

ENER.LOC.

Sassari 25 settembre 2008

Potenzialità ed ostacoli alla diffusione del mini eolico in Italia

Ing. Pietro Lecce

PREMESSA

- L'incremento dell'uso delle energie rinnovabili rappresenta uno degli strumenti principali per l'abbattimento dei gas serra.
- In Italia, l'industria energetica contribuisce per circa il 40% alle emissioni di CO₂.
- L'anidride carbonica (CO₂) è un gas che si forma in tutti i processi di combustione, respirazione, decomposizione di materiale organico.
- La CO₂ assorbe le radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre, determinando il cosiddetto effetto serra. Le emissioni di CO₂ coprono oltre l'80% di tutte le emissioni di gas serra nell'UE a 15 e per questo, in molti, casi si tende a usare indifferentemente i termini emissioni di gas serra ed emissioni di CO₂.
- In seguito al Protocollo di Kyoto la riduzione delle emissioni dei gas serra è divenuta una priorità per i paesi che lo hanno sottoscritto, fra cui l'Italia, anche in considerazione del fatto che la mancata ottemperanza degli obiettivi potrà determinare oneri economici e di immagine per i singoli Stati.

PREMESSA

- Le energie rinnovabili rappresentano anche un'occasione di sviluppo economico e occupazionale importante per tutte quelle aree geografiche e quelle imprese che sapranno cogliere le sfide tecnologiche e di mercato ad esse associate.
- I tassi di crescita di questi mercati sono, infatti, assai rilevanti: la sola capacità fotovoltaica installata nell'Unione Europea ha registrato, nell'ultimo quinquennio, un tasso medio di crescita annuale pari al 70% (Commissione Europea 2007).
- A conferma di quanto detto, vi è stata, negli ultimi anni, una diffusa convergenza delle istituzioni e dell'opinione pubblica per un maggior impegno su questo tema rispetto al passato. Tra il 1973, anno della prima crisi petrolifera, ed il 2005, l'offerta di energia primaria³ da fonti rinnovabili nei paesi OCSE è raddoppiata, passando da circa 170 a 340 milioni di tonnellate di petrolio equivalente (Mtoe).
- L'incremento delle energie rinnovabili è stato imputabile in larga parte al contributo delle biomasse e dei rifiuti (+102 Mtoe). In termini relativi, però, i progressi più importanti si sono avuti nel solare, eolico e geotermico, negli anni '70 praticamente inesistenti ma che oggi costituiscono circa il 12% dell'energia primaria prodotta dalle rinnovabili (OCSE 2007).

PREMESSA

- Un ruolo decisivo per consentire il raggiungimento degli obiettivi nazionali in ambito di rinnovabili è svolto dalle Regioni in virtù del ruolo che queste hanno assunto in tema di energia in seguito alla riforma del titolo V della Costituzione.
- Il processo di attribuzione alle Regioni di funzioni normative e regolamentari in ambito energetico è iniziato con la Legge 10/91, con la quale si è assegnato loro il compito di predisporre i Piani Energetici Regionali, finalizzati a gestire il sistema di incentivi di competenza regionale per iniziative di riduzione del consumo di energia e di sostegno alle fonti rinnovabili.
- A giugno 2007, sono stati adottati 16 Piani regionali e 2 relativi alle Provincie Autonome di Trento e Bolzano; in Campania, Sicilia e Abruzzo sono in corso gli studi per la loro stesura (ENEA 2007).
- La riforma del titolo V della Costituzione, attuata con la Legge 3/2001, ha posto l'energia tra le materie a potestà legislativa concorrente tra Stato e Regioni.

PREMESSA

- Tra le funzioni maggiormente rilevanti oggi in capo alle Regioni vi è la potestà legislativa e regolamentare sui seguenti temi:
 - 1) formulazione degli obiettivi di politica energetica regionale;
 - 2) localizzazione e realizzazione degli impianti di teleriscaldamento;
 - 3) sviluppo e valorizzazione delle risorse endogene e delle fonti rinnovabili;
 - 4) rilascio delle concessioni idroelettriche;
 - 5) certificazione energetica degli edifici;
 - 6) garanzia delle condizioni di sicurezza e compatibilità ambientale e territoriale;
 - 7) sicurezza, affidabilità e continuità degli approvvigionamenti regionali;
 - 8) conseguimento degli obiettivi di limitazione delle emissioni di gas serra posti dal Protocollo di Kyoto.

- Inoltre, d'intesa con gli Enti Locali, le Regioni hanno competenze relative alle procedure di autorizzazione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia con potenza superiore a 50 MW.

LE FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA

- “Si definiscono energie rinnovabili le fonti di energia derivate da processi naturali che si rigenerano costantemente” (Agenzia Internazionale dell’Energia 2006).
- Le energie rinnovabili possono essere suddivise in due macrocategorie:
 1. energie rinnovabili tradizionali, costituite dai grandi impianti idroelettrici;
 2. nuove energie rinnovabili, di cui fanno parte l’energia solare, geotermica, eolica, delle biomasse, delle maree e dei mini-impianti idroelettrici.
- Allo stato attuale della tecnologia, sia nel caso del solare termico, ma soprattutto in quello del solare fotovoltaico, i costi per la conversione energetica rimangono elevati rispetto alle altre fonti rinnovabili.

Punti di forza delle energie rinnovabili:

- Hanno una ricaduta positiva sull’ambiente dovuta alla mancata emissione di gas inquinanti (ogni kWh di energia elettrica prodotta mediante fonte rinnovabile consente di evitare l’immissione in atmosfera di circa 720 g di CO₂ altrimenti prodotta tramite combustibili fossili).
- Limitano la dipendenza energetica dalle importazioni.
- Sono compatibili con l’ambiente, collaudate, sicure e sostenibili.
- Sono fonti indipendenti da paesi politicamente instabili.
- Portano spesso posti di lavoro in aree solitamente *marginali*.
- Perseguono la diversificazione delle fonti energetiche e lo sfruttamento delle potenzialità energetiche del territorio.

GENERAZIONE, TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE

L'utilizzo dell'energia elettrica prevede l'implementazione di **tre fasi**:

- 1 - GENERAZIONE** - Trasformazione delle fonti energetiche e immissione nelle reti
- 2 - TRASMISSIONE** - Trasporto a 150-380 kV, dalle centrali alle reti di distribuzione
- 3 - DISTRIBUZIONE** (trasporto fino alle utenze grandi (150 kV), medie (20 kV), piccole (380/220 V))

Il **DISPACCIAMENTO** provvede alla regolazione e al coordinamento dei tre sistemi, per garantire all'utenza la continuità di esercizio.

MODELLO DI RETE DI DISTRIBUZIONE

Le **reti di distribuzione sul territorio nazionale** presentano generalmente una configurazione di tipo passivo: i flussi di potenza sono diretti dalle sottostazioni AT/MT alle utenze.

L'introduzione di generatori alla estremità delle linee cambia i flussi di potenza attiva e reattiva, con ripercussioni quindi, sui livelli di tensione e le perdite lungo le linee.

La **caduta di tensione**, infatti, dipende in modo lineare dai flussi di potenza attiva e reattiva (quindi, l'aggiunta di carico elettrico, se non vengono cambiati altri parametri, provoca automaticamente un valore di tensione più basso), mentre **le perdite lungo le linee** dipendono dal quadrato dei flussi energetici

GENERAZIONE DISTRIBUITA

Le tecnologie che impiegano fonti rinnovabili, introducendo nelle reti elettriche esistenti piccoli e medi generatori nelle immediate adiacenze dei luoghi di utilizzo, permettono, pertanto, di:

- Migliorare la funzionalità della rete elettrica
- Apportare maggiori benefici agli utenti in termini di risparmio e di disponibilità dell'energia elettrica.

Produrre energia nelle vicinanze dei consumatori si definisce “**GENERAZIONE DISTRIBUITA**”.

CLASSIFICAZIONE DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA

- Nell'Allegato A, deliberazione n. 328/07, dell'Autorità per l'Energia, sono state adottate le seguenti definizioni:
- **Generazione distribuita (GD):** l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA.
- Sottoinsiemi della GD sono la piccola generazione e la microgenerazione definite come:
- **Piccola generazione (PG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW;
- **Microgenerazione (MG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 50 kW.

GENERAZIONE DISTRIBUITA E COLTIVAZIONE ENERGETICA

La generazione distribuita (GD) può essere realizzata con **tecnologia** che utilizza **fonti fossili** insieme alla **cogenerazione** (la produzione combinata di energia elettrica e termica consente significativi risparmi di energia primaria e quindi una riduzione delle emissioni inquinanti, ma è necessario realizzarla nelle vicinanze dei luoghi di consumo, vista la grande difficoltà a trasportare energia termica) e/o fonti rinnovabili quali idrico, eolico, solare termico e fotovoltaico, biomassa.

L'utilizzo della *fonte eolica*, in particolare, per la produzione di energia pulita e rinnovabile si sta sempre più consolidando come una delle grandi opzioni di diversificazione energetica, consentendo “**la coltivazione energetica**” di aree già utilizzate per altre colture o scarsamente utilizzate.

CANTIERABILITA' DEL MINI EOLICO

Attualmente in Italia è possibile installare gruppi di micro-generazione vicino alle utenze.

L'installazione di *mini turbine eoliche* non modifica la destinazione d'uso del terreno. Il palo di sostegno, le fondazioni, il diametro dei rotori, le dimensioni contenute permettono l'inserimento in tutte le aree del territorio nazionale.

In particolare, per l'installazione degli impianti eolici di piccola taglia, il quadro normativo di riferimento prevede il coinvolgimento di più enti:

- per il permesso a costruire (comune, regione, genio civile,..)
- per la commercializzazione (Gestore di rete, GSE, ..)
- per la connessione e la misura (Gestore di rete, UTF, ..)

DOCUMENTAZIONE NECESSARIA PER IL "PERMESSO A COSTRUIRE"

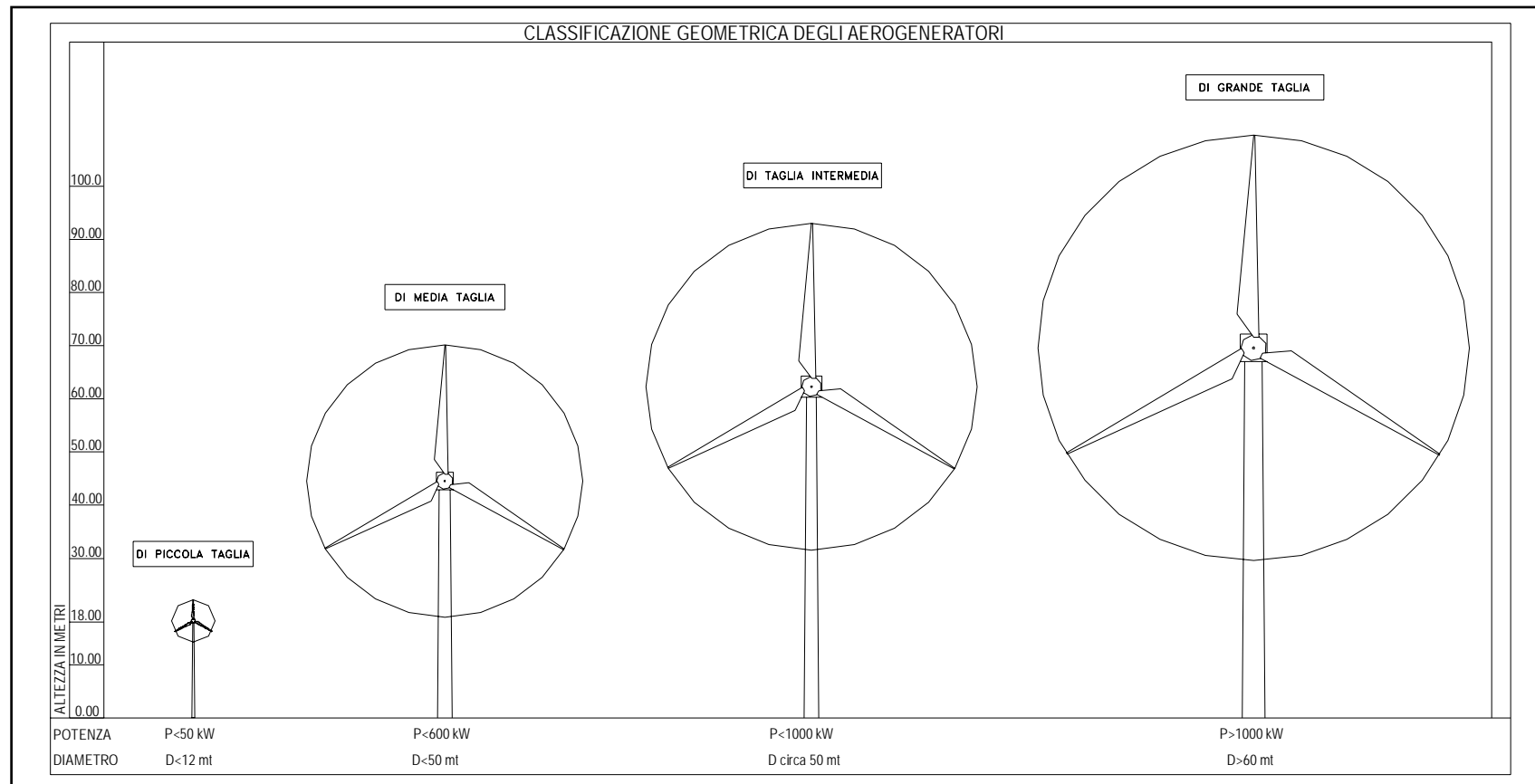
- Relazione Tecnica
- Inquadramento territoriale del sito di installazione
- Localizzazione del sito di installazione
- Localizzazione del sito su cartografia P.U.T.T.
- Localizzazione delle turbine su cartografia a curve di livello
- Localizzazione delle turbine su cartografia catastale
- Turbina eolica JIMP20:: Assieme generale
- Plinto di fondazione: pianta e sezione
- Plinto di fondazione: distinta delle armature
- Cabina di interfaccia MT/BT
- Schema elettrico unifilare

LE FONTI RINNOVABILI DI ENERGIA: LA FONTE EOLICA

- L'energia eolica sfrutta l'energia del vento e rappresenta una soluzione tecnologica in forte crescita per l'impatto ambientale relativamente modesto e per il costo di installazione generalmente inferiore rispetto alle altre nuove energie rinnovabili.
- Le macchine in grado di trasformare l'energia eolica in energia meccanica sono chiamate aerogeneratori. Le principali componenti di un aerogeneratore tradizionale sono il rotore, le pale, il controllo di potenza automatico, il moltiplicatore di giri, il sistema di orientamento automatico e la torre tubolare.
- Dal rotore, l'energia cinetica del vento viene trasmessa ad un generatore di corrente collegato ai sistemi di controllo che regolano la produzione di elettricità e l'eventuale allacciamento alla rete. Più aerogeneratori collegati insieme formano le cosiddette fattorie del vento (*wind-farm*).
- I generatori eolici vanno da potenze di 5 mila watt (kW) e rotore dal diametro di 3 metri, a potenze sino a 5 milioni di watt (MW) e rotore dal diametro di 124 metri.

