscita e viene conteggiata come DPO)

DPO (Domestic Processed Output)=DMI–Net Additions to Stock–Exports
 (Rappresentano tutti quei materiali estratti dall’ambiente interno o importati da altri paesi che, dopo essere stati utilizzati nei processi produttivi nazionali, escono dal sistema produttivo nei vari punti del ciclo economico e finiscono nell’ambiente compreso nei confini nazionali, come rifiuti gassosi, liquidi e solidi. Tali flussi avvengono nelle fasi di estrazione e trasformazione, produzione, delle materie prime, nella produzione dei beni, nella loro commercializzazione e a fine vita. Sono esclusi i materiali esportati in quanto questi diventano rifiuti in altri paesi. Sono incluse nei DPO le emissioni in atmosfera prodotte dai processi di combustione per la produzione di energia o per le fasi di lavorazione industriale. Sono inclusi gli scarichi liquidi, i rifiuti riposti in discarica e le emissioni degli impianti di incenerimento. Sono esclusi i materiali riciclati in quanto non escono dal sistema produttivo. sono inclusi il letame ed i fertilizzanti utilizzati in agricoltura anche se una parte di essi viene di fatto utilizzata dalla crescita delle piante.)

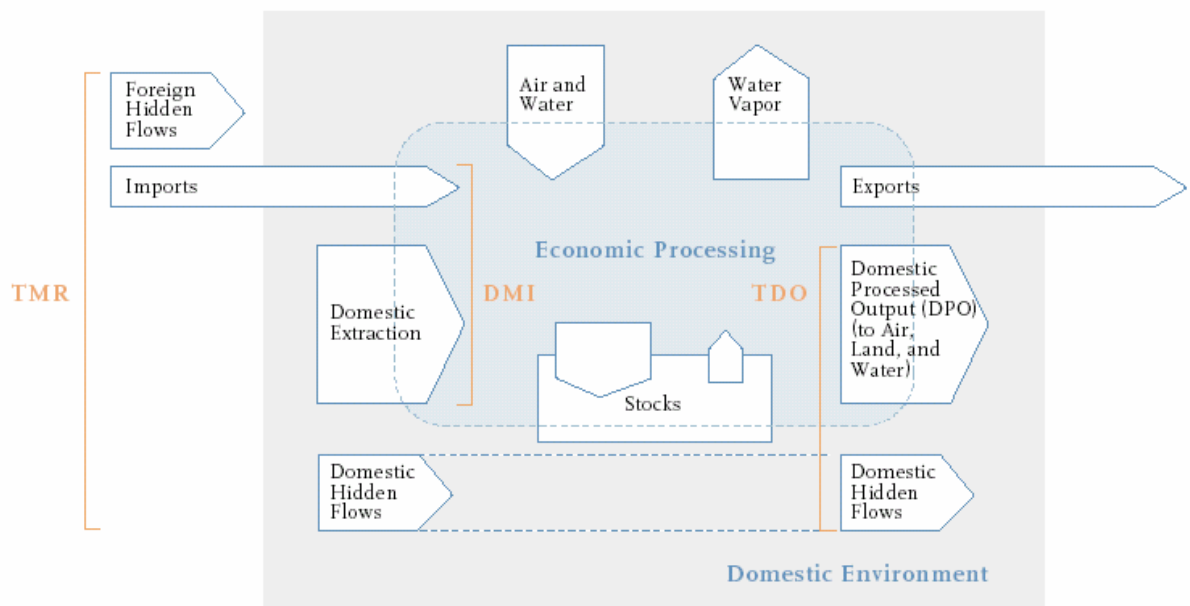


Fig. 8.2 - Il ciclo dei materiali

DHF (Domestic Hidden Flows), è il peso totale di tutti quei materiali che sono stati rimossi dall’ambiente naturale per la fornitura delle merci usate nel sistema economico, e che non entrano essi stessi nel circuito economico. Questi flussi nascosti si formano nelle operazioni di raccolta dei prodotti agricoli e forestali, o nell’estrazione dei minerali. Essi comprendono materiali ausiliari, come le biomasse (foglie e steli) che vengono raccolte insieme ai semi e ai frutti che costituiscono il prodotto. Oppure materiali scavati per raggiungere un giacimento minerario o per estrarre le materie prime cercate. O ancora il materiale eroso dai suoli a causa delle attività agricole. I DHF concorrono a for-

-
- mare il TMR e, non entrando mai nel sistema produttivo, costituiscono simultaneamente un input ed un output.
- Un altro parametro importante è il tempo medio di permanenza dei materiali nel sistema economico, che il mercato tende a ridurre il più possibile, che può essere allungato riciclando i materiali.
- Gateway flows: Rappresenta la quota di materiali che escono dal sistema economico attraverso ciascuna delle vie di dispersione nell'ambiente naturale: l'aria, l'acqua, il suolo.
- Sector flows (flussi settoriali) Sono il DPO e il TDO di ciascun settore economico.
- Dissipative flows (flussi dissipativi) La quantità di materiali dispersi nell'ambiente come conseguenza dell'uso dei prodotti. Questi flussi comprendono due componenti:
- l'uso dissipativo, come nel caso dei fertilizzanti sparso sui campi o del sale sparso sulle strade,
 - le perdite dissipative, come nel caso del consumo dei copertoni, dell'evaporazione dei solventi dalle vernici.

Nella presente analisi energetica, viste le difficoltà a reperire i dati relativi agli HF (flussi nascosti), cioè quei materiali che non entrano direttamente nei cicli produttivi che si svolgono sul territorio regionale, si terrà conto solo dei DPO, cioè di quei materiali che entrano nella contabilità ambientale regionale come rifiuti. Tuttavia nelle considerazioni strategiche si terrà conto delle altre componenti dell'analisi del flusso di materiali illustrata sinteticamente sopra.

8.1.3 Materiali ed energia

Al flusso di materiali che attraversano il sistema economico/produttivo e ne escono come scarti corrisponde un flusso di energia che attraversa il sistema, vi entra producendo un beneficio, e ne esce irreversibilmente degradata. L'analisi verrà limitata ai DPO, cioè a quei beni che escono dal sistema produttivo come scarti. Le grandezze termodinamiche più adatte a valutare qualitativamente questi flussi di materiali ed energia sono l'emergia e l'exergia; una analisi emergetica/exergetica ci consentirebbe di valutare esattamente l'efficienza energetica/ambientale delle soluzioni adottate. La difficoltà a valutare queste due grandezze per tutte le componenti di un flusso di scarti (pensiamo semplicemente ai diversi tipi di plastica o ai diversi tipi di materia organica) consigliano di limitarsi ad una analisi energetica classica fermandosi ai contributi del primo ordine (l'energia direttamente impiegata per produrre un determinato oggetto) e del secondo ordine (l'energia impiegata per produrre i materiali prevalenti di cui è costituito), trascurando i contributi di ordine superiore (energia impiegata dalle macchine industriali utilizzate per la produzione, energia impiegata per l'estrazione delle materie prime, ecc.).

Solo nei casi in cui le scelte finali dovessero dar adito a dubbi, si farà eventualmente ricorso ai contributi energetici di ordine superiore e agli HF, cioè ai flussi nascosti dei materiali impiegati nell'intero ciclo di produzione di un determinato bene. In altri termini si adotterà un approccio "life cycle"

parziale, limitandosi al segmento energeticamente preponderante del ciclo di vita del prodotto.

Le valutazioni saranno applicate alle grandi categorie merceologiche considerate nei sistemi di gestione dei rifiuti adottando per ciascuna di esse parametri energetici medi:

- organico
- vetro
- plastica
- alluminio
- altri metalli
- carta e cartoni

8.1.4 Efficienza energetica nella gestione dei rifiuti

Obiettivo del piano è di raggiungere il sistema di gestione dei rifiuti più efficiente dal punto di vista energetico. L'efficienza verrà valutata secondo la seguente formula:

$$R_{ij} = \frac{E_u}{E_i} \quad (1)$$

dove:

- R_{ij} è l'efficienza energetica della soluzione j applicata al materiale i ;
 E_i è l'energia contenuta nel materiale in entrata nel sistema di gestione dei rifiuti;
 E_u è l'energia utile derivante dalla destinazione del materiale.

Nel calcolo di E_i si considerano tre componenti:

$$E_i = E_{mi} + E_{fi} + P_{ci},$$

dove

- E_{mi} è l'energia necessaria alla produzione del materiale di cui l'oggetto è formato (per oggetti formati da più materiali si considerano solo quelli quantitativamente ed energeticamente prevalenti),
 E_{fi} è l'energia necessaria alla realizzazione dell'oggetto (assemblaggio e forma)
 P_{ci} è il potere calorifico dei materiali che costituiscono l'oggetto.

Nel calcolo di E_u si considerano le seguenti componenti:

$$E_u = E_{mu} + P_{cu} + E_{fu} + E_s + E_{inc} - E_{tr}$$

dove

- E_{mu} è l'energia di produzione del materiale ancora utilizzabile in uscita che sarà diversa da zero solo nel caso di riciclaggio o di riutilizzo dell'oggetto,
 P_{cu} è il potere calorifico dell'oggetto o parte di esso riutilizzati e del materiale riciclato

-
- E_{fu} è l'energia necessaria alla realizzazione dell'oggetto, o di un componente di esso, destinato al riutilizzo,
 E_s è l'energia risparmiata grazie a particolari destinazioni dei materiali riciclati; per esempio, l'energia risparmiata per la minor irrigazione e la minor concimazione consentite grazie all'utilizzo di compost in agricoltura.
 E_{inc} è l'energia termica prodotta negli impianti di incenerimento e realmente utilizzata,
 E_t è l'energia spesa nelle operazioni di gestione dei rifiuti (raccolta, separazione, sterilizzazione, triturazione, compostaggio, fusione, preparazione della materia seconda, ecc.).