1. CLASSIFICAZIONE DELLE TURBINE EOLICHE

- 1.1 MICROTURBINE POT. NOM. < 1 KW
- 1.2 MINI TURBINE POT. NOM. < 50 kW
- 1.3 MEDIA TAGLIA POT. NOM. < 1 MW
- 1.4 GRANDE TAGLIA POT. NOM. > 1 MW



23/09/2008

JONICA IMPIANTI - www.jimp.it

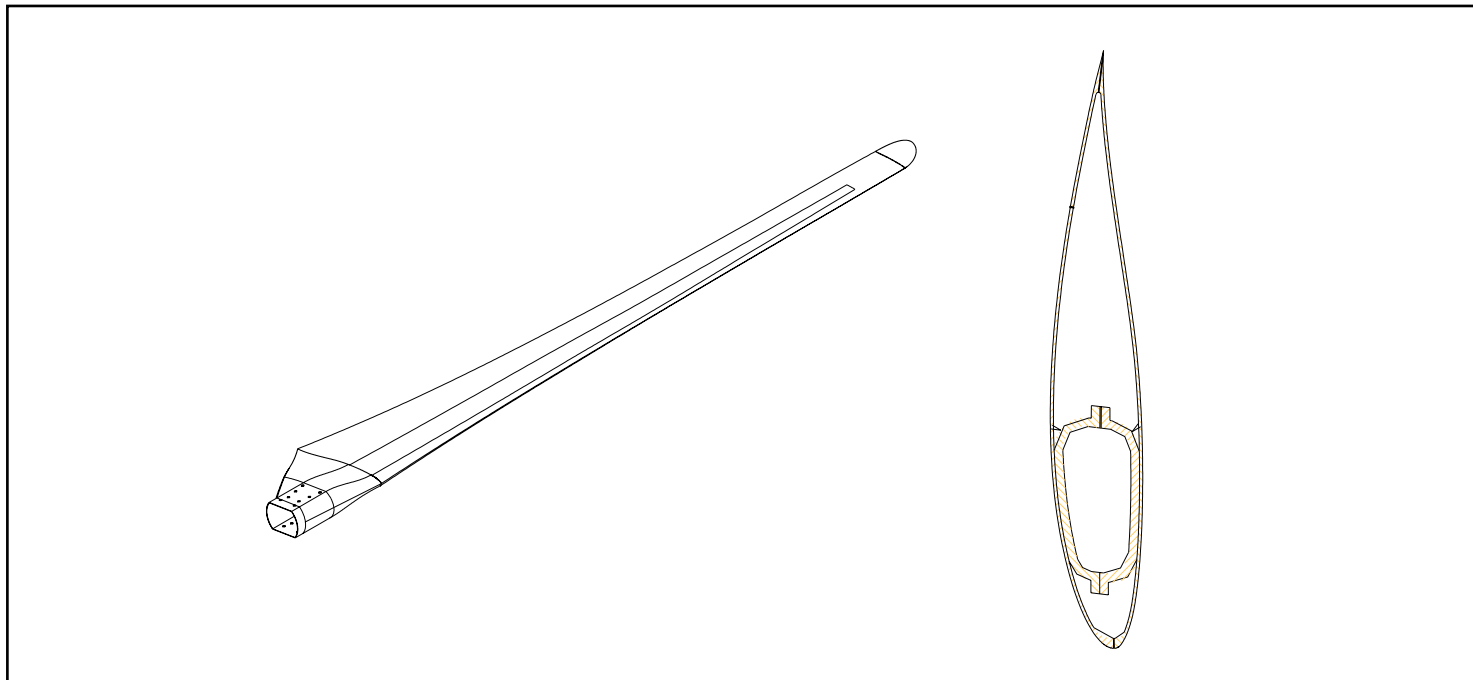
2. ELEMENTI DI CARATTERIZZAZIONE DELLE TURBINE EOLICHE

2.1 NUMERO DI PALE

2.1.1 MONOPALA

2.1.2 BIPALA

2.1.3 TRIPALA



Elementi di caratterizzazione delle turbine eoliche

CONNESSIONE TRA ROTORE E GENERATORE ELETTRICO

- ATTACCO DIRETTO
- UTILIZZO DEL MOLTIPLICATORE DI GIRI

CONTROLLO DELLA POTENZA AERODINAMICA

- CONTROLLO DEL PASSO PALE
- CONTROLLO DI IMBARDATA
- STALLO AERODINAMICO
- INCLINAZIONE DELL'ASSE ROTORE

CONTROLLO DELLA VELOCITA'

- VELOCITA' FISSA
- VELOCITA' VARIABILE

Elementi di caratterizzazione delle turbine eoliche

ASSE

- AD ASSE VERTICALE
- AD ASSE ORIZZONTALE

TIPOLOGIA DEL GENERATORE

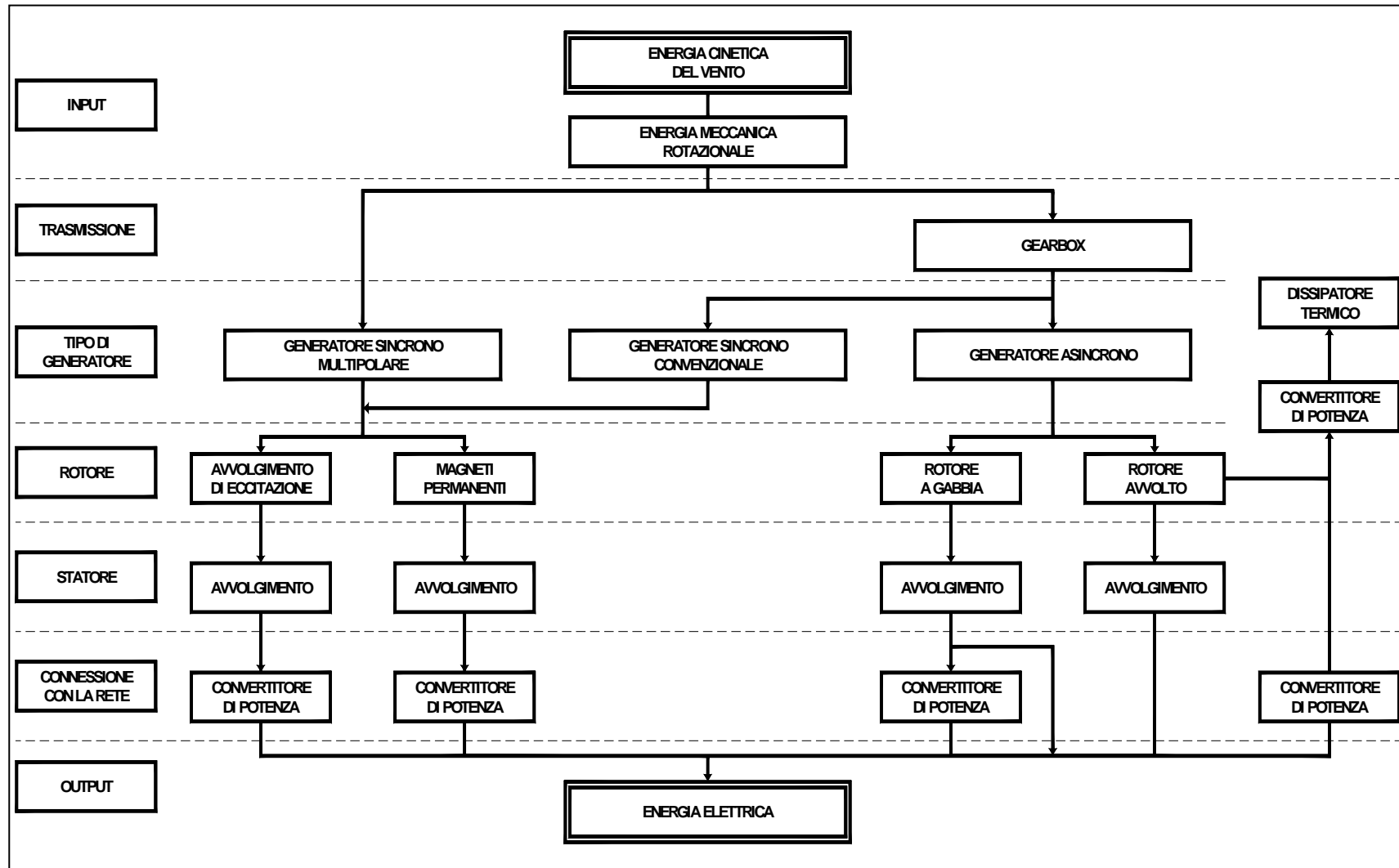
- GENERATORE ASINCRONO
 - ROTORE A GABBIA
 - ROTORE AVVOLTO
- GENERATORE SINCRONO
 - AVVOLGIMENTI ROTORICI ALIMENTATI IN CORRENTE CONTINUA
 - A MAGNETI PERMANENTI

DIREZIONE DEL FLUSSO

- A FLUSSO RADIALE
- A FLUSSO ASSIALE
- A FLUSSO TRASVERSALE

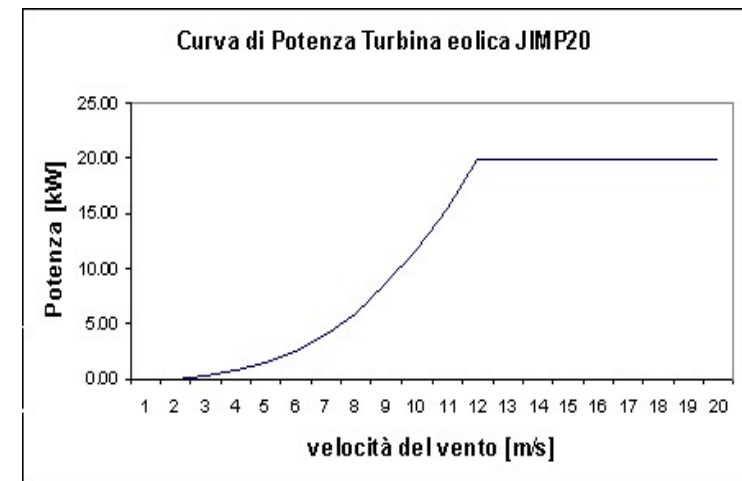
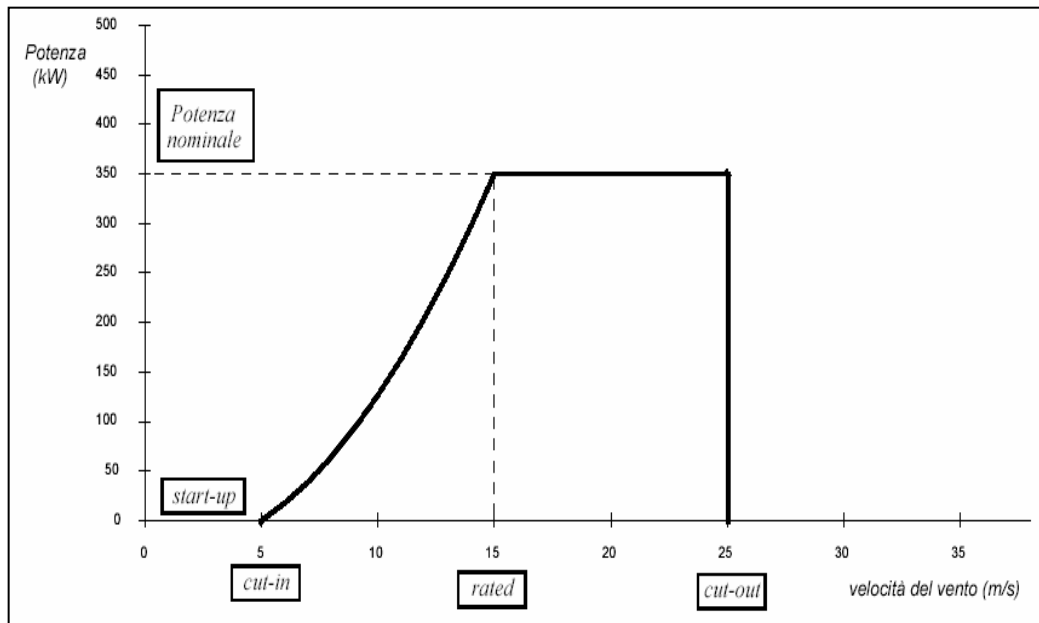
1. CLASSIFICAZIONE DELLE TURBINE EOLICHE

Schema riassuntivo delle tipologie di aerogeneratori



IL CONTROLLO

- La potenza elettrica estraibile da una turbina eolica varia a seconda della velocità del vento. a parità di diametro delle pale, con l'aumento della velocità del vento, la potenza teoricamente estraibile aumenta in modo più che proporzionale (andamento con il cubo della velocità).



IL CONTROLLO

- Per regolare la potenza in ingresso ad un aerogeneratore si possono utilizzare diverse strategie di controllo.

Controllo dello stallo

- Viene sfruttato il fenomeno dello stallo, ovvero quel fenomeno fluidodinamico durante il quale si ha il distacco della vena fluida con la conseguente riduzione della portanza che agisce sulle pale.
- Lo stallo è comunque graduale ed indotto dalla particolare forma che hanno le pale, leggermente svergolate lungo il loro asse longitudinale. In tal modo, il fenomeno inizia dalla punta delle pale propagandosi verso il centro all'aumentare della velocità del vento, in modo da far diminuire la potenza estratta. Il controllo dello stallo può essere non solo di tipo passivo, ma anche di tipo attivo (possibilità di modificare l'orientamento delle pale).