L'efficienza della scelta effettuata si può quindi scrivere:

$$R_{ij} = \frac{E_u}{E_i} = \frac{E_{mu} + P_{cu} + E_{fu} + E_s + E_{inc} - E_t}{E_{mi} + E_{fi} + P_{ci}} \quad (2)$$

Se si applica la formula (2) a tutte le filiere merceologiche che si intende prendere in esame potremmo calcolare l'efficienza energetica complessiva della strategia di gestione degli scarti attuata:

$$R_{ij} = \sum_{i=1} \sum_{j=1} R_i \frac{Q_{ij}}{Q_i} \quad (3)$$

dove

- Q_{ij} è la quantità di rifiuti del tipo i destinati alla soluzione j
 Q_i è la quantità totale di rifiuti di tipo i

Obiettivo del piano è identificare le strategie che rendano massima l'efficienza del sistema.

L'analisi quantitativa dei vari flussi merceologici sarà la base delle valutazioni energetiche. Le priorità nella scelta delle soluzioni verranno definite anche in considerazione delle emissioni di gas serra, in particolare si terrà conto delle emissioni di metano dalle discariche e del bilancio di CO_2 attraverso le varie fasi dei cicli di trattamento e di destinazione dei rifiuti.

8.1.5 Scala delle priorità

Attraverso una valutazione comparativa che tenga conto dei diversi input energetici, verranno definite delle scale di priorità di destinazione per ogni filiera merceologica considerata.

Attraverso i dati del Piano Regionale Rifiuti verrà costruito uno schema ottimizzato delle varie filiere merceologiche, quantificato nei vari passaggi in termini di peso e di energia.

8.1.6 Prevenzione e riduzione alla fonte

Il miglior risultato energetico si ottiene riducendo l'input di materiali nel sistema produttivo e prolungando la permanenza di oggetti e materiali all'interno del sistema. Per far ciò si possono attivare diverse azioni che qui di seguito vengono semplicemente elencate a titolo di esempio.

Tutte le azioni che diventeranno oggetto del piano, verranno quantificate e valutati i risultati in termini energetici secondo la formula (2).

8.1.6.1 Ipotesi di sistema tariffario incentivante

In caso di raccolta domiciliare con separazione alla fonte delle frazioni merceologiche da avviare a riciclaggio, è possibile introdurre un sistema tariffario che incentivi i comportamenti corretti ed i risultati migliori.

Introduzione della tariffa calcolata su una base relativa alla superficie dell'abitazione ed al numero di componenti del nucleo familiare, dalla quale vengono sottratti i rifiuti conferiti attraverso i secchi/sacchi della raccolta domiciliare, contrassegnati da codice a barre per l'identificazione.

I mezzi di raccolta, a caricamento automatico o manuale, dovranno essere dotati di lettore del codice a barre, di dispositivo di pesatura, e di strumenti per la registrazione automatica dei dati suddetti. Ciò consentirà una efficace applicazione della tariffa, che costituirà la vera chiave di successo di questa modalità di raccolta. La tariffa dovrà essere trimestrale ed a consuntivo dei risultati della raccolta nel periodo di riferimento.

Tutto il sistema dovrà essere preceduto ed accompagnato da adeguate campagne di informazione, ed i cittadini dovranno essere chiaramente informati con lettera allegata o direttamente nella documentazione relativa alla richiesta di pagamento della "bolletta" trimestrale, dei risultati della raccolta del proprio domicilio, ed in modo trasparente del calcolo della tariffa stessa.

Solo in questo modo il cittadino sarà messo chiaramente di fronte ai vantaggi di un corretto conferimento dei rifiuti, non ultimo quello di poter consegnare comodamente i rifiuti all'interno del proprio domicilio.

Poiché la qualità del materiale raccolto è un elemento chiave per l'economicità del sistema, dovrà essere effettuato un controllo del carico di ciascun mezzo presso i centri di raccolta. Nel caso si riscontrassero anomalie di rilievo, verranno programmati controlli dei contenitori domiciliari nelle zone di provenienza. Il riscontro di conferimenti errati comporterà una lettera ai cittadini coinvolti in cui si ricorderanno i criteri di conferimento e si informeranno che in caso di non raggiungimento degli standard richiesti i rifiuti non potranno essere conteggiati in detrazione nel calcolo della tariffa.

Per evitare che il meccanismo tariffario descritto stimoli un aumento strumentale nell'uso di prodotti usa e getta ed imballaggi riciclabili, la quota

base della tariffa, dalla quale verrà scalato un valore proporzionale alle quantità di materiali conferiti in modo differenziato, dovrà essere proporzionale ai metri quadri dell'abitazione, al numero di residenti, ed alla quantità media totale raccolta nella zona come somma del rifiuto indifferenziato e delle frazioni differenziate:

$$T = k_1 S + k_2 N + k_3 (R_i + R_d) - k_4 R_d \quad (4)$$

dove:

T è la tariffa

S è la superficie dell'abitazione

N è il numero dei residenti

R_i ed R_d sono rispettivamente la quantità media di rifiuto indifferenziato raccolto nella zona e la quantità di rifiuto differenziato prodotto dall' "unità domiciliare"

k_1, k_2, k_3 e k_4 sono dei coefficienti.

Campagne di informazione per i cittadini

- Informazione sui vantaggi tariffari della riduzione dei rifiuti prodotti
- Diffusione di consigli utili per ridurre la produzione di rifiuti.
- Suggerimento pratici di orientamento al consumo di prodotti a minor uso di imballaggi

Risultati attesi

Si suppone, in virtù di quanto accaduto in numerose città italiane, che tale sistema comporterà, oltre alla possibilità di puntare ad obiettivi di riciclaggio superiori al 50%, una riduzione netta della produzione di rifiuti dell'ordine del 20%.

8.1.6.2 Contenitori per bevande

Campagne sulla qualità dell'acqua distribuita in rete, per ridurre il consumo di acqua in bottiglia.

Gli Enti Locali possono promuovere campagne pubblicitarie per informare il pubblico della qualità dell'acqua distribuita in rete, servendosi della collaborazione delle associazioni dei consumatori e delle associazioni ambientaliste.

risultati attesi

Riduzione di circa il 10% dei consumi di acque minerali

Introduzione di sistemi "sperimentali" di Vetro A Rendere con cauzione, attraverso accordi con distributori e produttori assicurandosi che i commercianti registrino sugli scontrini l'ammontare dei depositi per le bottiglie e informino sulle modalità di resa e/o riciclaggio dei contenitori stessi.

In molti casi in cui la distribuzione delle bevande avviene direttamente al domicilio, da parte del grossista, il vuoto a rendere è una prassi consolidata. Si tratta quindi semplicemente di estendere tale sistema ai supermarket ed ai piccoli esercizi commerciali. Per quanto riguarda le acque minerali, si pos-

sono stipulare accordi volontari fra Enti Locali, imprese e commercianti per estendere il ricorso al vetro a rendere.

risultati attesi

Si può pensare di ottenere la sostituzione del 10% delle bottiglie in PET e tetrapack con vetro a rendere

Introduzione sperimentale di alcune bevande in flaconi ricaricabili di policarbonato (modello svedese) attraverso accordi con i grandi produttori e le catene commerciali

Gli Enti Locali potrebbero promuovere un accordo volontario fra i grandi produttori multinazionali ed i distributori, per avviare in via sperimentale la distribuzione di bevande con gli stessi tipi di flaconi di plastica rigida (poli-carbonati o polietilene) utilizzati in altri paesi europei (Svezia). Il produttore dovrebbe garantire il ritiro, la sterilizzazione e la ricarica delle bottiglie usate.

risultati attesi

In Svezia tale sistema consente il riutilizzo per diversi cicli di imbottigliamento, di ben il 98% delle bottiglie per liquidi alimentari. Anche in questo caso si potrebbe partire con una sperimentazione per sostituire il 10% del PET usa e getta, per poi puntare decisamente ad una sostituzione del 50% dei contenitori per liquidi alimentari.

Distribuzione alla spina di acqua, latte e altre bevande presso i ristoranti

Bar, mense ed altri esercizi di ristorazione, anche occasionali nel corso di eventi pubblici, potrebbero effettuare la distribuzione delle bevande alla spina con le stesse modalità oggi utilizzate solo per birra, coca-cola, aranciata e sciroppi. Queste modalità di distribuzione dovrebbero essere oggetto di accordi fra produttori e distributori, resi obbligatori, o almeno incentivati da parte degli Enti Locali con esplicite prescrizioni all'atto della concessione delle relative licenze/autorizzazioni/gare di appalto.

Distribuzione alla spina di prodotti non alimentari (mini e super market)

Si tratta di iniziative che oltre a ridurre i rifiuti semplificherebbero anche l'attività di produttori e commercianti. In questo caso si tratterebbe di una attività sperimentale finalizzata alla individuazione del miglior sistema di distribuzione a spina in grado di garantire i requisiti igienici necessari, soprattutto rivolta a prodotti come saponi e detersivi in polvere, saponi e detersivi liquidi. Anche in questo caso si procederebbe tramite un accordo volontario contenente incentivi e/o agevolazioni da parte degli Enti Locali.

Distribuzione "alla spina" di zucchero, farina, caramelle, ecc. (mini e super market)

Sperimentazione presso le grandi catene di distribuzione cittadine

risultati attesi
Riduzione di plastiche varie e metalli da quantificare.

8.1.6.3 Utilizzo di prodotti riciclati da parte degli uffici pubblici e privati

Obbligo per gli uffici pubblici di acquisto di carta e altri prodotti riciclati

Incentivi ed agevolazioni per gli uffici privati che utilizzano prodotti riciclati

Raccolta differenziata della carta direttamente presso gli uffici

Raccolta delle cartucce di toner esaurite

Incentivi per l'utilizzo di cartucce di toner ed inchiostri ricaricate.

risultati attesi

Riduzione negli acquisti di carta vergine. creazione di un mercato non quantificabile di cartucce ricaricate e plastica riciclata. I risultati in questo caso non sono in termini di riduzione alla fonte dei rifiuti, ma in termini di incremento del mercato del riciclo.

8.1.6.4 Altre iniziative

8.1.6.4.1 Gare di appalto

Inserire come requisito preferenziale nelle gare di appalto, l'utilizzo di prodotti e materiali riciclati e il riciclaggio degli imballaggi.

8.1.6.4.2 Mense

Disincentivazione utilizzo stoviglie monouso.

Raccolta differenziata residui organici comportabili.