Controllo del passo

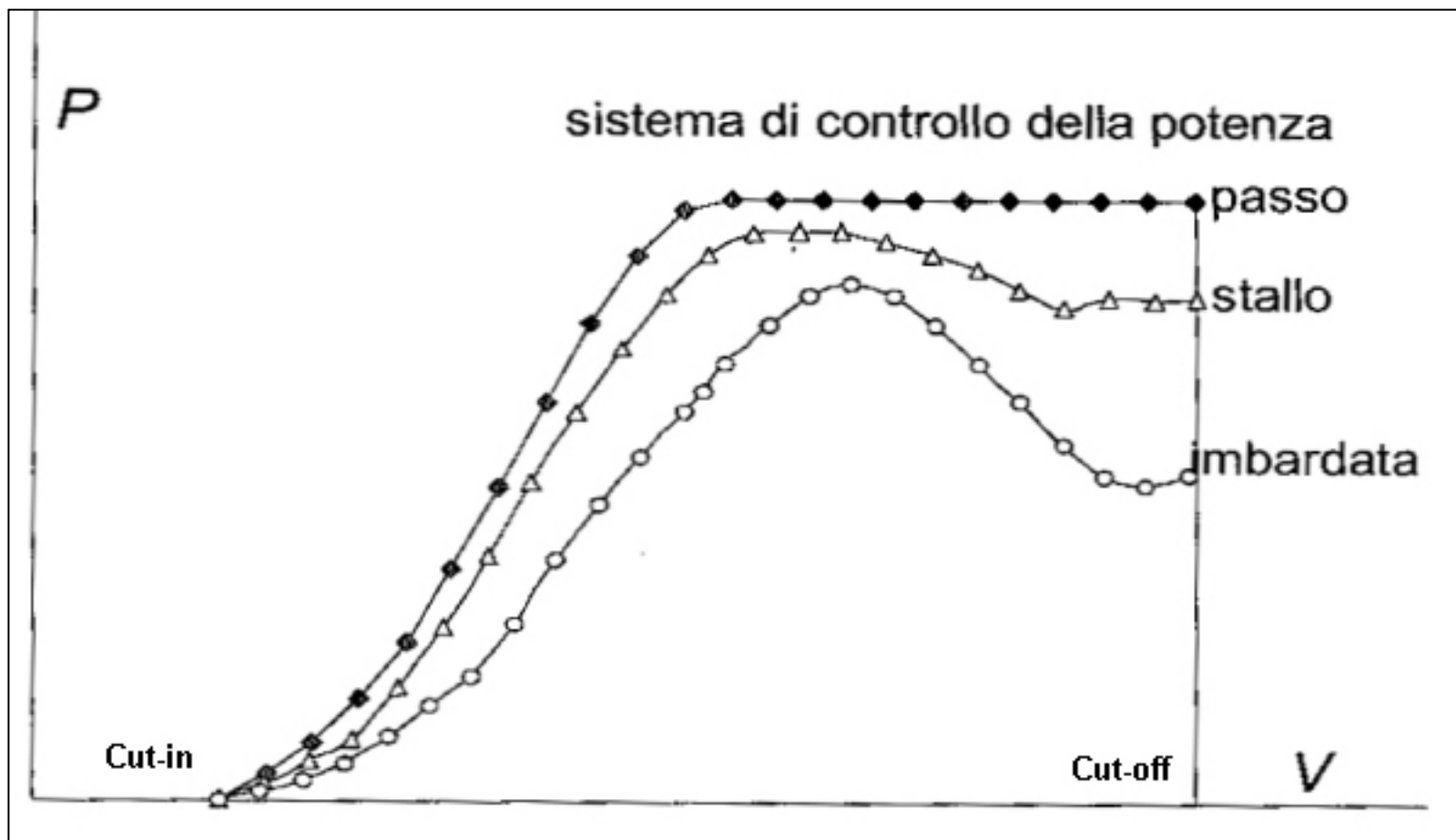
- Si tratta di un controllo ottenuto variando l'orientamento delle pale rispetto al loro asse longitudinale, in modo da ottimizzare l'azione aerodinamica del vento sulle pale. E' un controllo costoso perché richiede l'uso di servomeccanismi idraulici, ma, d'altra parte, permette in maniera molto efficace la massimizzazione della potenza prodotta.

Controllo di imbardata

- È il sistema di controllo meno utilizzato attualmente. Consiste nel spostare il rotore in maniera tale che il piano di rotazione non sia perpendicolare alla direzione del vento.

IL CONTROLLO

Andamento della potenza in funzione della velocità del vento con le diverse strategie di controllo



IL CONTROLLO

- L'obiettivo principale del sistema di controllo di un aerogeneratore, comunque, consiste nel raggiungere ed allo stesso tempo mantenere il punto di funzionamento ottimale, limitando opportunamente la potenza generata nel caso di elevate velocità del vento. Inoltre, deve controllare lo scambio di potenza attiva e reattiva con la rete permettendo così un'ampia gestione dell'intero sistema.
- Al fine di massimizzare la potenza elettrica prodotta, risulta necessario ricavare la massima potenza meccanica estraibile dal vento utilizzando l'equazione:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 C_p(\lambda, \theta)$$

- dove: $\rho = 1.25 \frac{kg}{m^3}$ rappresenta la densità dell'aria;
- $A = \pi R^2$ è l'area descritta dalle pale del rotore;
- v_w è la velocità del vento;
- $C_p(\lambda, \theta)$ è il coefficiente di potenza, funzione del *tip speed ratio* λ e dell'angolo di passo β .

Da tale equazione risulta evidente che per massimizzare la potenza meccanica occorre massimizzare il coefficiente di potenza, essendo l'unica variabile su cui è possibile agire. Ciò significa ottenere anche un λ_{opt} e di conseguenza un ω_{opt} .

- Le aeromacchine con bassi valori di λ_{opt} hanno un elevato valore della coppia di spunto e riescono ad azionare le macchine utilizzatrici anche per valori modesti della velocità del vento.

IL CONTROLLO

- Ricordando che il *tip speed ratio* è pari a: $\lambda = \frac{wR}{v_w}$
- è possibile scrivere l'espressione della potenza meccanica in un altro modo:

$$P_m^{\max} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_p^{\max}}{\lambda_{opt}^3} (w^{opt})^3$$

- In pratica sono possibili quattro funzionamenti della turbina:

Funzionamento a carico parziale con riferimento di bassa velocità.

- È la condizione in cui risulta $\omega \leq \omega_{min}$, ovvero la velocità del vento è bassa e la velocità di rotazione è inferiore al suo valore minimo; la velocità di riferimento della turbina resta fissa al valore minimo $\omega_{rif} = \omega_{min}$.
- Il *tip speed ratio* allora varrà:
$$\lambda = \frac{w^{\min} R}{v_w}$$
- Sostituendo tale valore nell'equazione precedentemente trovata, si trova la potenza meccanica per questa zona di funzionamento.

IL CONTROLLO

Funzionamento a carico parziale con riferimento di velocità variabile.

- Si tratta della condizione in cui la velocità del generatore è compresa fra i suoi valori massimo e minimo di funzionamento $\omega_{\min} \leq \omega \leq \omega_{\max}$.
- L'obiettivo è sempre quello di raggiungere la $C_{p\max}$ e perciò basta regolare la velocità del rotore mediante la formula:

$$\omega^{rif} = \frac{\lambda_{opt} v_w}{R}$$

- Si può allora giungere al calcolo della potenza meccanica: $P_m^{\max} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_p^{\max}}{\lambda_{opt}^3} (\omega^{rif})^3$
- In questo caso, come in quello precedente, non sarà necessario variare l'angolo di pitch delle pale in quanto λ è fisso al suo valore ottimale.

Funzionamento a carico parziale con riferimento di velocità fissa al valore nominale.

- È la condizione in cui la velocità di rotazione della turbina è limitata al valore nominale $\omega_{rif} = \omega_{nom}$. La strategia di controllo è simile a quella vista al punto 1 con l'accortezza di ricavare le altre grandezze sostituendo ω_{\min} con ω_{nom} .

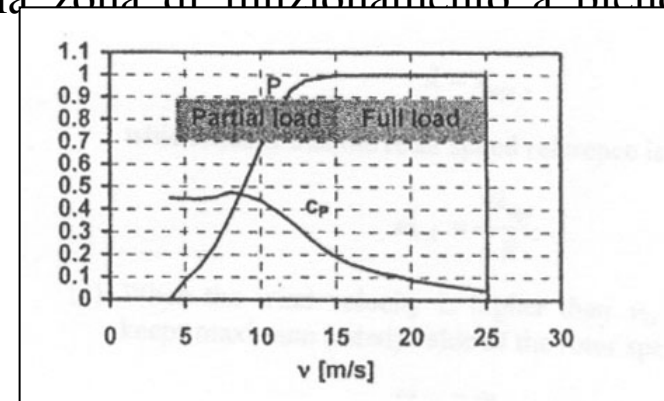
IL CONTROLLO

Funzionamento a pieno carico.

- Questa condizione è caratterizzata da una potenza prodotta maggiore di quella nominale del generatore a causa di alte velocità del vento. Sarà necessario, quindi, ricorrere al controllo del pitch al fine di diminuire gradualmente il valore di C_p . La potenza di riferimento è fissa al valore nominale; stessa cosa vale anche per la velocità di rotazione. In questo modo, noto λ e ottenuto il coefficiente di potenza mediante l'equazione:

$$C_p = \frac{2P^{nom} \lambda^3}{\rho \pi R^5 (w^{nom})^3}$$

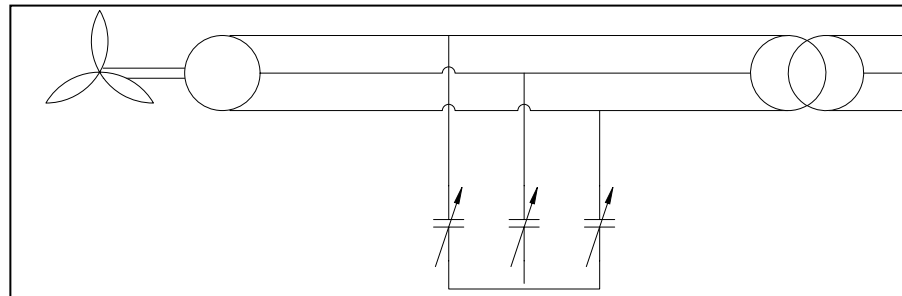
- è possibile trovare il valore dell'angolo di pitch mediante un'operazione di interpolazione dei dati forniti dalle tabelle relative a $C_p(\lambda, \theta)$.
- La figura seguente mostra come effettivamente il coefficiente di potenza è massimo nella zona di funzionamento a carico parziale, e gradualmente sempre più piccolo man mano che ci si avvicina alla zona di funzionamento a pieno carico.



CONTROLLO DELLA VELOCITA'

Aerogeneratori a velocità costante

- Si tratta di macchine che, essendo collegate direttamente alla rete, hanno un funzionamento piuttosto rigido in quanto operano ad una sola velocità, soggetta, d'altronde, a grandi variazioni. La potenza prodotta presenta evidenti fluttuazioni in caso di forti variazioni della velocità del vento causando la possibile induzione di fenomeni di flicker in rete.
- Un tipico aerogeneratore di questo tipo è costituito da un generatore asincrono a gabbia di scoiattolo connesso al mozzo tramite un moltiplicatore di giri.



- Lo statore del generatore è direttamente collegato alla rete ed il banco di condensatori fornisce la potenza reattiva assorbita dal generatore.
- Nonostante tale macchina risulti vantaggiosa per l'affidabilità, la robustezza e il basso costo, essa opera per la maggior parte del tempo in una condizione di funzionamento non ottimale che la rende complessivamente meno efficace rispetto agli aerogeneratori a velocità variabile.

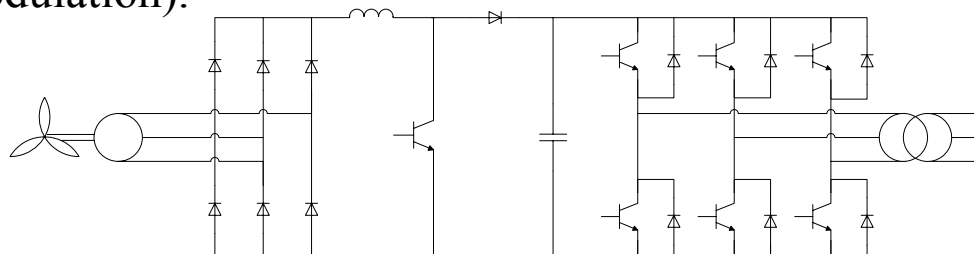
CONTROLLO DELLA VELOCITA'

Aerogeneratori a velocità variabile

- La possibilità di funzionare a diverse velocità permette l'ottimizzazione della potenza prodotta con piccole oscillazioni attorno al valore nominale. Ciò si traduce anche in un aumento dell'energia annuale prodotta e quindi dell'efficienza della risorsa eolica.
- Tali macchine, infatti, rappresentano la tipologia di aerogeneratori più utilizzata in questo settore soprattutto per i minori problemi che provocano una volta allacciate alla rete. D'altra parte, sono decisamente più costose a causa dei dispositivi di conversione di potenza e della complessità dell'intero apparato. Esistono varie tipologie, molte di più rispetto agli aerogeneratori a velocità costante.

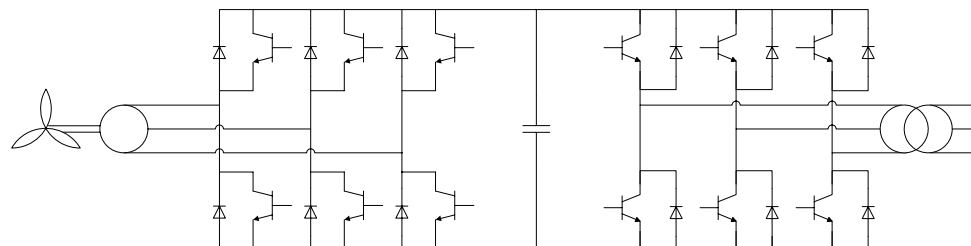
Aerogeneratori a velocità variabile

Uso di un generatore sincrono a magneti permanenti per la conversione eolica collegato alla rete mediante tre convertitori: un raddrizzatore trifase a diodi, un convertitore DC/DC di tipo boost e un inverter VSI-PWM (Voltage Source Inverter – Pulse Width Modulation).



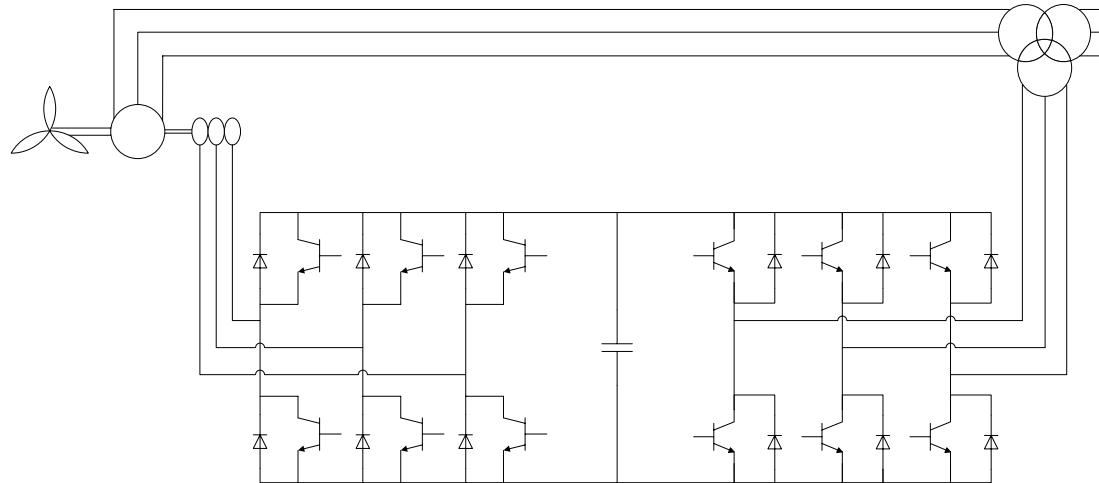
La presenza del raddrizzatore a diodi provoca la distorsione della forma d'onda della corrente.

Con la seguente configurazione l'allacciamento alla rete è ottenuto con l'impiego di due convertitori VSI PWM bidirezionali di tipo back-to-back che permettono il funzionamento prossimo a quello ottimale, minimizzando in tal modo le perdite totali.



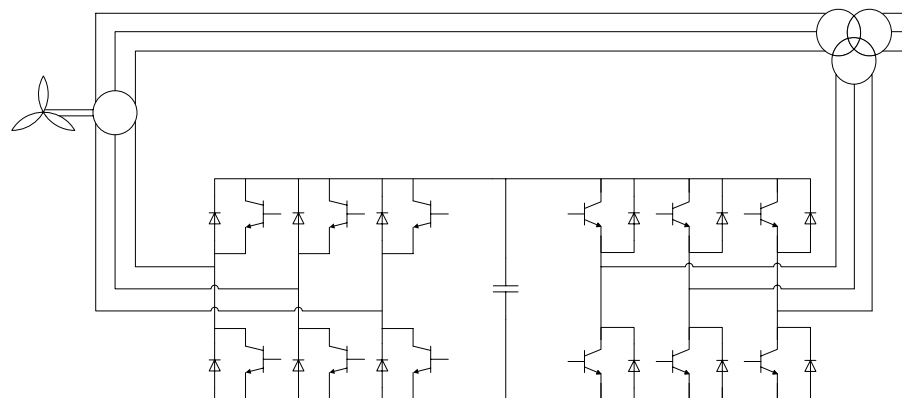
Aerogeneratori a velocità variabile

- **Diffusi sono anche gli aerogeneratori che impiegano il generatore asincrono a rotore avvolto. La loro peculiarità risiede nel fatto che sono dotati di una doppia alimentazione (Doubly Fed Induction Generator, DFIG): lo statore è direttamente collegato alla rete, mentre il rotore è connesso sempre alla rete mediante due inverter VSI-PWM nella configurazione back-to-back. Il convertitore lato rotore regola la coppia elettromagnetica sviluppata dalla macchina e fornisce parte della potenza necessaria al mantenimento del campo di induzione; il convertitore lato rete modifica il valore della tensione sul DC-link.**



Aerogeneratori a velocità variabile

- Tale macchina mostra una grande stabilità anche in presenza di forti velocità del vento ma richiede, allo stesso tempo, un'accurata manutenzione, oltre al fatto che il suo costo è di gran lunga maggiore rispetto agli altri aerogeneratori.
- Al fine di eliminare la presenza di anelli e contatti striscianti e quindi i problemi di manutenzione, è possibile usare ancora una macchina asincrona, ma con doppio circuito di statore (Brushless Doubly Fed Induction Generator, BDFIG).



- Lo statore ha due avvolgimenti trifasi indipendenti: un avvolgimento di potenza direttamente connesso alla rete elettrica, che quindi lavora ad una frequenza fissata, ed un avvolgimento di controllo alimentato attraverso un convertitore che lavora a frequenza variabile.
- In questo modo, è possibile variare la velocità di rotazione della macchina variando esclusivamente la frequenza della tensione di alimentazione dell'avvolgimento di controllo di statore.

AEROGENERATORI AD ASSE VERTICALE E AD ASSE ORIZZONTALE

Aerogeneratori ad asse verticale

- Composti da un albero tubolare mantenuto verticale da stralli, da due o tre pale incurvate in modo che entrambe le loro estremità siano collegate all'albero e da un basamento che contiene l'eventuale generatore elettrico.
- Proprietà: ridotta quantità di parti meccaniche mobili, il che conferisce loro un'alta resistenza alle forti raffiche di vento, possibilità di sfruttare qualsiasi direzione del vento senza doversi orientare continuamente. molto versatili, ma il loro impiego è fortemente limitato a causa del minore rendimento, circa il 30%, rispetto a quelli ad asse orizzontale.

Aerogeneratori ad asse orizzontale

- Composti da un sostegno a traliccio oppure di tipo tubolare, un involucro che contiene il generatore elettrico, alcune apparecchiature di controllo, il rotore e il dispositivo di orientamento della macchina secondo la direzione del vento.
- La velocità del vento e la potenza estraibile aumentano all'aumentare della distanza dal suolo, ma proprio le elevate dimensioni delle pale eoliche e delle altezze comportano delle complicazioni statiche dell'intera macchina. Questo impone delle fondazioni complesse e strategie raffinate atte a preservare la macchina in caso di improvvise e forti raffiche di vento.

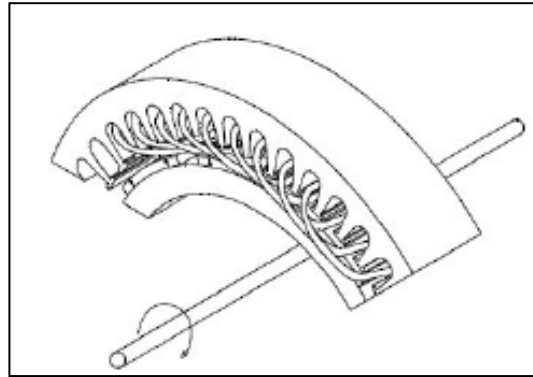
GENERATORI SINCRONI

- Il campo di induzione può essere creato da **avvolgimenti** presenti sul rotore e **alimentati in corrente continua** oppure da semplici **magneti permanenti**.
- Con un generatore del primo tipo si ha il vantaggio di poter regolare la potenza generata variando il flusso di magnetizzazione; allo stesso tempo, però, si ha una serie d'inconvenienti: 1) la presenza dell'avvolgimento di rotore provoca inevitabilmente delle perdite che influiscono sul rendimento totale della macchina; 2) aumenta il costo della macchina; 3) si riduce l'affidabilità della macchina a causa della presenza di contatti striscianti.
- Il **generatore a magneti permanenti** ha a sua volta vantaggi e svantaggi:
 - 1) l'assenza del sistema di spazzole e di anelli presenti nel generatore con circuito di eccitazione aumenta la robustezza della macchina; 2) non ci sono perdite rotoriche nel rame; 3) l'autoeccitazione permette il funzionamento con un alto fattore di potenza e una grande efficienza; 4) la manutenzione è ridotta; 5) la struttura della macchina è più compatta.

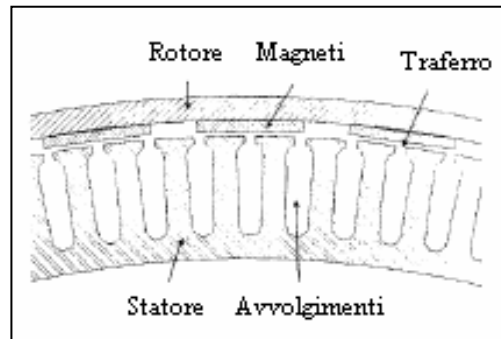
Di contro non è possibile variare la corrente di eccitazione e quindi il flusso al traferro; inoltre i magneti permanenti devono essere assemblati con una particolare cura e hanno lo svantaggio di attirare anche piccoli frammenti ferromagnetici. Un problema maggiore è rappresentato dalla necessità di mantenere la temperatura del rotore al di sotto della massima temperatura di funzionamento del magnete, limitata dal punto di Curie del materiale magnetico, affinché esso non perda alcune delle sue proprietà.

GENERATORI SINCRONI A FLUSSO RADIALE

- Le linee di flusso escono radialmente dal rotore con i magneti permanenti e si chiudono in piani paralleli alla direzione di rotazione.



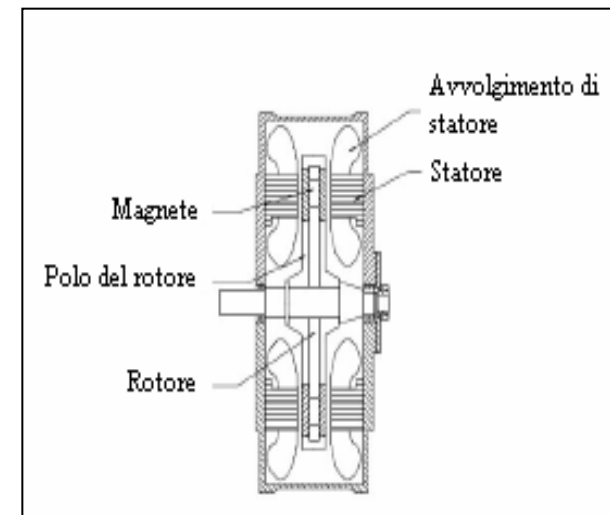
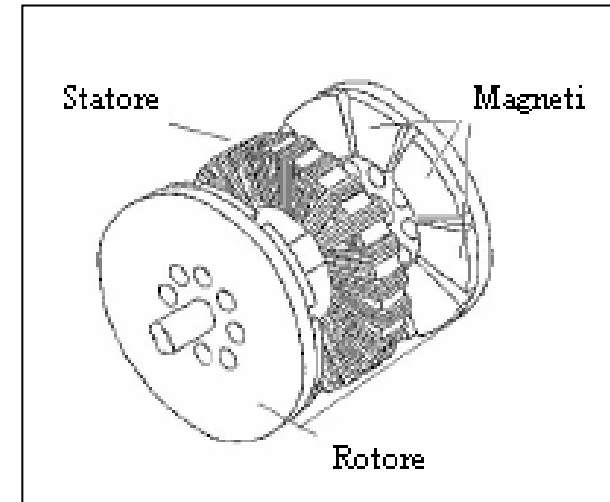
Macchina sincrona a flusso radiale (rotore interno)



Macchina sincrona a flusso radiale (rotore esterno)

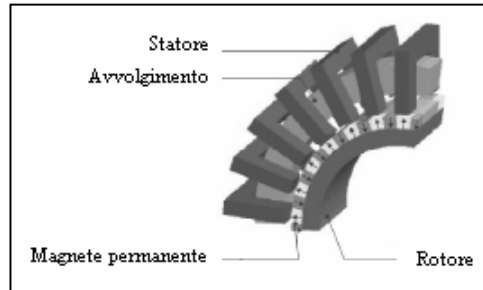
GENERATORI SINCRONI A FLUSSO ASSIALE

- Il flusso magnetico ha direzione assiale, ovvero parallelo all'asse di rotazione della macchina. Ne esistono di due tipi: toroidale e a disco.
- La macchina a flusso assiale toroidale è caratterizzata dalla presenza di uno statore interno con un nucleo toroidale, senza cave con avvolgimento; presenta un elevato traferro e flusso disperso; il rotore è doppio ed esterno, permettendo una elevata densità di coppia ed un facile raffreddamento dei magneti. Il costo è, però, elevato.
- La macchina a flusso assiale a disco presenta uno statore esterno doppio con o senza cave; il rotore è interno. Essa consente di ottenere un flusso induttore maggiore, a parità di diametro, rispetto ad una macchina a flusso radiale. Questo perché è l'intero diametro del magnete a poter essere utilizzato.
- Uno svantaggio è rappresentato dalle forze di attrazione assiali tra rotore e statore che, avendo un unico verso, hanno una forte intensità e perciò richiedono una struttura della macchina rinforzata con conseguente aumento di peso e di costo. Il problema delle forze di attrazione è presente anche nella macchina a flusso radiale, ma, avendo direzione radiale lungo il traferro, tendono ad annullarsi.

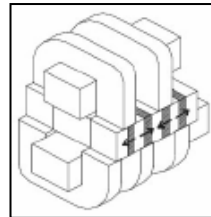


GENERATORI SINCRONI A FLUSSO ASSIALE

- I magneti permanenti sono montati sul rotore e disposti con polarità alternata e direzione del flusso magnetico radiale. Le linee di flusso si chiudono in piani perpendicolari alla direzione di rotazione.