8.1.6.4.3 Eventi pubblici

Inserimento nei contratti e nelle licenze dell'esclusione dell'uso di stoviglie usa e getta e sacchetti di plastica.

8.1.6.4.4 Forniture pubbliche

Sistemi di leasing con assistenza e possibile recupero finale dei prodotti o di alcune parti: arredi, strumentazione e prodotti tecnologici, veicoli, ...

Analisi delle possibilità di sostituzione di alcune tipologie di materiali chiave per imballaggio (vaschette polistirolo, pellicole di plastica, ...)

Definizione di standard per la durabilità e riciclabilità dei prodotti commercializzati

Cartucce per stampanti e toner fotocopiatrici: individuazione di modelli ricaricabili e progressiva sostituzione, anche con atti normativi specifici

Acquisto per l'arredo urbano esclusivamente di prodotti da materiali riciclati

Campagne di informazione presso gli uffici per il risparmio della carta.

risultati attesi

Questi interventi possono portare alla riduzione di rifiuti di plastica e di carta.

8.2 ANALISI DEL CICLO DEGLI RSU E VALUTAZIONE DELLE DIVERSE SOLUZIONI

La Regione Marche, con Legge Regionale 28/10/1999, n.28, si è dotata di un **Piano regionale per la gestione dei rifiuti**, basato essenzialmente su due linee fondamentali:

- **politiche di riduzione dei rifiuti**, fondate su accordi di programma per la riduzione di imballaggi a perdere, riutilizzo, auto-compostaggio della frazione organica, introduzione di tasse e tariffe che premiano iniziative di riduzione, fino al divieto di conferimento in discarica di determinati flussi di rifiuti;
- **raccolte differenziate finalizzate al riutilizzo di materiali**, fondate su un progressivo passaggio dalla raccolta stradale a quella domiciliare, al fine di raggiungere i seguenti obiettivi:
 - entro il 31.12.2000 20%
 - entro il 31.12.2001 25%
 - entro il 31.12.2002 30%
 - entro il 31.12.2003 35%

In realtà, come si vede dai dati relativi al 2002, riportati nella tabella 1, essendo la media regionale di raccolta differenziata a circa il 15%, si è ancora piuttosto lontani dall'obiettivo previsto del 30% per tale anno.

2002	PESARO*	ANCONA	MACERATA	ASCOLI	MARCHE
abitanti	351216	448627	301.701	369579	1471123
totale	195720	253813.5	149.666.3	189199.8	800513.8
indifferenziata	169702	216777	117140	160210	677022
differenziata	21208	37036	30805	26224	119005
ingomb.smalt.	4809.5	*1226.6	1721.0	2765.8	4486.8
% RD	10.8%	14.6%	20.6%	13.9%	14.9%

Tab. 8.1 – Situazione raccolte nelle Marche nel 2002
(fonte: ONR, Rapporto Rifiuti 2003)

* Dato 2001

Tuttavia, la bontà delle strategie adottate è confermata dal discreto e progressivo incremento registrato, anche se non nelle quantità attese, che ci fa ritenere necessaria una maggiore attuazione sul territorio delle linee di azione previste.

% RD 2000	% RD 2001	% RD 2002	Variazione 2000-2001	Variazione 2001-2002
9.7	11.9	14.9	2.2	3.0

Tab. 8.2 - Andamento raccolte differenziate nella Regione Marche
(fonte: ONR, Rapporto Rifiuti 2003)

Facendo riferimento alla formula (1) per il calcolo si valuta l'efficienza delle diverse possibili destinazioni delle varie frazioni. Per ciascuna frazione verrà anche indicato il vantaggio energetico "V" di ciascuna soluzione possibile come l'energia risparmiata o l'energia prodotta attraverso ciascuna destinazione finale del rifiuto.

Per quanto riguarda l'incenerimento, dal momento che si è scelto di prendere in considerazione la parte dell'energia contenuta nel materiale effettivamente utilizzata, vengono fatte due ipotesi:

- produzione di elettricità, applicando in tal caso un fattore di rendimento pari a 0.35
- produzione di elettricità e calore in cogenerazione, con un fattore di rendimento pari 0.85

Nel caso in cui, attraverso un processo di trasformazione, dal materiale di scarto viene prodotto un materiale combustibile chimicamente del tutto diverso da esso, come nel caso del biogas e del biodiesel, in considerazione del fatto che non si tratta più di rifiuti ma di prodotti in tutto e per tutto distinti e diversi, non viene applicato il principio dell'energia effettivamente utilizzata e quindi i fattori di rendimento. Questi nuovi prodotti, con il loro potere calorifico, costituiscono di per sé un vantaggio energetico a prescindere dall'utilizzo che ne viene fatto.

8.2.1 Ferro

La soluzione energeticamente più efficiente per questo materiale è il riciclaggio; si tratta inoltre di un materiale per il quale il riutilizzo del rottame ha basi industriali storicamente radicate grazie al notevole vantaggio energetico ottenibile; la produzione di ferro dal rottame richiede circa un terzo dell'energia necessaria alla produzione da materie prime.

Oltre al riciclaggio ed alla discarica non esistono altre alternative praticabili per il trattamento di questo materiale: Calcoliamo l'efficienza per le due soluzioni ricordando che per quanto riguarda la discarica l'efficienza è zero perché nessuna utilità energetica può essere più ottenuta.

Riciclaggio:

$$E_i = E_{mi} = 16.7 \text{ MJ/kg}$$

$$E_u = E_{mu} - E_t = (16.7 - 5.8) \text{ MJ/kg} = 10.9 \text{ MJ/kg}$$

$$R = E_u/E_i = 10.9/16.7 = 0.65$$

dove:

16.7 MJ/kg è l'energia necessaria a produrre il ferro a partire dalla materia prima

5.8 MJ/kg è l'energia necessaria a produrre il ferro a partire dalla materia seconda

In tal caso il vantaggio energetico coincide con E_u :

$$V = 10.9 \text{ MJ/kg}$$

Discarica:

$$E_u = 0 \quad \Rightarrow \quad R = 0$$

8.2.2 Alluminio

Per quanto riguarda l'alluminio valgono le stesse considerazioni fatte per il ferro; il vantaggio del riciclaggio è in tal caso ulteriormente accentuato dall'essere un materiale la cui produzione da materie prime richiede un impiego energetico molto elevato, mentre la produzione da alluminio riciclato richiede una quantità di energia 20 volte inferiore. Per questo materiale c'è infatti un forte interesse da parte dell'industria ad un riciclaggio spinto.

Riciclaggio:

$$E_i = E_{mi} = 80.9 \text{ MJ/kg}$$

$$E_u = E_{mu} - E_t = (80.9 - 4) \text{ MJ/kg} = 76.9 \text{ MJ/kg}$$

$$R = E_u/E_i = 0.95$$

dove:

80.9 MJ/kg è l'energia necessaria a produrre l'alluminio a partire dalla materia prima

4 MJ/kg è l'energia necessaria a produrre l'alluminio a partire dalla materia seconda

In tal caso il vantaggio energetico coincide con E_u :

$$V = 76.9 \text{ MJ/kg}$$

Discarica:

$$E_u = 0 \quad \Rightarrow \quad R = 0$$

8.2.3 Vetro

Per quanto riguarda il vetro la situazione è piuttosto controversa. A fronte di un vantaggio energetico del riutilizzo di ben 5 volte superiore a quello ottenibile riciclando il rottame, l'industria del vetro non è attualmente interessata ad entrare nel ciclo del riutilizzo; ciò probabilmente è dovuto alla necessità di attuare un meccanismo organizzativo che coinvolga produttori del vetro, produttori di bevande, distribuzione e consumatori. L'industria propende per la soluzione più semplice costituita dalla fusione del rottame. Tuttavia la consistenza del vantaggio energetico superiore ottenibile, ci porta a considerare l'opportunità di sottrarre alla rottamazione la massima quantità possibile di bottiglie, attraverso accordi di programma fra i vari soggetti coinvolti.

Riciclaggio:

$$E_i = E_{mi} = 20 \text{ MJ/kg}$$

$$E_u = E_{mu} - E_t = (20 - 17) \text{ MJ/kg} = 3 \text{ MJ/kg}$$

$$R = E_u/E_i = 0.15$$

dove:

20 MJ/kg è l'energia necessaria a produrre il vetro a partire dalla materia prima

17 MJ/kg è l'energia necessaria a produrre il ferro a partire dalla materia seconda

In tal caso il vantaggio energetico coincide con E_u :

$$V = 3 \text{ MJ/kg}$$

Riutilizzo

$$E_i = E_{mi} = 20 \text{ MJ/kg}$$

$$E_u = E_{mu} - E_t = (20 - 4) \text{ MJ/kg} = 16 \text{ MJ/kg}$$

(E_t è l'energia per la sterilizzazione dell'oggetto)

$$R = E_u/E_i = 0.80$$

dove:

4 MJ/kg è l'energia necessaria al lavaggio e sterilizzazione dell'oggetto

In tal caso il vantaggio energetico coincide con E_u :

$$V = 16 \text{ MJ/kg}$$

Discarica:

$$E_u = 0 \quad \Rightarrow \quad R = 0$$

8.2.4 Carta

La soluzione che presenta la maggior efficienza energetica è sicuramente il riutilizzo, che consente vantaggi doppi rispetto all'incenerimento. Inoltre il riciclaggio della carta comporta benefici ambientali ben noti riducendo la domanda di cellulosa vergine. A favore del riciclaggio spinto depone anche la attitudine culturalmente consolidata nel vasto pubblico a partecipare alle raccolte, e la presenza di molteplici operatori operanti da molti anni. Il potere calorifico piuttosto modesto, compreso fra 15,5 e 18,5 MJ/kg, rende poco conveniente l'incenerimento, a causa delle grandi quantità necessarie con i relativi costi energetici di trasporto, e di una elevata produzione di ceneri da smaltire. Anche in questo caso dalla discarica non si ottengono benefici a causa della modesta partecipazione di questo materiale ai processi biologici di produzione del biogas.