Macchina sincrona a flusso trasversale (con magneti superficiali)

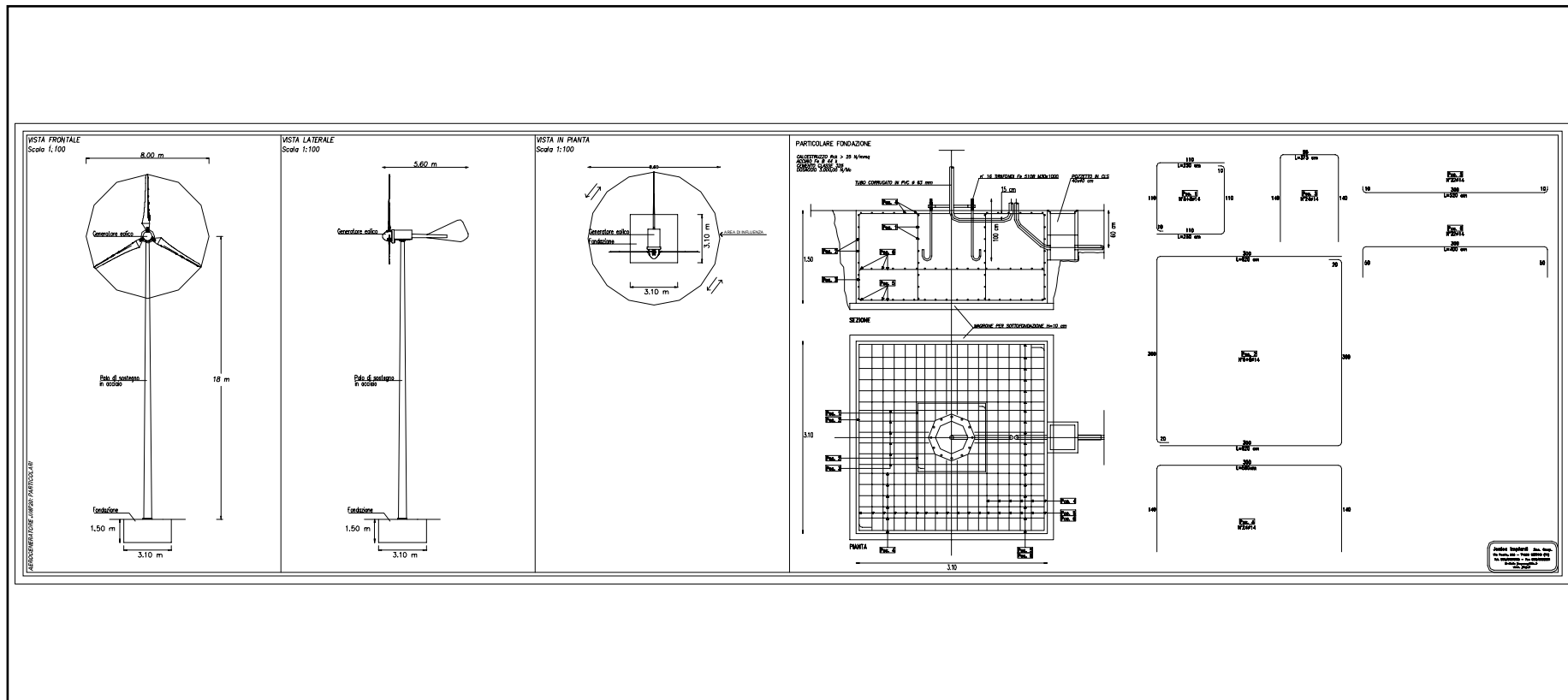


Macchina sincrona a flusso trasversale (con concentratori di flusso)

- Il vantaggio di questa macchina è l'elevata densità di potenza che permette la realizzazione di macchine multipolari con diametro contenuto rispetto agli altri tipi. Tuttavia, la sua struttura è abbastanza complessa e costosa. L'altro svantaggio è l'elevato valore dell'induttanza di dispersione che a regime determina un basso fattore di potenza.

ESEMPIO DI TORRE DI SOSTEGNO E FONDAZIONI DI UNA TURBINA EOLICA DI PICCOLA TAGLIA (JIMP20)

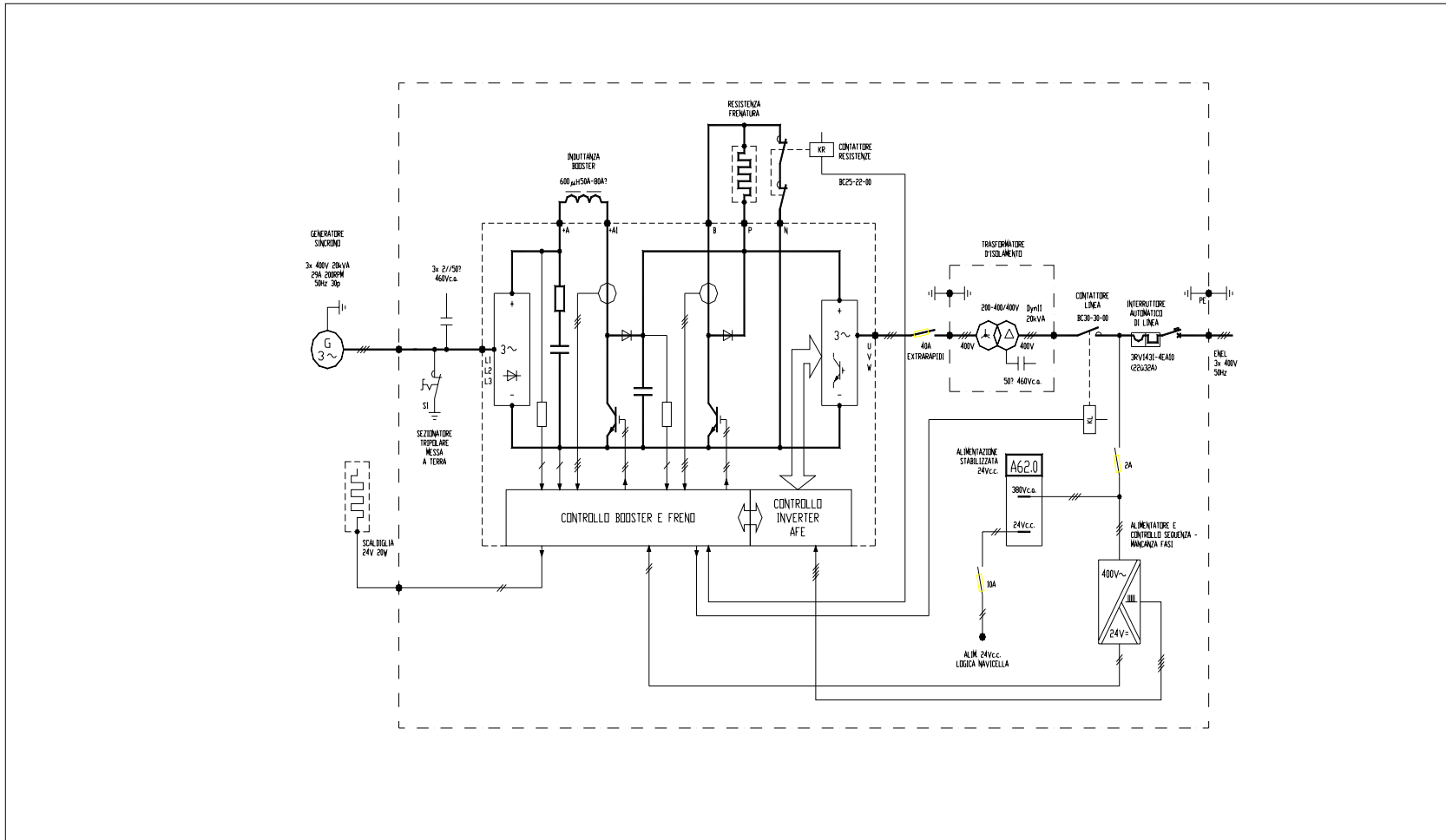
Ai fini della stabilità, una turbina eolica di piccola taglia necessita di un ancoraggio al terreno mediante la realizzazione in opera di un plinto in conglomerato cementizio armato. Il dimensionamento del plinto viene effettuato in base ai carichi trasmessi dalla turbina e dalla torre di sostegno che dovrà essere verificato in fase esecutiva sulla base delle caratteristiche geotecniche del sito.



23/09/2008

JONICA IMPIANTI - www.jimp.it

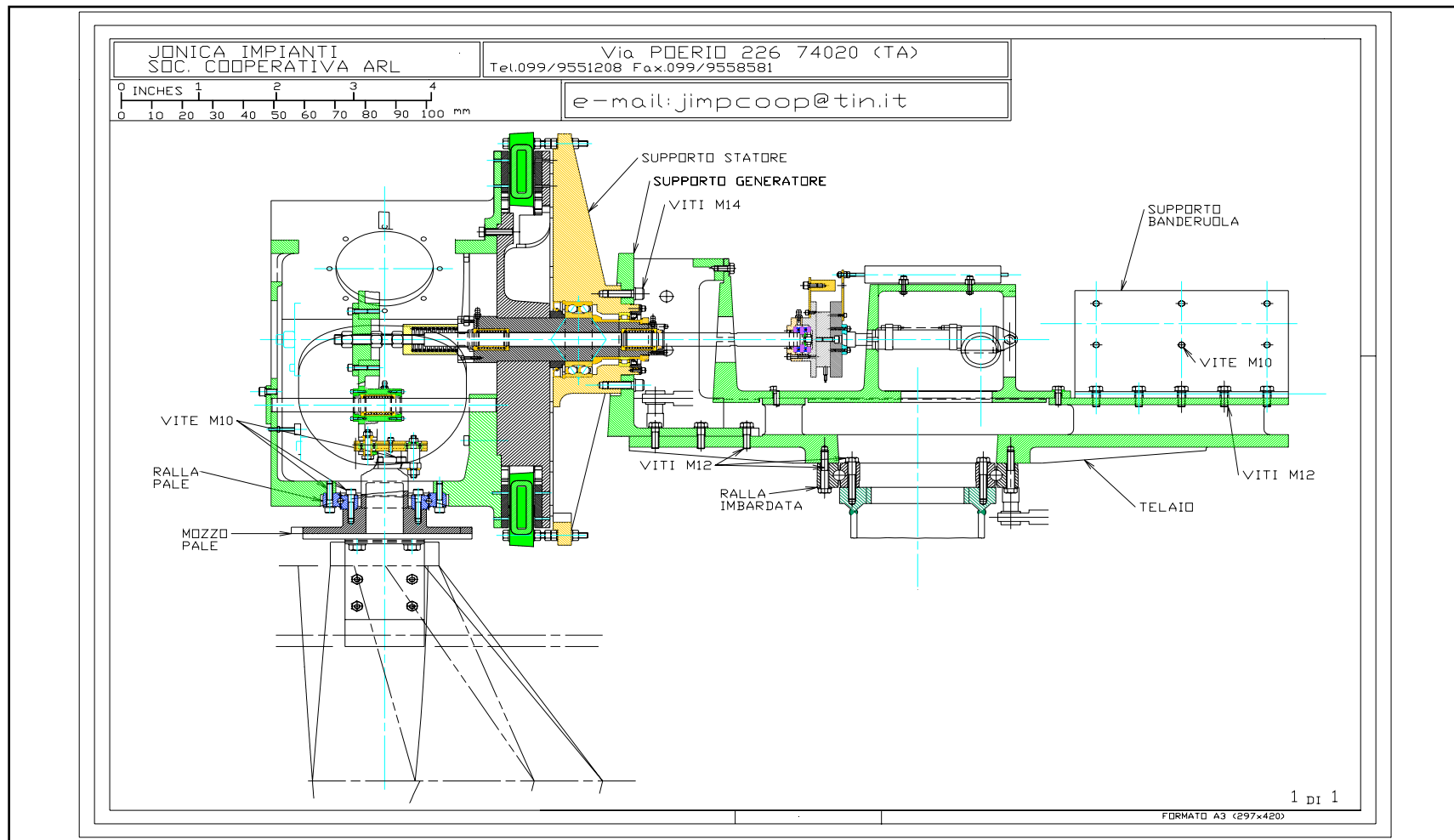
SCHEMA INVERTER AC/DC/AC



SOTTOSISTEMI DI UNA TURBINA EOLICA

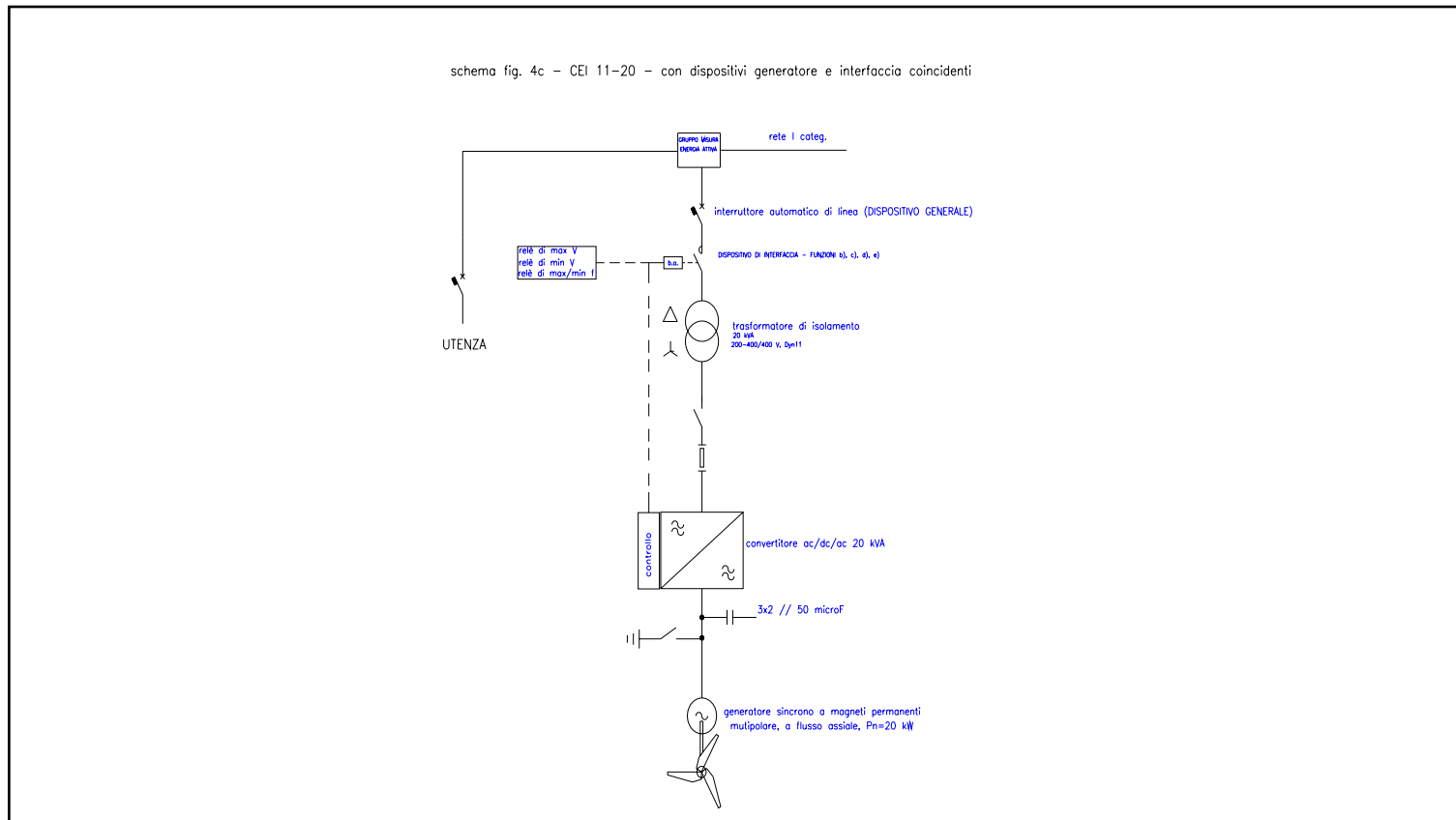
LA NAVICELLA

IL ROTORE EOLICO, LA LINEA D'ASSE, IL GENERATORE ELETTRICO
IL SISTEMA PASSO PALE, IL SISTEMA DI IMBARDATA



SISTEMI ELETTRICI DI CONNESSIONE

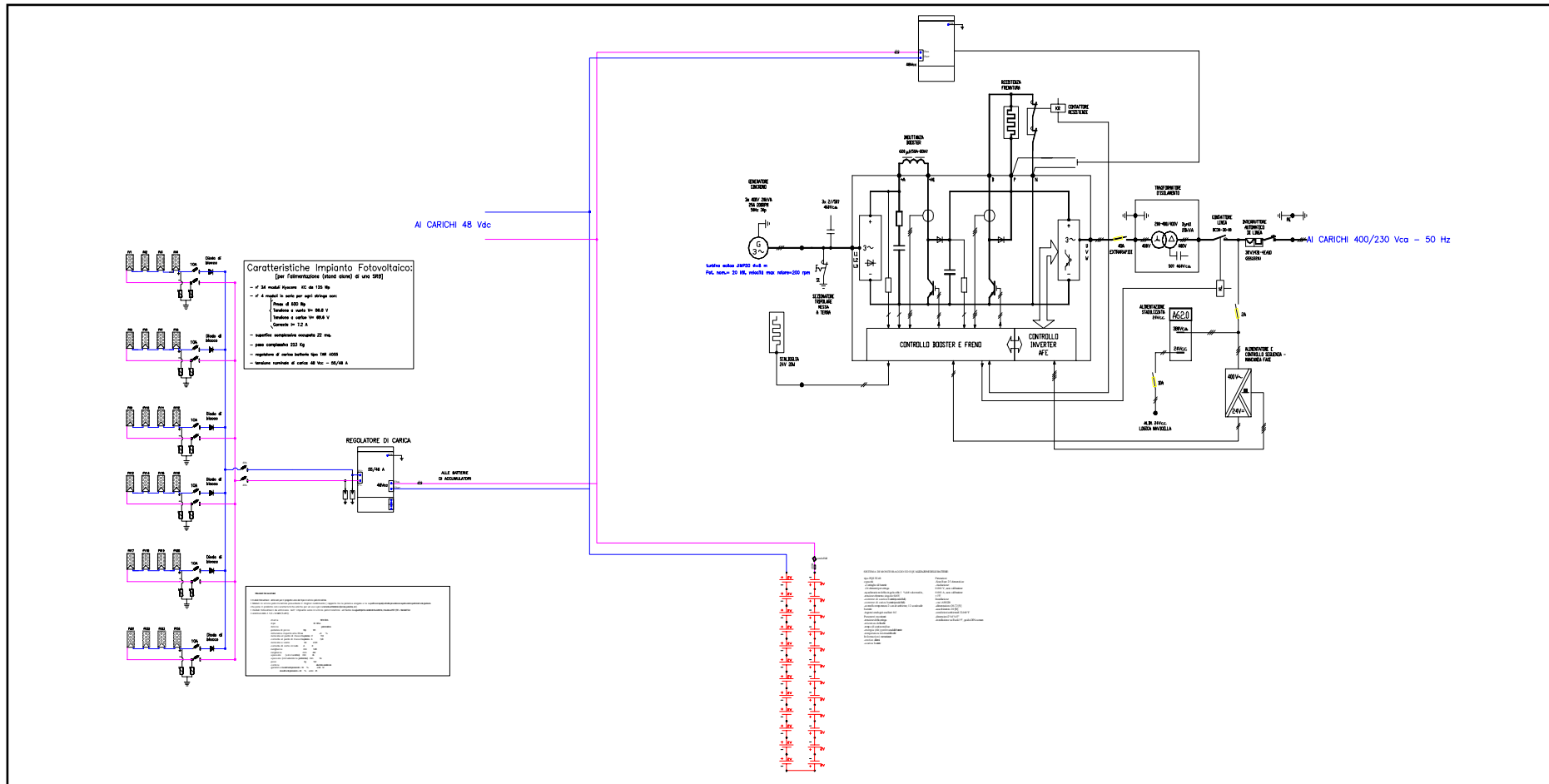
Ogni singolo impianto da rinnovabili per la produzione di energia elettrica da immettere nella rete, è comunque predisposto per proteggere la stessa rete e gli operatori con protezioni fortemente conservative. Il sistema comunque non deve essere in grado di sostenere la tensione di rete



Sistemi elettrici di connessione 2

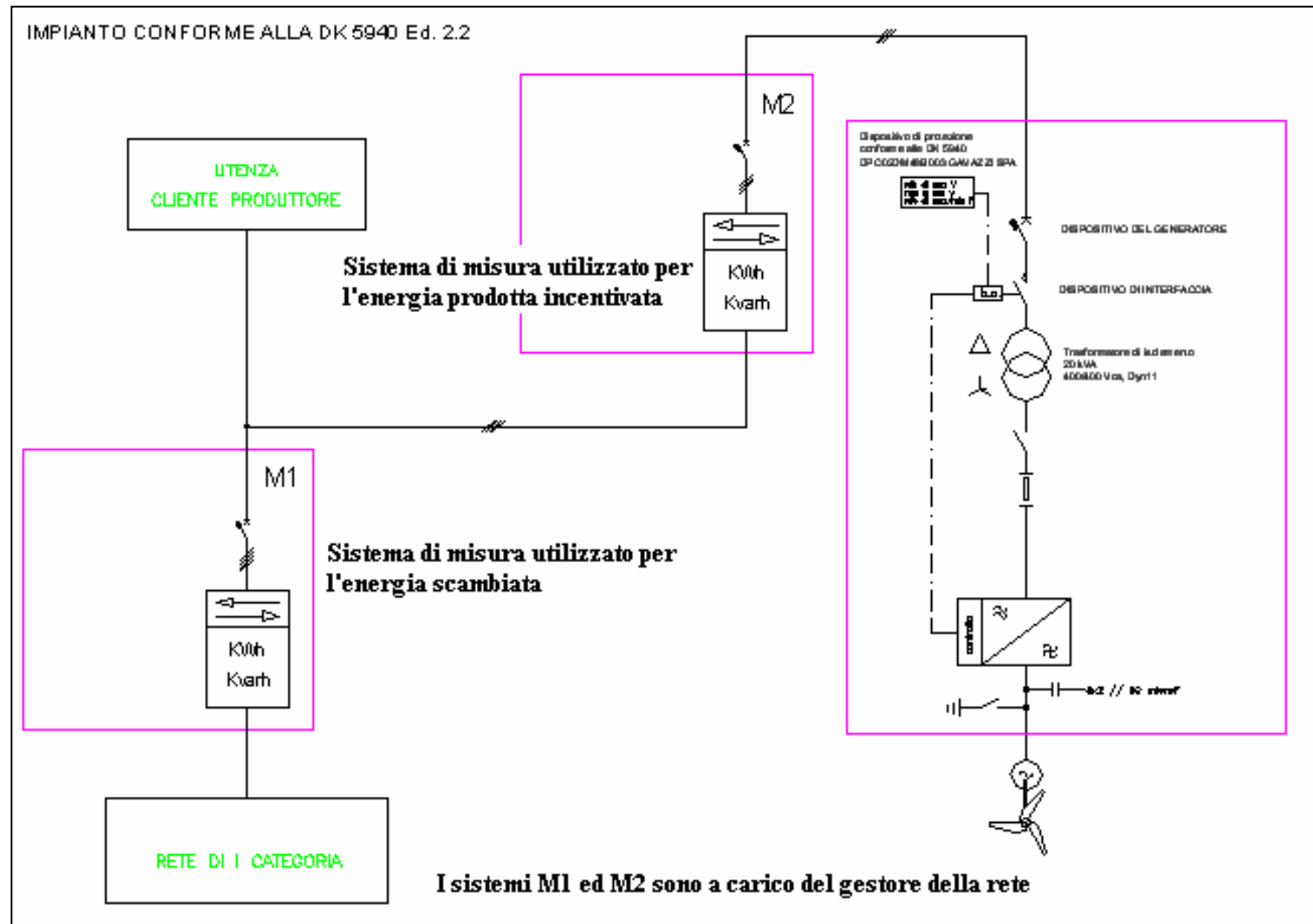
STAND-ALONE

ACCUMULO IN BATTERIA, SISTEMI IBRIDI, ALBERO ELETTRICO



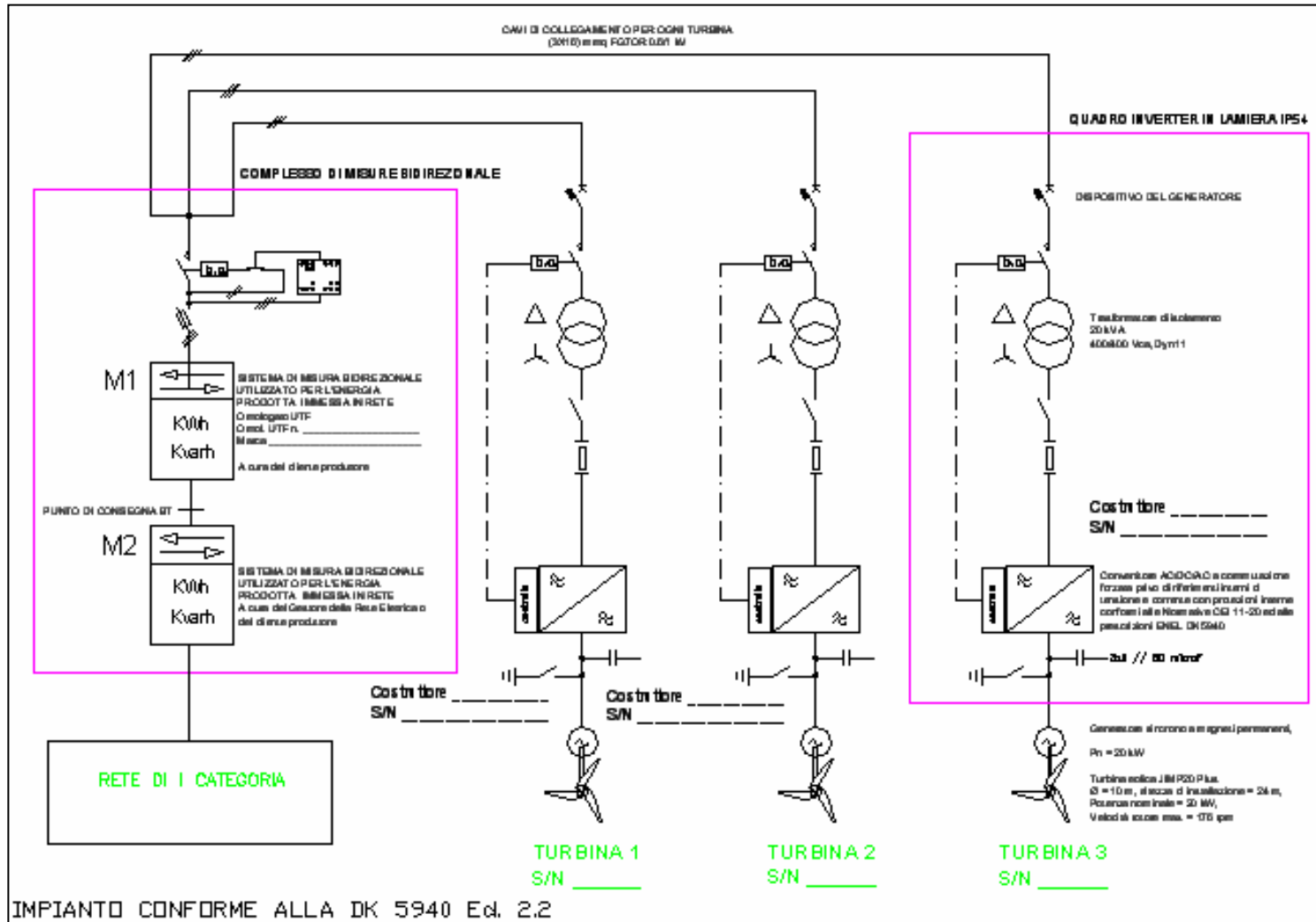
ESEMPI DI SCHEMI UNIFILARI

Impianto con 1 turbina eolica da 20kW per “scambio sul posto”



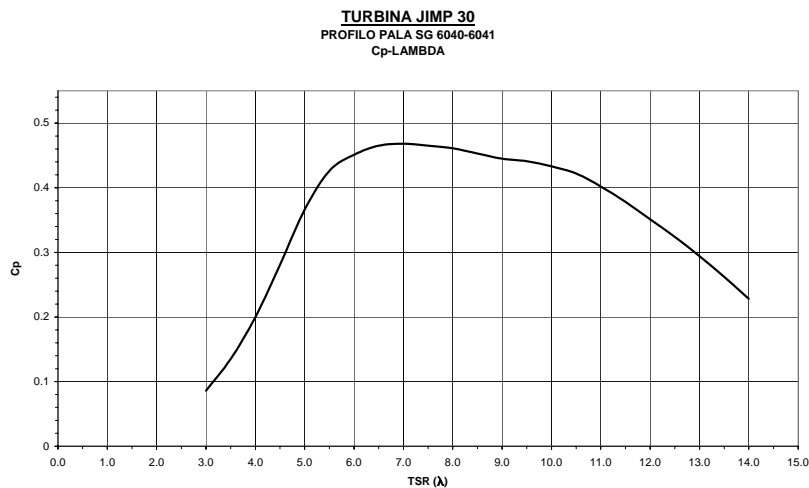
ESEMPI DI SCHEMI UNIFILARI

Impianto con 3 turbine eoliche da 20kW “cessione alla rete”