Riciclaggio:

$$E_i = E_{mi} + P_{ci} = (25,1 + 15,5) \text{ MJ/kg} = 40,5 \text{ MJ/kg}$$

$$E_u = E_{mu} - E_t + P_{cu} = (25,1 - 10 + 15,5) = 30,6 \text{ MJ/kg}$$

$$R = E_u/E_i = 0,76$$

dove:

25,1 MJ/kg è l'energia necessaria alla produzione della carta da materia prima

10 MJ/kg è l'energia necessaria alla produzione della carta da materia seconda

In tal caso il vantaggio energetico è:

$$V = 15,1 \text{ MJ/kg}$$

Incenerimento:

$$E_i = E_{mi} + P_{ci} = (25,1 + 15,5) \text{ MJ/kg} = 40,5 \text{ MJ/kg}$$

Solo elettricità

$$E_u = P_{cu} * 0,35^{14} = 15,5 * 0,35 \text{ MJ/kg} = 5,4 \text{ MJ}_e/\text{kg}$$

¹⁴ Per la produzione elettrica si è adottato un rendimento del 35% in considerazione della taglia medio-piccola degli impianti di incenerimento

$$R = E_u/E_i = 0,13$$

Cogenerazione

$$E_u = P_{cu} * 0.85^{15} = 15.5 * 0.85 \text{ MJ/kg} = 13.2 \text{ MJ/kg}$$

$$R = E_u/E_i = 0.33$$

In tal caso il vantaggio energetico coincide con E_u :

$$V_{el} = 5.4 \text{ MJ}_e/\text{kg}$$

$$V_{cog} = 13.2 \text{ MJ/kg}$$

Discarica:

$$E_u = 0 \quad \Rightarrow \quad R = 0$$

8.2.5 Plastica

Per quanto riguarda la plastica il potere calorifico varia dai 20 MJ/kg del PVC ai 46 MJ/kg del PET, valori energeticamente comunque interessanti. Trattandosi tuttavia di materiali che richiedono una quantità di energia di gran lunga superiore per essere prodotti il riciclaggio consente un beneficio energetico decisamente superiore all'incenerimento. La soluzione energeticamente più efficiente non può che essere anche in questo caso il riutilizzo degli oggetti integri, in particolare per quanto riguarda imballaggi e bottiglie; tuttavia il riutilizzo richiede scelte che coinvolgono direttamente le industrie. E' tipico il caso delle multinazionali di bevande che in Italia imbottigliano con PET monouso ed in molti altri paesi in policarbonati riutilizzabili fino a 30-40 volte. In tal caso vanno anche considerate come soluzione ottimale, anche se di difficile quantificazione energetica, le iniziative di prevenzione contenute nel Piano Regionale Rifiuti, quali la soppressione totale del contenitore passando alla distribuzione alla spina del prodotto.

Riutilizzo:

$$E_i = E_{mi} + P_{ci}^{16} = (58.6 + 33) \text{ MJ/kg} = 91.6 \text{ MJ/kg}^{17}$$

$$E_u = E_{mu} - E_t + P_{cu} = (58.6 - 4^{18} + 33) \text{ MJ/kg} = 87.6 \text{ MJ/kg}$$

$$R = E_u/E_i = 0.96$$

dove

58.6 MJ/kg è l'energia mediamente necessaria alla produzione dei tipi di plastica più diffusi sul mercato

4 MJ/kg è l'energia necessaria a lavaggio e sterilizzazione

Il vantaggio energetico è l'energia risparmiata per la non produzione dell'oggetto riutilizzato, al netto dell'energia spesa per il riutilizzo:

$$V = (58.6 - 4) \text{ MJ/kg} = 54.6 \text{ MJ/kg}$$

Riciclaggio:

$$E_i = E_{mi} + P_{ci} = (58.6 + 33) \text{ MJ/kg} = 91.6 \text{ MJ/kg}$$

$$E_u = E_{mu} - E_t + P_{cu} = (58.6 - 8.4 + 33) \text{ MJ/kg} = 83.2 \text{ MJ/kg}$$

$$R = E_u/E_i = 0.91$$

dove:

¹⁵ Per la produzione di calore ed elettricità in cogenerazione si è adottato un rendimento del 85% in tal caso favorito dalla taglia medio-piccola degli impianti di incenerimento

¹⁶ Si è considerato un potere calorifico medio fra quello del PVC (20 MJ/kg) e quello del PET (46 MJ/kg)

¹⁷ Nel calcolo non è stato possibile inserire l'energia spesa per formare l'oggetto; l'inclusione di questa energia avrebbe reso ancora maggiore l'efficienza del riutilizzo

¹⁸ In assenza di dati certi in letteratura sui consumi per lavaggio e sterilizzazione dei contenitori di plastica usati, si è attribuito a tali operazioni un consumo medio di 4 MJ/kg

58.6 MJ/kg è l'energia mediamente necessaria alla produzione dei tipi di plastica più diffusi sul mercato

8.4 MJ/kg è l'energia necessaria alla produzione di plastica da materie seconde

Il vantaggio energetico è l'energia risparmiata producendo la plastica da materie seconde rispetto alla produzione da materie prime:

$$V = 50.2 \text{ MJ/kg}$$

Incenerimento:

$$E_i = E_{mi} + P_{ci} = (58.6 + 33) \text{ MJ/kg} = 91.6 \text{ MJ/kg}$$

Solo elettricità

$$E_u = P_{cu} * 0.35^{19} = 33 * 0.35 \text{ MJ/kg} = 11.6 \text{ MJ/kg}$$

$$R = E_u/E_i = 0.13$$

Cogenerazione

$$E_u = P_{cu} * 0.85^{20} = 33 * 0.85 \text{ MJ/kg} = 28.1 \text{ MJ/kg}$$

$$R = E_u/E_i = 0.31$$

In tal caso il vantaggio energetico coincide con E_u :

$$V_{el} = 11.6 \text{ MJ}_e/\text{kg}$$

$$V_{cog} = 28.1 \text{ MJ/kg}$$

8.2.6 Organico

Per quanto riguarda la frazione organica, trattandosi prevalentemente di scarti alimentari non essendo possibile un riciclaggio in sostituzione della materia prima, la E_{mi} ha poco significato per i nostri scopi. Il riciclaggio possibile passa attraverso la trasformazione in compost, e quindi, a differenza degli altri materiali, non destinato alle stesse funzioni originarie. Quindi non ha molto senso per i nostri scopi effettuare una analisi energetica quantitativa come quella fin qui applicata, basata sull'energia utilizzata per produrre la materia prima (alimenti, scarti di giardino, ecc.) Ci limiteremo in tal caso ad alcune valutazioni energetiche relative all'utilizzo finale dei materiali.

Compostaggio

Un terreno biologicamente sano, cioè con un buon contenuto di humus, è anche un terreno che fa risparmiare energia; essendo in grado di trattenere l'acqua consente infatti di ridurre la necessità di irrigazione e di concimazione artificiale, attività cui corrispondono gran parte dei consumi energetici in agricoltura. Inoltre l'humus è un importante serbatoio di accumulo di CO_2 con i relativi benefici nella lotta ai cambiamenti climatici; il suolo biologicamente produttivo può contenere complessivamente una quantità di carbonio più di 4 volte superiore di quella contenuta nella vegetazione che sostiene.

E' difficile valutare la riduzione delle necessità di irrigazione ed il vantaggio energetico derivante in quanto questa dipende dal tipo di terreno e dalle colture e dalle tecniche di coltivazione (tipo di irrigazione).

E' possibile invece valutare il potenziale risparmio energetico derivante dalla sostituzione di fertilizzanti con i nutrienti contenuti nel compost.

¹⁹ vedi nota 1

²⁰ vedi nota 2

Nella tabella seguente sono riportati il contenuto di azoto, fosforo e potassio del compost ed il costo energetico della produzione di acido solforico, acido nitrico e acido fosforico, che sono la base per la produzione industriale dei fertilizzanti NPK. La tabella è costruita sulla base dei dati riportati nel rapporto Biowaste and Climate Change (Enzo Favoino e Dominic Hogg, 2003)

Compost	Azoto	Fosforo (come P ₂ O ₅)	Potassio (come K ₂ O)
Contenuto nel compost (m. secca)	1.5%	1.0%	1.2%
Produzione di fertilizzanti	Azoto	Fosforo	Potassio
Consumi energetici (drying) [MJ/kg]	0.00057759	0.000578	0.000578
Elettricità [kWh/kg]	8.3704E-05	0.000482	8.37E-05
Attività estrattiva [kWh/kg]		0.243	
Energia risparmiata dall'applicazione di 10 t/ha di compost secco [kWh]			160-1590

Tab. 8.3 - Dati energetici nel confronto fra compost e fertilizzanti chimici

L'attività estrattiva della materia prima per la produzione dei fertilizzanti, è di gran lunga preponderante rispetto ai consumi derivanti dalle altre fasi della produzione dei fertilizzanti. Purtroppo il dato è fornito solo per l'estrazione dei fosfati; considerando che per la produzione di una tonnellata di P₂O₅ ne occorrono 3.3 di fosfati, il consumo energetico che ne consegue è di ben 0.243 kWh.