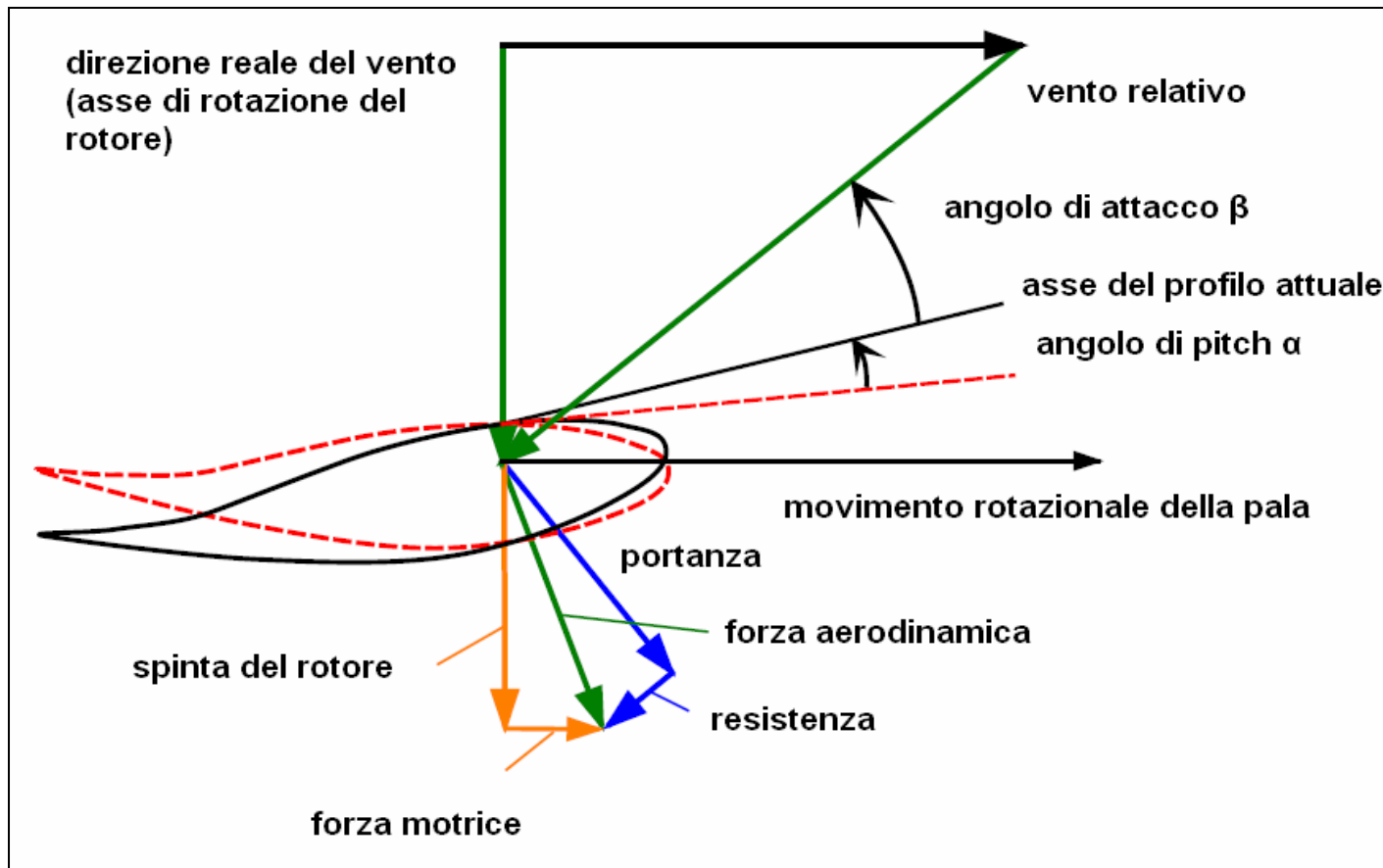


ELEMENTI DI PROGETTAZIONE DI UNA TURBINA EOLICA: IL ROTORE

- La produzione di una turbina eolica dipende dall'interazione tra il rotore e il vento.
- L'analisi classica delle turbine eoliche è stata inizialmente sviluppata da Betz e Glauert, nel 1930.
- Il limite di Betz, $C_{pmax}=16/27$, è il massimo valore possibile del coefficiente di potenza del rotore.
- In pratica tre cause diminuiscono il valore di C_{pmax} :
 - rotation of the wake behind the rotor;
 - numero finito di pale e associate perdite di tip;
 - aerodynamic drag (resistenza) diverse da zero;



Elementi di progettazione di una turbina eolica: il rotore 2

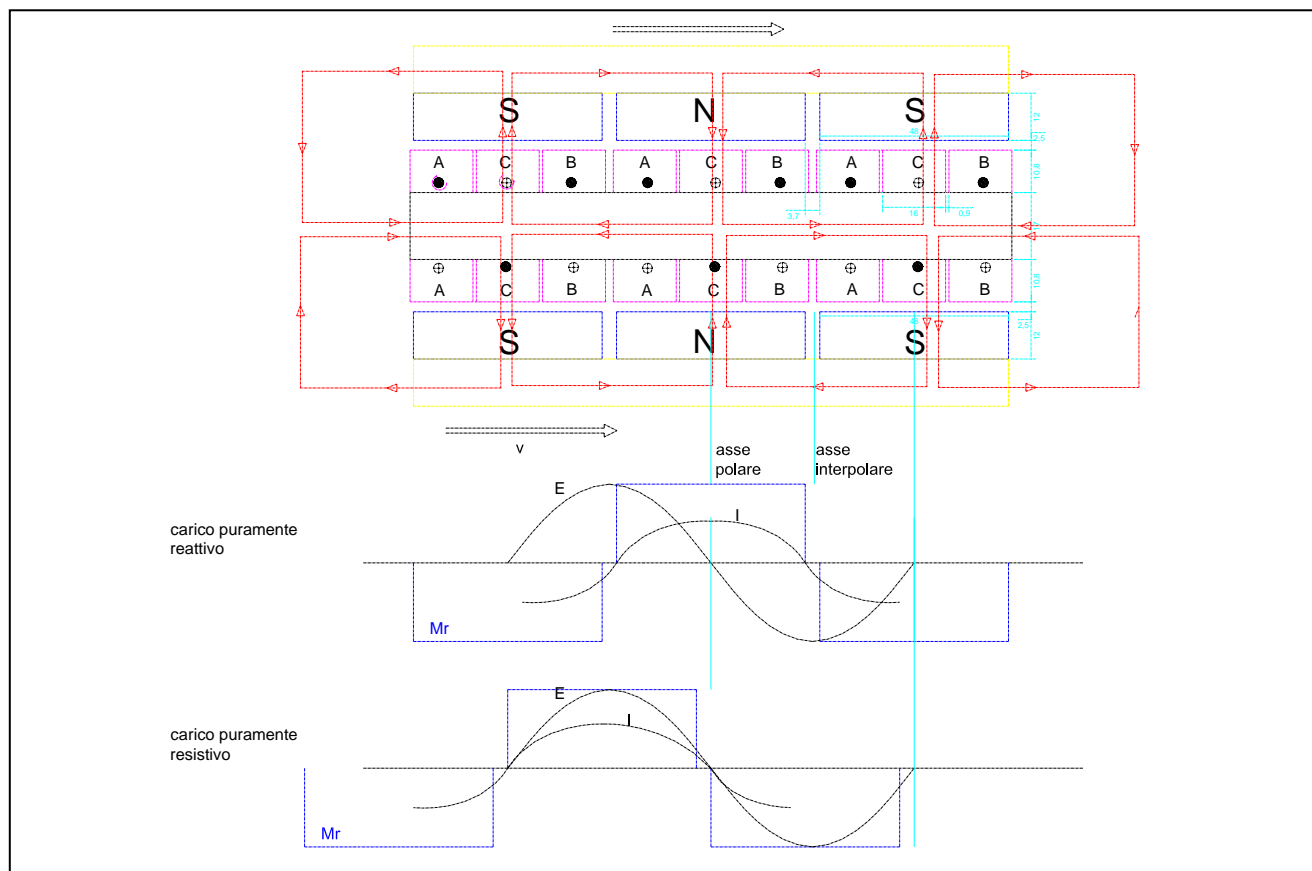


- Velocità vento apparente - Velocità del vento visto dalla pala (dato dalla somma vettoriale della velocità del vento reale (free stream wind) e della velocità di rotazione della pala ΩR (tip speed)).
- L'angolo di attacco, importante ai fini del calcolo del comportamento aerodinamico della pala, è invece l'angolo delimitato dall'asse del profilo attuale (chord line) e dalla direzione del vento apparente.

ELEMENTI DI PROGETTAZIONE DI UNA TURBINA EOLICA: IL GENERATORE

- La geometria di un generatore tipo è caratterizzata dalla presenza di uno statore resinato, solidale al telaio, e da n. 2 corone, che rappresentano i rotori (TWO ROTOR-SINGLE STATORE STRUCTURE).
- Sulle facce interne delle due corone sono alloggiati i magneti permanenti, in Nd-Fe-B, ad una distanza (traferro) di TBD mm dallo statore.
- l_m = lunghezza assiale del magnete [m]
- l_i = lunghezza radiale del magnete [m]
- l_c = larghezza del magnete [m]
- l_y = spessore del nucleo magnetico + conduttori elettrici (= larghezza tot. bobina) [m]
- l_g = lunghezza assiale del traferro [m]
- θ_m = angolo relativo alla larghezza del magnete [°]
- μ_{rm} = permeabilità relativa del magnete permanente = $1,36/1,27 = 1,07$
- μ_0 = permeabilità assoluta del vuoto (aria) $1,257 \cdot 10^{-6} \text{ T}/(\text{A}/\text{m}) = 1,257 \cdot 10^{-6} \text{ Wb}/(\text{Am}) = 1 \text{ Gs}/\text{Oe}$ [$\text{Vs}/(\text{Am})$]
- l_{fe} = spessore del ferro [m]
- S_m (= $l_c \times l_i$) sezione del magnete [m^2]
- S_g = sezione del traferro [m^2]
- S_{nucleo} (= $(l_y - \text{larghezza bobina}) \times l_i$) sezione del nucleo [m^2]
- S_{ferro} (= $l_{fe} \times l_i$) sezione del ferro rotorico [m^2]
- - D = diametro statore [m]
- - p = numero di coppie polari.
- - τ = lunghezza di un polo misurata lungo detta circonferenza
- - n = numero di giri al minuto [rpm]

Elementi di progettazione di una turbina eolica: il generatore 2



PRINCIPALI NORME TECNICHE DI RIFERIMENTO

- **CEI EN 61400-1** (Sistemi di generazione a turbina eolica)
- **CEI 11-20** (Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria)
- **DK5940** (Prescrizioni ENEL)

Possibili utilizzi di una turbina eolica di piccola taglia

Cessione dell'energia alla rete (vendita e/o scambio sul posto)	Quadro elettrico completo di dispositivo di interfaccia alla rete elettrica di BT; Sistema di controllo del parallelo alla rete elettrica di BT; Inverter AC/DC/AC;
Alimentazione elettrica di utenze isolate	Convertitore AC/DC; Sistema di controllo per la carica delle batterie; Convertitore DC/AC per l'alimentazione dell'utente;
Stazioni di pompaggio	Quadro elettrico, con dispositivo di interfaccia pompa-turbina; Controllo del sistema pompa-turbina
Applicazioni speciali (es.alimentazione di elettrolizzatori per la generazione di idrogeno);	

ANALISI ANEMOLOGICA

- Il rendimento delle macchine eoliche dipende dalla *intensità del vento*: a parità di diametro delle pale, con l'aumento della velocità del vento, la potenza teoricamente estraibile aumenta in modo più che proporzionale (andamento con il cubo della velocità).
- Una turbina eolica, inoltre, deve operare in maniera efficiente in un determinato intervallo di velocità per sfruttare al meglio le risorse del sito in cui verrà installata, deve essere sufficientemente robusta per operare a lungo e con affidabilità nelle condizioni ambientali date (intensità di turbolenza, intervallo di temperature), deve inoltre essere adeguatamente resistente per superare senza danni eventi straordinari come venti estremi.
- Conoscendo il comportamento di una macchina eolica, infine, è possibile stimare, in base alle caratteristiche del vento, la sua produzione su base annua. Questa produzione verrà poi estrapolata per l'intero ciclo di vita dell'impianto di cui la macchina farà parte per consentire la valutazione economica del progetto in base ad un'analisi di investimento.

ANALISI ANEMOLOGICA

- Prima di decidere l'installazione di un impianto eolico, pertanto, è indispensabile un'accurata conoscenza delle caratteristiche del vento nel sito in cui si intendono installare gli aerogeneratori.
- Tali conoscenze si ottengono realizzando preventivamente un accurato studio anemologico (cioè della frequenza, della velocità, della durata e della direzione del vento).
- L'intensità del vento dipende dalle caratteristiche orografiche del terreno. Un primo elemento è la rugosità del suolo: in pianura o al mare il vento spira con intensità maggiore che in campagna o nelle città. Un altro è in funzione dell'altezza dal suolo: più ci si alza, maggiore è la velocità del vento.

ANALISI ANEMOLOGICA

- La qualificazione di un sito sotto il profilo anemologico ed insediativo è un processo, di durata complessiva non inferiore ad un anno, articolato secondo fasi sequenziali:
 - Selezione delle aree di potenziale interesse
 - Sopralluoghi di valutazione preliminare dei siti
 - Valutazione delle potenzialità territoriali per l'insediamento di impianti eolici
 - Installazione stazioni anemometriche
 - Acquisizione dati
 - Elaborazione dati
 - Valutazione del potenziale energetico ed insediativo
- Una stazione anemometria in genere è costituita da una serie di sensori per la rilevazione della velocità (anemometri) e della direzione (banderuole) del vento posizionati a differenti altezze, eventualmente possono essere presenti anche sensori di temperatura ed umidità dell'aria, da *data logger* per l'acquisizione, l'elaborazione, l'immagazzinamento ed eventualmente la trasmissione dei dati rilevati, da un sistema di alimentazione (batterie, pannelli solari) e da un impianto di messa a terra.
- I sensori di rilevazione del vento (anemometri) vengono posizionati ad altezze differenziate con lo scopo di calcolare il *wind shear* del sito e quindi valutare le potenziali velocità del vento alle diverse altezze (al mozzo) delle turbine eoliche.

ANALISI ANEMOLOGICA

L'andamento del costo energetico relativo ai sistemi eolici è determinato dai miglioramenti nella tecnologia (macchine sempre più affidabili e competitive) resi possibili dagli esiti delle ricerche applicate al settore (es. profili e rendimenti delle pale) e dai volumi della domanda di energia da fonte-rinnovabile.

L'andamento storico e di prospettiva dei costi energetici da fonte eolica, in funzione della velocità media del vento, mostra una significativa riduzione verso valori di assoluto interesse, in particolare, per sistemi di media e grande taglia per venti medi superiori a 6 m/s e, per sistemi di piccola taglia, per venti medi superiori a 4,5 m/s.

L'insediamento di sistemi eolici, comunque dimensionati rispetto alle specifiche esigenze locali, va correlato alla puntuale valutazione della risorsa energetica (il vento) presente sul territorio.

Note le caratteristiche anemologiche del sito in oggetto e la curva di potenza dell'aerogeneratore da impiegare, si determina la resa energetica annua. Il numero di ore di funzionamento equivalente annuo atteso per il sito d'installazione è determinabile dalla velocità del vento estrapolata e discretizzata alla altezza mozzo dell'aerogeneratore.