In questo caso, visti i modesti valori in gioco, la soluzione compostaggio non può essere valutata solo in termini energetici, ma sono necessarie considerazioni ecologiche più generali. Soprattutto essa consente un'ampia disponibilità di spazio per collocare la componente maggiore dei rifiuti urbani, stimabile su scala regionale in oltre 200000 tonn/anno, con un indubbio beneficio ecologico, anche in termini di apporto di nutrienti. Si verrebbe in tal modo a chiudere il ciclo che vede materiali organici sotto forma di alimenti lasciare le aree agricole, e divenire rifiuti nei luoghi di consumo. Il ripristino del contenuto organico dei terreni riduce e previene inoltre i fenomeni erosivi. Il vantaggio energetico derivante dall'uso del compost è di difficile valutazione; esso dipende infatti dalle quantità per ettaro sparse, dalla pedologia, dalla situazione idrogeologica, dalle caratteristiche meteorologiche dell'area, dal tipo di colture e dalle tecniche di coltivazione praticate. Si è adottato allora un valore indicativo pari a:

$$V = 110 \text{ MJ/t}$$

Digestione anaerobica

La digestione anaerobica applicata prima della trasformazione in compost dei rifiuti organici, consente l'estrazione del biogas che ha un buon potere calorifico (20-25 MJ/m³), evitando inoltre la dispersione in atmosfera di questo gas che ha un "effetto serra" 40 volte superiore alla CO₂. La digestione anaerobica può nobilitare anche energeticamente la soluzione compostaggio.

	produzione m ³ /t	pci MJ/m ³	rifiuto organico MJ/kg
biogas	100-200	20-25	2-5

Tab. 8.4 - Produzione di biogas

In tal caso si è scelto di prendere come vantaggio energetico il valore medio del potere calorifico:

$$V = 22.5 \text{ MJ/m}^3$$

Incenerimento

Visto il potere calorifico piuttosto modesto di questi materiali (10 MJ/kg), per ottenere quantità di calore significative occorre una gran quantità di materiale, e ciò rende poco conveniente l'incenerimento rispetto alla produzione di biogas e compost. Il vantaggio energetico è:

$$V_{el} = 3.5 \text{ MJ/kg}$$

$$V_{cog} = 8.5$$

8.2.7 Organico: olii vegetali esausti

Gli olii vegetali usati, dopo pretrattamenti consistenti prevalentemente in operazioni di filtraggio, possono essere sottoposti ad esterificazione per la produzione di glicerina e biodiesel. Oltre alla possibilità di avere un combustibile utilizzabile per produrre elettricità e calore ciò consentirebbe di sottrarre ai rifiuti materiali, che finendo prevalentemente in fognatura richiedono per la depurazione circa 11 MJ/t.

	pci MJ/dm ³	densità kg/dm ³	pci MJ/kg
biodiesel	100-200	20-25	2-5

Tab. 8.5 – Caratteristiche energetiche del biodiesel

Da 1 kg di olio vegetale usato si ottengono 1.42 kg di biodiesel, dai quali si possono ricavare 40.2 MJ. Attribuiamo ad E_i questo potenziale valore energetico derivante dalla trasformazione in biodiesel, come l'energia massima ottenibile da un kg di olio vegetale.

$$E_i = 40.2 \text{ MJ/kg}$$

Produzione di biodiesel

In questo caso è possibile utilizzare il massimo dell'energia disponibile. Tuttavia per effettuare una analisi energetica completa secondo lo schema proposto occorrerebbe avere i dati energetici per calcolare il vantaggio nella produzione di biodiesel da olio usato rispetto alla produzione a partire dalle coltivazioni di colza o girasole.

$$E_u = E_{mu} + P_{cu} + E_s + E_c - E_t$$

dove

E_{mu} è l'energia spesa per la trasformazione in biodiesel di un kg di olio

P_{cu} = 40,2 MJ è l'energia ottenibile da 1,42 kg di biodiesel prodotti dalla trasformazione di 1 kg di olio

-
- E_s = 0,011 MJ/kg è l'energia risparmiata per l'evitata depurazione di un kg di olio
 E_c è l'energia spesa nelle colture necessarie alla produzione di 1 kg di olio
 E_t è l'energia spesa per i trattamenti cui deve essere sottoposto l'olio usato per essere avviato al processo di produzione di biodiesel

Scarico in fognatura

$$E_u = - E_t = - 0.011 \text{ MJ/kg}$$

Il risultato energetico è negativo, consistendo nell'impiego di energia necessaria alla depurazione

Sono molti i parametri mancanti per una valutazione completa tuttavia il beneficio derivante dall'interessante potere calorifico del biodiesel è sicuramente il contributo dominante nell'analisi energetica. Si è deciso di prendere allora come vantaggio energetico il potere calorifico del biodiesel trascurando l'energia risparmiata per la non depurazione che al confronto ha un peso marginale, come al solito valutato in termini di energia utile nei due casi della sola produzione elettrica e della cogenerazione:

$$V = 28.2 \text{ MJ/kg di biodiesel (o } 40.2 \text{ MJ/kg di olio)}$$

8.2.8 Tessuti

Trattandosi di materiali estremamente eterogenei, sia naturali (seta, lana, cotone, ecc.) sia sintetici (poliammidi, poliesteri, fibre acriliche, ecc.) non è possibile effettuare una analisi energetica completa secondo il metodo fin qui seguito. si può tuttavia attribuire un valore energetico nell'ipotesi di incenerimento, pari a un potere calorifico medio di 20 MJ/kg.

$$V_{el} = 7 \text{ MJ/kg}$$
$$V_{cog} = 17 \text{ MJ/kg}$$

Nella tabella 8.6 è riportato il quadro di sintesi dei valori adottati per il vantaggio energetico delle singole frazioni di rifiuto.

8.3 INDIVIDUAZIONE DI UNO SCHEMA OTTIMIZZATO DI DESTINAZIONE DELLE DIVERSE FRAZIONI MERCEOLOGICHE

Entrambi gli scenari sono costruiti sulla base delle considerazioni fatte nel capitolo precedente per le singole frazioni.

Per la definizione degli obiettivi di raccolta sono stati utilizzati i risultati medi ottenuti in Italia per le rispettive modalità di raccolta. Va quindi considerato che si tratta di obiettivi ambiziosi ma realistici, raggiungibili nell'arco di tre anni, ma che nella loro attuazione potrebbero anche prevedere tempi diversamente articolati nei vari comuni.

rifiuto	soluzione	Umis	V energ.
tutti	discarica		0
ferro	riciclaggio	MJ/kg	10.9
alluminio	riciclaggio	MJ/kg	76.9
vetro	vuoto a rendere	MJ/kg	16
	riciclaggio	MJ/kg	3
carta	riciclaggio	MJ/kg	15.1
	incener. cogen.	MJ/kg	13.2
plastica	vuoto a rendere	MJ/kg	54.6
	riciclaggio	MJ/kg	50.2
	incener. cogen.	MJ/kg	28.1
organico	compost	MJ/t	110
	biogas	MJ/m ³	22.5
	incener. cogen.	MJ/kg	10
olio veget.	biodiesel	MJ/kg	28.2
tessuti	incener. cogen.	MJ/kg	17

Tab. 8.6 - vantaggio energetico delle varie soluzioni

Vengono proposti due scenari; il primo con un orizzonte temporale di tre anni, il secondo attuabile nei successivi due anni.

8.3.1 Scenario 1

Lo scenario 1 si basa sulla stabilizzazione della produzione attuale di rifiuti, riportata nella Tabella 8.7.

	PESARO*	ANCONA	MACERATA	ASCOLI	MARCHE
totale rifiuti	195720	253814	149666	189200	800514
materia organica	48930	63453	37417	47300	200128
carta e cartoni	48930	63453	37417	47300	200128
plastica	21529	27919	16463	20812	88057
tessili	13700	17767	10477	13244	56036
metalli	7829	10153	5987	7568	32021
vetro	13700	17767	10477	13244	56036
altro	41101	53301	31430	39732	168108

Tab. 8.7 - Produzione di RSU nel 2002 [ton]
(stima su composizione standard del rifiuto domestico)

* dato 2001

Lo scenario ipotizzato prevede un notevole miglioramento operativo nell'attuazione degli indirizzi riportati nel Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti. Nella Tabella 8.8 si riporta il confronto fra la situazione attuale delle raccolte e quella ipotizzata nello scenario.

		PESARO*	ANCONA	MACERATA	ASCOLI	MARCHE
totale (%)	attuale	10.8	14.6	20.6	13.9	14.9
	Scenario 1	48	48	48	48	48
organico (%)	attuale	1.4	1.2	23	19.8	9.8
	Scenario 1	60	60	60	60	60
carta (%)	attuale	19	17.3	25.7	15.1	19.3
	Scenario 1	60	60	60	60	60
plastica (%)	attuale	6.2	6.5	8.5	3.8	6.3
	Scenario 1	60	60	60	60	60
tessili (%)	attuale	2.7	3.5	3.2	0.7	2.6
	Scenario 1	45	45	45	45	45
metalli (%)	attuale	0.01	0.02	32	23.6	11.6
	Scenario 1	60	60	60	60	60
vetro (%)	attuale	36.3	30.3	37	28	33.6
	Scenario 1	80	80	80	80	80

Tab. 8.8 - confronto fra la situazione attuale (2002) della Raccolta Differenziata (RD) e quella ipotizzata nello scenario 1

*dati 2001

Ipotesi tecniche

- Per quanto riguarda il compostaggio della frazione organica si è utilizzato un rendimento in peso del 33% in considerazione del fatto che dal 50% del materiale raccolto si estrarrà anche il biogas.
- Nella selezione delle raccolte multimateriale si è considerata una perdita del 15%
- Si è considerato un recupero del 90% dei metalli provenienti dalle raccolte indifferenziate
- Si è considerato un recupero del materiale organico impuro proveniente dalle raccolte indifferenziate pari al 15 % della massa totale dei rifiuti trattati
- Si è considerata una riduzione in peso del 15% dovuta a perdite di processo di (essenzialmente umidità)

La soluzione prospettata è sintetizzata nella Tabella 8.9.

Destinazione	Quantità [1000 ton]	%
Compostaggio	120	15
Riutilizzo		
Riciclaggio	262.9	33
FOS	64.3	8
Incenerimento	28.8	3.5
Discarica	259.7	32.5
Perdite di processo	64.3	8
TOTALE	800	100

Tab. 8.9 - Quadro di sintesi dello scenario 1

Nella Tabella 8.10 sono riportate le valutazioni energetiche dello scenario 1. L'efficienza è calcolata secondo la formula (3). In alcuni casi al posto della valutazione dell'efficienza energetica viene riportata la sigla

“nr” che sta per non rilevante. Si tratta dei casi in cui, come descritto nella metodologia, il materiale non presenta caratteristiche energetiche interessanti, per cui la scelta è influenzata da altri tipi di considerazioni.

L'utilità energetica della soluzione prospettata nello scenario 1 corrisponde ad un vantaggio energetico, in termini di energia prodotta ed energia risparmiata, pari a circa **9 219 920 GJ/anno**.

Tipo di rifiuto	Quantità prodotte [1000 t/a]	Destinazione finale	Quantità [1000 t/a]	Vantaggio energetico [GJ]	Efficienza energetica	emissioni evitate ton CO ₂ eq
Organico	200	Compost	40	4400	nr	277
		Biogas	9000000 m ³	202500		12766
		FOS	?	0		
		Discarica	56.7	0		
Carta + cartone	200	Riciclo	120	1812000	0.47	114234
		incen.cog	8	105600		6657
		discarica	72	0		
Plastiche	88	riciclo	44.9	2253980	0.48	142098
		incen. cog	4.3	120830		*
		discarica	38.8	0		
Metalli **	32	riciclo	28	1229200	0.70	77492
		discarica	4	0		
Vetro	56	riciclo	44.8	134400	0.12	8473
		discarica	11.2	0		
Tessuti	56	riciclo	25.2		nr	
		incen.cog	3	51000		*
		discarica	27.8			
Altro	168	?	?	?	?	
TOTALE	800			7593170		361999
			ktep	181.3		

Tab. 8.10 - Risultati energetici dello Scenario 1

* l'incenerimento non consente di evitare le emissioni di CO₂

** si è considerata una composizione 50% alluminio, 50% materiali ferrosi

FOS: Frazione Organica Stabilizzata

8.3.2 Scenario 2

Per lo **scenario 2** con interventi di riduzione e prevenzione si è ipotizzato di dare attuazione alle linee di intervento contenute nel Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti che potranno entrare a regime dopo i tre anni di attuazione dello scenario 1.

L'attuazione degli obiettivi di raccolta domiciliare previsti dallo scenario 1, ovunque siano stati conseguiti hanno comportato una riduzione spontanea della quantità di rifiuti fra il 10% ed il 20%. Se a questa riduzione si affiancano gli interventi di prevenzione dal Piano Rifiuti si possono ipotizzare i seguenti risultati raggiungibili in 5 anni:

- riduzione netta della produzione di rifiuti dell'ordine del 20%,
- riduzione della frazione carta e cartoni di 70.000 tonnellate/anno
- riduzione della frazione plastica di 35.000 tonnellate/anno
- riduzione della frazione metallo di 6.500 tonnellate/anno
- riduzione della frazione carta e cartoni di 11.000 tonnellate/anno

- raccolta del 50% degli olii vegetali, pari a circa 2.207 tonnellate
- riutilizzo con vuoto a rendere (VAR) del 10% della plastica e del 20% del vetro.

La soluzione prospettata è sintetizzata nella Tabella 8.11.

Destinazione	Quantità [1000 ton]	%
Compostaggio	120	17.7
Riutilizzo	14.3	2.1
Riciclaggio	179.4	26.5
FOS	56	8.3
Incenerimento	25.2	3.7
Discarica	226.6	33.4
Perdite di processo	56	8.3
TOTALE	677.5	100

Tab. 8.11 - Quadro di sintesi dello scenario 2

Per quanto riguarda gli olii vegetali in Tabella 8.12 sono riportati i dati delle raccolte al 2002, confrontati con una stima del totale scartato calcolato sulla base di circa 3 kg a persona per anno, comprendendo in questa stima anche le quantità scartate dai pubblici esercizi di ristorazione.

	olii vegetali stima 3 kg/pc	olii vegetali raccolti	% raccolti	obiettivo 50%
PESARO*	1053.6	0	0.0	526.8
ANCONA	1345.9	14.39	1.1	672.9
MACERATA	905.1	71.67	7.9	452.6
ASCOLI PICENO	1108.7	0	0.0	554.4
MARCHE	4413.3	86.06	2.0	2206.7

Tab. 8.12 - Raccolta olii vegetali nell'anno 2002 [ton/anno]

*Dato 2001

Nella Tabella 8.13 è riportata la riduzione ottenuta per frazione merceologica, mentre nella Tabella 8.14 sono riportate le valutazioni energetiche dello scenario 2. Si noti che la quantità di energia utile ottenuta o risparmiata, risulta inferiore rispetto allo scenario 1 in quanto si è ottenuta una riduzione nella produzione di rifiuti. Mentre migliora l'efficienza di vetro e plastica su cui si è proposta una quota di riutilizzo. Occorre tener presente che l'obiettivo di ottimizzazione di un sistema di gestione dei rifiuti non è la produzione di energia ma semmai potrebbe essere il risparmio energetico. Una minor produzione dei rifiuti comporta minori materiali prodotti e quindi un risparmio energetico.

Tipo di rifiuto	Scenario 1 [1000 t/a]	Scenario 2 [1000 t/a]	Riduzione [1000 t/a]	Energia risparmiata [GJ]
organico	200	200	0	
carta+cartone	200	130	-70	1757000
plastiche	88	53	-35	2051000
Metalli	32	25.5	-6.5	317200
Vetro	56	45	-11	220000
Tessuti	56	56	0	
Altro	168	168	0	
TOTALE	800	677.5	-122.5	4345200

Tab. 8.13 - Energia risparmiata per la riduzione dei rifiuti

L'energia risparmiata dalla non produzione di questi materiali è stata calcolata in base all'energia di produzione del singolo materiale, utilizzando i valori utilizzati nella prima parte di questo capitolo.

Tipo di rifiuto	Quantità prodotte [1000 t/a]	Destinazione finale	Quantità [1000 t/a]	Vantaggio energetico [GJ]	Efficienza energetica	emissioni evitate ton CO2eq
Organico	200	Compost	40	4400	nr	277
		Biogas	9000000 m ³	202500		12766
		FOS	?	0		
		Discarica	56	0		
Carta + cartone	130	Riciclo	78	1177800	0.46	150471
		incen.cog	5.2	105600		*
		discarica	46.8	0		
Plastiche	53	VAR	5.3	289380	0.56	
		riciclo	27	1355400		247964
		incen. cog	1.6	44960		*
		discarica	19.1	0		
Metalli*	25.5	riciclo	22.2	974580	0.70	61440
		discarica	3.3	0		
Vetro	45	VAR	9	144000	0.25	9078
		riciclo	27	81000		5106
		discarica	9	0		
Tessuti	56	riciclo	25.2			
		incen.cog	3	51000		*
		discarica	27.8			
Altro	168	?	?	?	?	
TOTALE	677.5			4430620		487104
Olii vegetali	4.4	biodiesel	3.12	87984		5546
		fognatura	2.2	0		
Riduzione delle quantità di rifiuti prodotti				4345200		273935
TOTALE				8863804		766586
				ktep		211.7

Tab. 8.14 - Valutazioni energetiche dello scenario 2

*l'incenerimento non consente di evitare le emissioni di CO₂

FOS: Frazione Organica Stabilizzata

8.3.3 Scenario al 2015

Incentivando fino al 2015 le iniziative attuate secondo i criteri esposti è possibile raggiungere i seguenti risultati:

Tipo di rifiuto	Scenario 1 [1000 t/a]	Scenario 2015 [1000 t/a]	Riduzione [1000 t/a]	Energia risparmiata [GJ]
organico	200	200	0	
carta+cartone	200	104	-96	2423656
plastiche	88	36	-52	3047200
Metalli	32	22	-10	488000
Vetro	56	45	-11	220000
Tessuti	56	55	1	
Altro	168	98	70	
TOTALE	800	560	-240	6178856

Tab. 8.15 - Energia risparmiata per la riduzione dei rifiuti dallo scenario 1 allo scenario 2015

Tipo di rifiuto	Quantità prodotte [1000 t/a]	Destinazione finale	Quantità [1000 t/a]	Vantaggio energetico [GJ]	Efficienza energetica	emissioni evitate ton CO ₂ eq
Organico	200	Compost	53	5830	nr	367
		Biogas	12000000 m ³	270000		17021
		FOS	?	0		
		Discarica	40	0		
Carta + cartone	104	Riciclo	60	906000	0,46	60521
		incen.cog	4	52800		*
		discarica	40	0		
Plastiche	36	VAR	10	546000	0,56	47471
		riciclo	15	753000		
		incen. cog	1	28100		
		discarica	10	0		
Metalli**	22	riciclo	20	878000	0,70	55351
		discarica	2	0		
Vetro	45	VAR	20	320000	0,25	20173
		riciclo	20	60000		3782
		discarica	5	0		
Tessuti	55	riciclo	25		nr	*
		incen.cog	3	51000		
		discarica	27			
Altro	98	?	?	?	?	
TOTALE	560			3870730		204690
Olii vegetali	4.4	biodiesel	4.3	121260		7644
		fognatura	1.4	0		
Riduzione rifiuti prodotti rispetto allo scenario 1				4345200		273935
TOTALE				8863804		766586
				ktep	211.7	

Tab. 8.16 - Valutazioni energetiche dello scenario 2015

*l'incenerimento non consente di evitare le emissioni di CO₂

** alluminio e ferro al 50%

FOS: Frazione Organica Stabilizzata

Nella Tabella 8.17 vengono messi a confronto i tre scenari descritti.

Destinazione	t (x1000)	%	t (x1000)	%	t (x1000)	%
	scenario 1 2008		scenario 2 2010		scenario 2015	
Compostaggio	120	15	120	17.7	160	28.8
Riutilizzo			14.3	2.1	30	5.4
Riciclaggio	262.9	33	179.4	26.5	140	25.2
FOS	64.3	8	56	8.3	40	7.2
Incenerimento	28.8	3.5	25.2	3.7	15	2.7
Discarica	259.7	32.5	226.6	33.4	130	23.4
Perdite di processo	64.3	8	56	8.3	40	7.2
TOTALE	800	100	677.5	100	560	100

Tab. 8.17 – Confronto fra scenario 1 (2008), scenario 2 (2010) e scenario 2015

La Figura 8.3 mostra chiaramente l'andamento in discesa nel tempo delle quantità assolute, ma un aumento in termini percentuali delle quote di riutilizzo, riciclaggio e compostaggio.

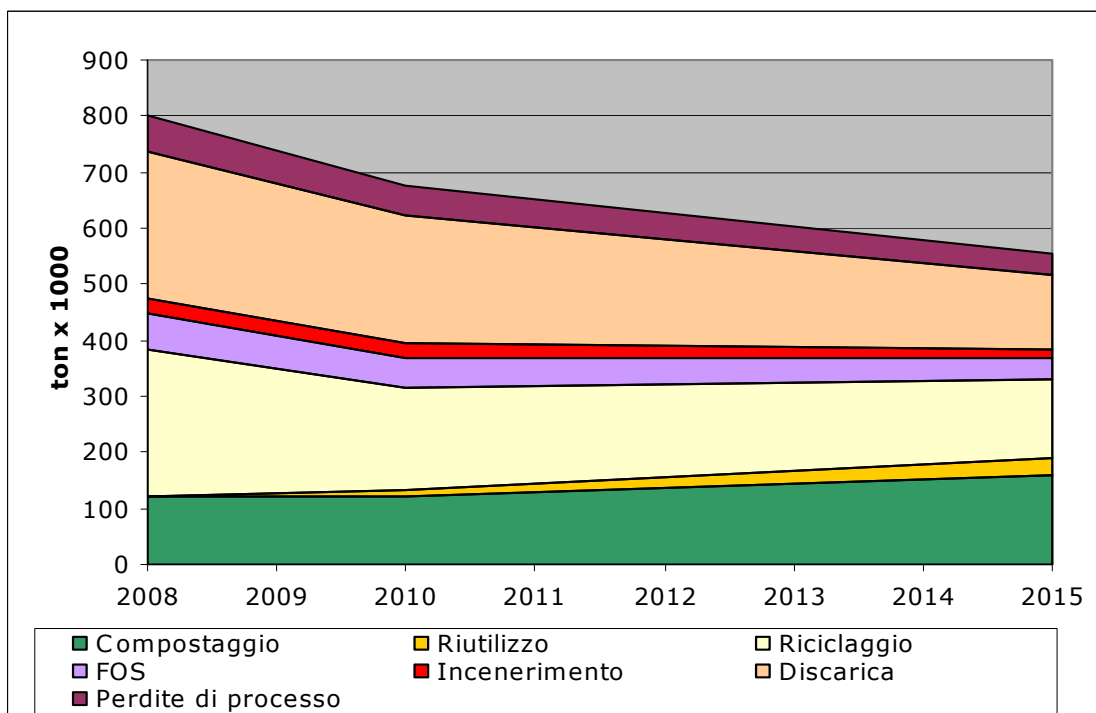


Fig. 8.3 – Andamento nel tempo delle quantità di rifiuti prodotte dagli scenari proposti

8.4 ANALISI DEL CICLO DEI RIFIUTI SPECIALI (RS)

Nella Regione Marche, nel 2001 sono stati prodotti 1 257 519 ton di rifiuti speciali, esclusi i rifiuti non pericolosi prodotti da attività di costruzione e demolizione (Tabella 8.19). Di questi 42 825 ton sono speciali pericolosi e 3 037 ton sono speciali con CER (Codice Europeo Rifiuti, Tab. 8.18) non determinato.

In assenza di informazioni dettagliate sulla natura dei materiali non è possibile effettuare una analisi energetica come nel caso degli RSU.

Ci si limiterà a dare indicazioni generali di indirizzo, al fine di migliorare la situazione attuale. Si propone in particolare di incentivare le iniziative di riciclaggio e di scambio ed avviare a produzione di "compost verde" per usi agricoli gli scarti organici dell'industria agro-alimentare e per la produzione di "compost grigio", per ripristini ambientali ma non per uso agricolo, dei fanghi dei depuratori civili, solo se sia accertata l'assenza di quantitativi significativi di metalli pesanti ed altre sostanze tossiche, tali da comprometterne la qualità e la utilizzabilità.

Sul territorio regionale, come si vedrà dalla Tabella 8.23, già esiste una discreta attività di recupero di rifiuti speciali, anche tossici, che potrebbe essere ulteriormente migliorata.

01	Rifiuti derivanti dalla prospezione, l'estrazione, il trattamento e l'ulteriore lavorazione di minerali e materiali di cava
02	Rifiuti provenienti da produzione, trattamento e preparazione di alimenti in agricoltura, orticoltura, caccia, pesca ed acquacoltura
03	Rifiuti della lavorazione del legno e della produzione di carta, polpa, cartone, pannelli e mobili
04	Rifiuti della produzione conciaria e tessile
05	Rifiuti della raffinazione del petrolio, purificazione del gas naturale e trattamento pirolitico del carbone
06	Rifiuti da processi chimici inorganici
07	Rifiuti da processi chimici organici
08	Rifiuti da produzione, formulazione, fornitura ed uso (PFFU) di rivestimenti (pitture, vernici e smalti vetriati), sigillanti, e inchiostri per stampa
09	Rifiuti dell'industria fotografica
10	Rifiuti inorganici provenienti da processi termici
11	Rifiuti inorganici contenenti metalli provenienti dal trattamento e ricopertura di metalli; idrometallurgia non ferrosa
12	Rifiuti di lavorazione e di trattamento superficiale di metalli, e plastica
13	Oli esausti (tranne gli oli commestibili 05 e 12)
14	Rifiuti di sostanze organiche utilizzate come solventi (tranne 07 e 08)
15	Imballaggi, assorbenti; stracci, materiali filtranti e indumenti protettivi (non specificati altrimenti)
16	Rifiuti non specificati altrimenti nel Catalogo
17	Rifiuti di costruzioni e demolizioni (compresa la costruzione di strade)
18	Rifiuti di ricerca medica e veterinaria (tranne i rifiuti di cucina e di ristorazione che non derivino direttamente da luoghi di cura)
19	Rifiuti da impianti di trattamento rifiuti, impianti di trattamento acque reflue fuori sito e industrie dell'acqua
20	Rifiuti solidi urbani ed assimilabili da commercio, industria ed istituzioni inclusi i rifiuti della raccolta differenziata

Tab. 8.18 - Codici CER (Catasto Europeo dei Rifiuti)

Buona parte dei 145 858 tonnellate di rifiuti non pericolosi provenienti dal settore "industria legno, carta e stampa" possono probabilmente essere utilizzati in impianti di produzione energetica da biomasse, solo a condizione che non contengano sostanze impregnanti derivanti da trattamenti sui materiali.

CER	non pericolosi [ton]	pericolosi [ton]	interesse energetico	trattamento ipotizzabile	specifiche
01	41723		nullo	discarica	
02	108731	12	modesto	compostaggio	Escludere materiali infetti
03	182837	38	buono	combustione	Solo materiali non trattati
04	29617	52	buono	?	Rischio sostanze impregnanti
05	18394	4323	molto buono	forni speciali o tr.fisico/chimico	Rischio emissioni tossiche
06	10113	330	?	Riciclaggio o trattamenti fisico/chimici	Rischio emissioni tossiche
07	25549	1630	?	Riciclaggio o trattamenti fisico/chimici fisico/chimici	Rischio emissioni tossiche
08	20285	765	?	Riciclaggio o Trattamenti fisico/chimici	Rischio emissioni tossiche
09	497	1037	?	Riciclaggio o Trattamenti fisico/chimici	Rischio emissioni tossiche
10	28644	4929	?	Riciclaggio o Trattamenti fisico/chimici	Rischio emissioni tossiche
11	4965	8178	?	Riciclaggio o Trattamenti fisico/chimici	Rischio emissioni tossiche
12	143113	2272	?	Riciclaggio o Trattamenti fisico/chimici	Rischio emissioni tossiche
13		8396	buono	rigenerazione	Scarti tossici
14		1490	?	Recupero o trattamenti fisico/chimici	Emissioni tossiche
15	115393		modesto	Combustione o discarica	
16	38228	5134			
17	esclusi	19	nulla	Discarica	Attenzione amianto
18	474	3413	modesto	combustione	Rischio infezioni
19	321898		modesto	compost grigio non agricolo	Solo se privi di contaminanti
20	121197	807	variabile	Come per gli RSU	
TOT	1211657	42825			

Tab. 8.19 - Produzione regionale di rifiuti speciali non pericolosi (esclusi quelli da costruzioni e demolizioni) e pericolosi. Anno 2001 (fonte:ONR)

Altri rifiuti energeticamente interessanti possono derivare dai settori "industria estrattiva", "industria tessile", "raffinerie petrolio, fabbricazione coke" che complessivamente producono 226 268 tonnellate di rifiuti non pericolosi. Considerando la quota parte combustibile dei rifiuti prodotti dagli altri settori, possiamo concludere che esistono circa 250 000 tonnellate di rifiuti speciali che potrebbero avere un interesse energetico avendo un pci medio superiore ai 30 MJ/kg. A parte i rifiuti legnosi non trattati si tratta di materiali che potenzialmente potrebbero produrre emissioni inquinanti, ed

andrebbero quindi eventualmente bruciati in impianti dedicati. Ciò significa che se fosse possibile avviare in condizioni di sicurezza a combustione il 50% di tali rifiuti, si potrebbero ottenere 3 750 GJ, cioè circa **90 ktep**.

Come si vede dalla Tabella 8.20, ci sono circa 110 000 tonnellate di rifiuti non pericolosi prodotti dai settori "agricoltura e pesca" e industria alimentare", che presumibilmente potrebbero essere utilizzati per produrre compost di qualità.

Circa 195 000 tonnellate di rifiuti non pericolosi provengono dai settori "produzione metalli e leghe", "fabbricazione e lavorazione prodotti metallici", "fabbricazione apparecchi elettrici, meccanici e elettronici" e "fabbricazione mezzi di trasporto", che prevalentemente sono costituiti da metalli riciclabili.

Attività economica	pericolosi [ton]	non pericolosi [ton]
Agricoltura e pesca	255	14190
Industria estrattiva	386	25860
Industria alimentare	160	97121
Industria tabacco	14	1658
Industria tessile	72	3372
Confezioni vestiario preparazione e tintura pellicce	6	9184
Industria conciaria	853	53522
Industria legno, carta e stampa	876	145858
Raffinerie, petrolio, fabbricazione coke	4085	1998
Industria chimica	1586	5788
Industria gomma e materie plastiche	638	27992
Industria minerali non metalliferi	60	50246
Produzione metalli e leghe	5060	24756
Fabbricaz. e lavoraz. prodotti metallici	8002	95003
Fabbricaz apparecchi elettrici, meccanici e elettron.	5493	67300
Fabbricazione mezzi di trasporto	710	8379
Altre manifatturiere	1379	174975
Produzione energia elettrica, acqua e gas	191	4932
Costruzioni	176	19289
Commercio, riparazioni e altri servizi	6912	26552
Trasporti e comunicazione	600	12771
Intermediazione finanziaria, assicurazioni ed altre	450	3498
Pubblica amministrazione, istruzione e sanità	3998	18584
Trattamento rifiuti e depurazione acque di scarico	701	316997
Altre attività di pubblico servizio	155	1831
Non definita	152	1337
TOTALE	42970	1212993

Tab. 8.20 - Produzione di rifiuti speciali per codice di attività economica Anno 2001 (fonte:ONR)²¹

27 992 tonnellate di rifiuti non pericolosi prodotti dal settore "industria gomme e materie plastiche", congiuntamente a parte dei rifiuti prodotti dai settori "fabbricazione apparecchi elettrici, meccanici e elettronici" e "fab-

²¹ le piccole differenze nei totali derivano dal fatto che i dati relativi alle tabelle 15 e 16 sono prodotti da fonti differenti e con metodologie differenti.

bricazione mezzi di trasporto” possono andare ad alimentare il mercato del riciclaggio della plastica.

Da altri settori di attività vengono prodotti rifiuti che possono andare ad integrarsi nelle filiere predisposte per i rifiuti urbani.

trattamenti	quantità [ton]
Trattamento in ambito terrestre (D2)	4150
Trattamento biologico (D8)	148166
Trattamento chimico (D9)	122241
Raggruppamento preliminare (D13)	76
Ricondizionamento preliminare (D14)	2625
Deposito preliminare (D15)	10393

Tab. 8.21 - Smaltimento rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi Anno 2001. (fonte:ONR)

D1	Deposito sul o nel suolo (ad es. discarica)
D2	Trattamento in ambiente terrestre (ad es. biodegradazione di rifiuti liquidi o fanghi nei suoli)
D3	Iniezioni in profondità (ad es. iniezioni dei rifiuti pompabili in pozzi, in cupole saline o faglie geologiche naturali)
D4	Lagunaggio (ad es. scarico di rifiuti liquidi o di fanghi in pozzi, stagni o lagune, ecc.)
D5	Messa in discarica specialmente allestita (ad es. sistemizzazione in alveoli stagni separati, ricoperti o isolati gli uni dagli altri e dall'ambiente)
D6	Scarico dei rifiuti solidi nell'ambiente idrico eccetto l'immersione
D7	Immersione, compreso il seppellimento nel sottosuolo marino
D8	Trattamento biologico non specificato altrove nel presente allegato, che dia origine a composti o a miscugli che vengono eliminati secondo uno dei procedimenti elencati nei punti da D 1 a D 12
D9	Trattamento fisico-chimico non specificato altrove nel presente allegato che dia origine a composti o a miscugli eliminati secondo uno dei procedimenti elencati nei punti da D 1 a D 12 (ad es. evaporazione, essiccazione, calcinazione, ecc.)
D10	Incenerimento a terra
D11	Incenerimento in mare
D12	Deposito permanente (ad es. sistemazione di contenitori in una miniera, ecc.)
D13	Raggruppamento preliminare prima di una delle operazioni di cui ai punti da D 1 a D 12
D14	Ricondizionamento preliminare prima di una delle operazioni di cui ai punti da D 1 a D 13
D15	Deposito preliminare prima di una delle operazioni di cui ai punti da D 1 a D 14 (escluso il deposito temporaneo, prima della raccolta, nel luogo in cui sono prodotti)

Tab. 8.22 - Codici dei trattamenti

recuperi	quantità [ton]
Utilizzo come combustibile (R1)	9968
Rigenerazione/recupero di solventi (R2)	4
Riciclo/recupero sostanze organiche non solventi (R3)	217246
Riciclo/recupero dei metalli o dei composti metallici (R4)	182883
Riciclo/recupero di altre sostanze inorganiche (R5)	524978
Recupero dei prodotti provenienti dai catalizzatori (R8)	165
Spandimento sul suolo (R10)	58025
Utilizzazione di rifiuti (R11)	11610
Scambio di rifiuti (R12)	1350
Messa in riserva di rifiuti (R13)	453722

Tab. 8.23 - Recupero rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi. (tonnellate)
Anno 2001. (fonte:ONR)

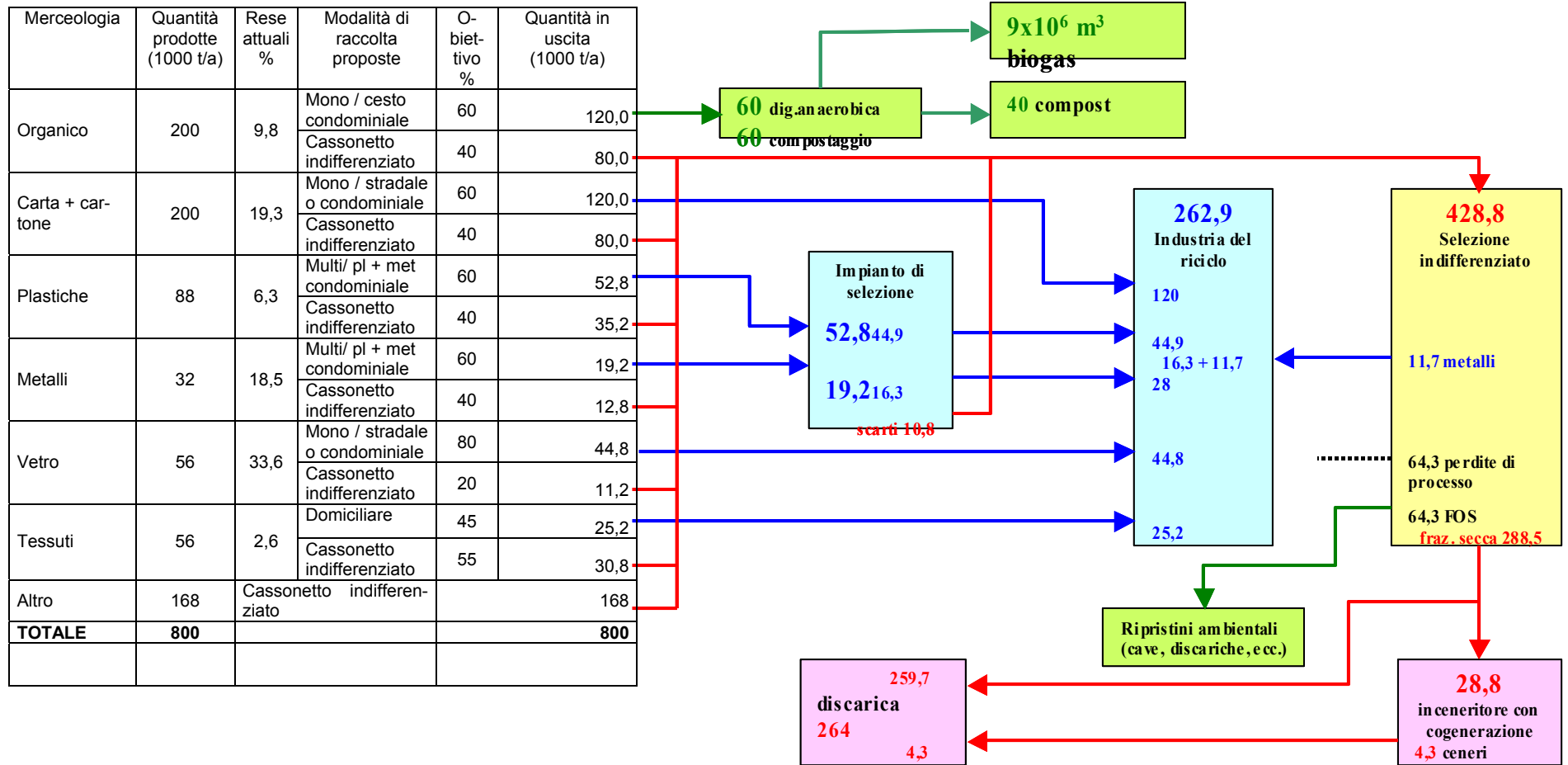
R1	Utilizzazione principale come combustibile o come altro mezzo per produrre energia
R2	Rigenerazione/recupero di solventi
R3	Riciclo/recupero delle sostanze organiche non utilizzate come solventi (comprese le operazioni di compostaggio e altre trasformazioni biologiche)
R4	Riciclo/recupero dei metalli o dei composti metallici
R5	Riciclo/recupero di altre sostanze inorganiche
R6	Rigenerazione degli acidi o delle basi
R7	Recupero dei prodotti che servono a captare gli inquinanti
R8	Recupero dei prodotti provenienti dai catalizzatori
R9	Rigenerazione o altri reimpieghi degli oli
R10	Spandimento sul suolo a beneficio dell'agricoltura o dell'ecologia
R11	Utilizzazione di rifiuti ottenuti da una delle operazioni indicate da R 1 a R 10
R12	Scambio di rifiuti per sottoporli ad una delle operazioni indicate da R 1 a R 11
R13	Messa in riserva di rifiuti per sottoporli a una delle operazioni indicate nei punti da R 1 a R 12 (escluso il deposito temporaneo, prima della raccolta, nel luogo in cui sono prodotti)

Tab. 8.24 - Codici operazioni di recupero

Si è già detto che non esistendo dati sufficientemente dettagliati della composizione merceologica di tali rifiuti e della loro "energy embodied" non è possibile applicare la metodologia utilizzate per i RSU per una valutazione energetica delle varie alternative, in particolare per valutare l'energia indiretta risparmiata attraverso operazioni di riutilizzo o riciclaggio.

Tuttavia, in base alla provenienza di tali rifiuti è possibile ipotizzare che il beneficio energetico complessivo, comprendente sia l'energia ottenuta con la combustione, sia l'energia risparmiata con operazioni di riutilizzo, riciclaggio e compostaggio, possa essere dell'ordine dei **500 ktep.** di cui 90 ktep di produzione energetica effettiva ottenibile in Regione e 400 di risparmio energetico complessivo.

Scenario 1: produzione stabilizzata ai valori attuali



Scenario 2: interventi di prevenzione e riduzione