ANALISI ANEMOLOGICA

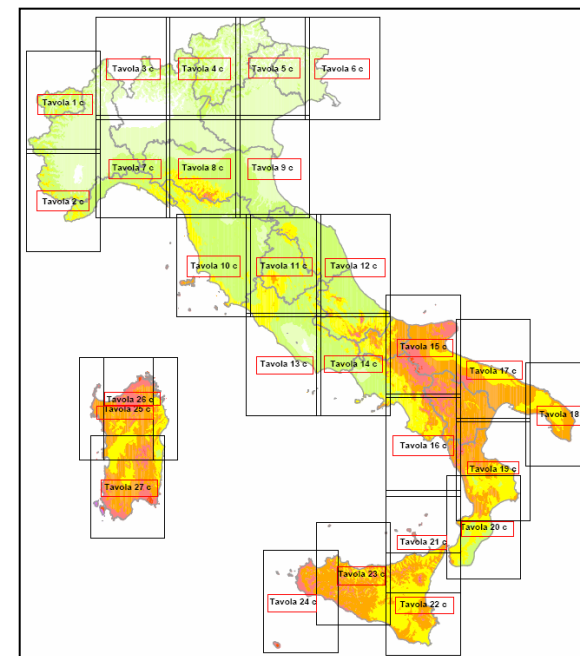
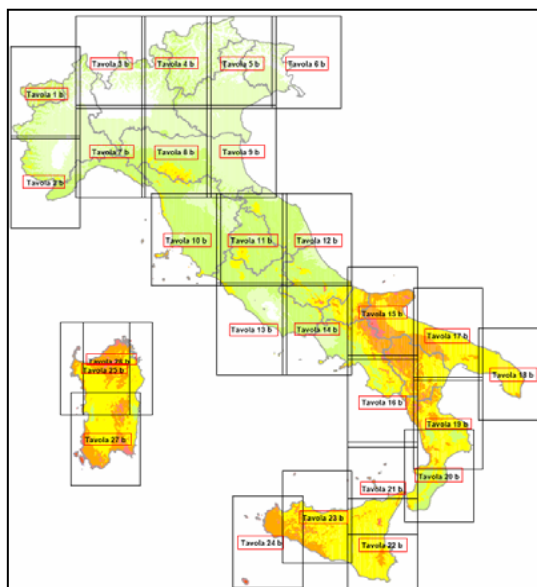
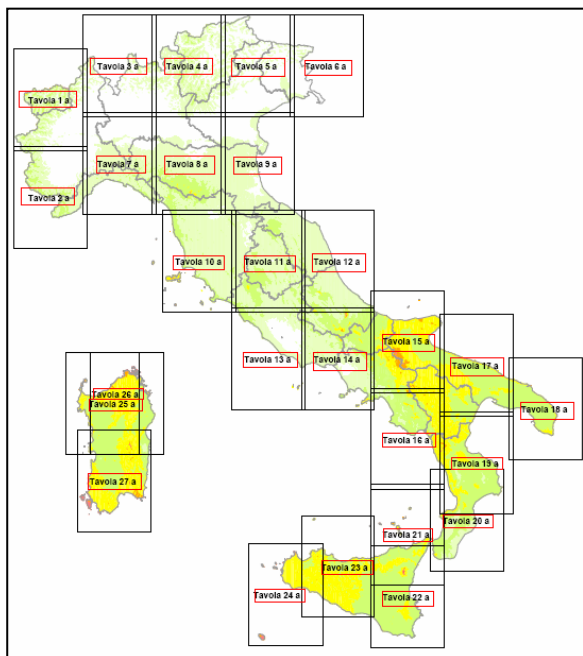
L'estrapolazione ad altezza mozzo della velocità del vento, misurata dal sensore anemometrico ad un'altezza di riferimento rispetto al suolo, viene operata applicando la seguente relazione:

$$V=V_r*(h/h_r)^\alpha$$

Il valore estrapolato possiede una dipendenza funzionale, oltreché dalle due altezze considerate, anche dal livello di rugosità superficiale caratteristico della tipologia di terreno su cui l'anemometro è installato. La resa energetica è quindi calcolabile attraverso la sommatoria dei prodotti della potenza elettrica generata dalla macchina per tutte le classi di velocità vento, definite da intervalli di 1 m/s tra il valore di cut-in e quello di cut-out, per le rispettive ore di funzionamento annue relative alle medesime-classi.

Il valore così ottenuto rappresenta la producibilità lorda annua. Per arrivare alla producibilità netta annua la si deve moltiplicare per opportuni coefficienti che tengono conto della garanzia della curva di potenza, della disponibilità di macchina e del rendimento complessivo di centrale.

Producibilità della fonte eolica in Italia a 25 - 50 - 70 m sul livello del suolo (rif. Atlante eolico)



SVILUPPO EOLICO

- **Selezione del sito**

Parametri da considerare: orografia del terreno; accessibilità al sito; distanza dalle più vicine linee di trasmissione di energia elettrica; classificazione del sito in termini di destinazione d'uso del terreno interessato; presenza di aree di particolare interesse quali aree Parco, aree SIC (Siti di Interesse Comunitario) o aree ZPS (Zone a Protezione Speciale); presenza di particolari vincoli quali quello idrogeologico o paesaggistico, o architettonico ecc.

- **Fattibilità del progetto**

Valutazione tecnica di dettaglio: monitoraggio della ventosità del sito e successivo studio dei dati anemometrici raccolti durante almeno un anno di rilievi; valutazione economica ai fini della fattibilità commerciale del progetto; (valutazione dei vincoli progettuali, specialmente sotto il profilo ambientale.

SVILUPPO EOLICO

Valutazione ambientale

La valutazione ambientale permette di considerare i diversi aspetti che influenzano la scelta del sito:

- valutazione visiva (effetti sulla "zona di influenza visiva" degli impianti, effetti sull'insolazione e di ombreggiamento);
- valutazione paesaggistica (modificazioni permanenti e transitorie del paesaggio, design e colore delle turbine eoliche);
- valutazione del rumore (prescrizioni per le distanze dalle abitazioni, tipologia e livello del rumore di fondo);
- valutazione ecologica (effetti sull'habitat per flora e fauna, eventuale stagionalità degli impatti);
- valutazioni archeologiche e storiche (ulteriori ritrovamenti non ancora accertati);
- valutazioni idrologiche (impatto del progetto sui corsi d'acqua, ove opportuno anche per l'acqua sorgiva);
- interferenze con i sistemi di telecomunicazioni (adozione di soluzioni tecniche e localizzative tali da minimizzare eventuali interferenze);
- sicurezza del volo (in relazione a sistemi radar e rotte a bassa quota);
- costruzione e gestione del traffico d'accesso (viabilità provvisoria e piste permanenti);
- connessione elettrica (sottostazione elettrica di collegamento alla rete di distribuzione, linea elettrica di interconnessione);
- effetti sull'economia locale (numero dei posti di lavoro temporanei e permanenti creati e valore dei contratti affidati localmente);
- effetti sull'ambiente globale (quantità di emissioni inquinanti evitate in relazione alla medesima produzione di energia da impianti convenzionali);
- effetti sul turismo e sulle attività ricreative (attrattività dei luoghi, eventuali diritti di passaggio, preesistenti o da costituire);
- modalità di ripristino dei luoghi (rimozione delle attrezzature a terra, riadattamento del terreno e adeguamento al paesaggio, copertura erbosa di strade e piste del sito).

SVILUPPO EOLICO

- **Progetto dell'impianto**

Individuare la localizzazione, il numero ed il tipo di turbine eoliche da installare nel parco eolico e, soprattutto, il loro posizionamento (micro-siting);

- **Costruzione**

La costruzione di un parco eolico richiede poco tempo, circa di 10 mesi (poche settimane per il minieolico), e prevede costi pari all'85% del costo d'investimento. La maggior parte del tempo di costruzione viene speso per la realizzazione delle fondazioni, mentre l'installazione degli aerogeneratori richiede poche settimane (poche ore per il minieolico).

- **Gestione e Manutenzione**

- **Rilascio e ripristino delle aree** (i generatori eolici possono essere smantellati facilmente e rapidamente);

IL QUADRO LEGISLATIVO

Legge 9 gennaio 1991 n. 9

- Liberalizzazione della produzione di energia da fonte rinnovabile non più sottoposta a riserva di esclusiva a favore dell'ENEL (art. 22).

Legge 9 gennaio 1991 n. 10

- Espropriazione per causa di pubblica utilità dei suoli sui quali insediare impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (art. 1).

Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79

- Liberalizzazione delle attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, con riserva al gestore, concessionario dello Stato, delle attività di trasmissione e dispacciamento (art. 1)
- Priorità a favore dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per le piccole reti isolate (art. 7)
- Obbligo di immissione nel sistema elettrico nazionale di una quota (2%) prodotta da impianti da fonti rinnovabili, per le importazioni e produzioni di energia elettrica, eccedenti i 100 GWh (art. 11)
- Possibilità di adempiere acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purché immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale, o dal gestore della rete di trasmissione
- Precedenza dell'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili nell'immissione nella rete di trasmissione nazionale rispetto alle altre fonti
- Possibilità per i clienti idonei (consumo, misurabile in un unico punto del territorio nazionale nell'anno precedente, superiore a 100.000 kWh) di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero

Decreto Ministero Industria 11 novembre 1999

- Definizione delle modalità per la emissione dei “certificati verdi”, intesi come diritti associati, per i primi otto anni di esercizio successivi al periodo di collaudo ed avviamento, alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili
- Contrattazione dei certificati verdi in apposita sede (borsa dell’energia) presso la quale i soggetti obbligati possano acquistare certificati verdi a copertura della percentuale obbligata stabilita per i produttori da fonte tradizionale
- Assegnazione dei certificati verdi da parte del GRTN in base all’energia annua prodotta
- Valore attuale del certificato verde 50 MWh

Direttiva Europea 2001/77/CE del 27 settembre 2001

- Direttiva sulla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità.
- Promozione delle fonti energetiche rinnovabili con obiettivi di:
 - protezione dell’ambiente
 - sostenibilità dello sviluppo
 - creazione di occupazione locale
 - impatto positivo sulla coesione sociale
 - sicurezza degli approvvigionamenti
 - conseguimento degli obiettivi di Kyoto

Obiettivi nazionali di produzione da fonti energetiche rinnovabili

- 1997 → 16% 2010 → 25%

Legge Costituzionale 18 ottobre 2001 n. 3

- Potestà legislativa delle Regioni in materia di produzione, trasporto e distribuzione dell'energia, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato.

Direttiva 2003/87/CE 13 ottobre 2003

- Istituzione del sistema europeo di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità.

Decreto Legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003

- Recepimento della direttiva europea sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, stabilendo le finalità di promozione delle fonti energetiche rinnovabili e sviluppo della microgenerazione elettrica da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane (art. 1)
- Incremento annuo dello 0,35% della quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili (periodo 2004-2006)
- Successivi incrementi – sino al 2012 – stabiliti dal Ministro delle attività produttive (art. 4)
- Possibilità di connessione alla rete con modalità di scambio sul posto dell'energia elettrica a favore degli impianti da fonte rinnovabile con potenza fino a 20 kW (art. 6)
- Introduzione della garanzia di origine dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili, purché la produzione annua non sia inferiore a 50 MWh (art. 11); soggetto designato al rilascio: Gestore della rete
- Pubblica utilità, indifferibilità e urgenza delle opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché opere connesse e infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti (art. 12)
- Unica autorizzazione regionale (deliberata con Conferenza dei servizi) per la costruzione degli impianti, delle opere e delle infrastrutture connesse

- Procedimento unico, di durata non superiore a 180 giorni, costituente titolo a costruire ed esercire l'impianto
- Prescrizione dell'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi, a carico del soggetto esercente, a seguito della dismissione dell'impianto
- Esclusione di ulteriori misure di compensazione a favore delle regioni e delle province
- Compatibilità degli impianti di produzione energetica da fonti rinnovabili con la classificazione agricola delle aree di insediamento
- Approvazione di linee guida per lo svolgimento del procedimento unico in Conferenza unificata dei Ministri delle attività produttive, dell'ambiente e dei beni culturali; e definizione delle modalità di corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio
- Possibilità per le regioni di procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti

Legge 23 agosto 2004 n: 239

- Definizione della *microgenerazione* come produzione di energia con capacità non superiore a *1 MW* da assoggettare, per l'installazione, a norme autorizzative semplificate
- Valore dei certificati verdi emessi ai sensi del decreto legislativo n. 79/99 stabilito in *50000 kWh*
- Prezzo di riferimento dei certificati verdi (GRTN): *0,12528 Euro/kWh*
- **Delibera dell'Autorità per l'Energia n° 34/05**
- Prezzo minimo di cessione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (fino a 500.000 kWh/annui - aggiornamento 2007):
- *0,0964 Euro/kWh*

Regione Toscana - L.R. n. 39 del 24 febbraio 2005

- Installazione di impianti eolici di potenza nominale da 5 kW fino a complessivi **50 kW** soggetta a **Denuncia di Inizio Attività** (D.I.A.), costituente titolo abilitativo ai fini degli adempimenti in materia edilizia e di energia.

Regione Puglia L.R. n. 9/2005 – Regolamento n. 16/2006

- **Installazione di impianti di piccola taglia**, con potenza massima complessiva di **60 kW**, potenza massima unitaria di **30 kW**, diametro rotore di **10 metri**, altezza del palo di sostegno non superiore a **24 metri** soggetta ad un regime autorizzativo semplificato, consistente nella **Denuncia di Inizio Attività** (D.I.A.), costituente titolo abilitativo, ai fini degli adempimenti in materia di edilizia e di energia, sostitutivo dell'autorizzazione unica di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387/2003.
- Tali impianti di piccola taglia sono assoggettati alla **Denuncia di Inizio Attività** (D.I.A.), costituente titolo abilitativo, ai fini degli adempimenti in materia di edilizia e di energia, sostitutivo dell'autorizzazione unica di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387/2003.

- La **Regione Campania**, con Delibera di Giunta n° 1955 del 30 novembre 2006, ha stabilito che per la realizzazione di *impianti eolici di potenza fino a 1 MW* i proponenti la costruzione richiedano al **Comune** interessato il *titolo abilitativo ai fini urbanistici* e trasmettano alla Regione una relazione tecnica dell'intervento, nonché la comunicazione della data di messa in esercizio dell'impianto.
- La **Regione Basilicata**, con Legge n° 9 del 26 aprile 2007, ha autorizzato la realizzazione di impianti di minieolico con *potenza nominale installata complessiva non superiore a 100 kW* e per un numero massimo di cinque aerogeneratori; escludendo tali impianti dalle procedure di valutazione di impatto ambientale (con soglia di potenza nominale complessiva non superiore a 50 kW nelle aree naturali protette).

Delibera dell'Autorità per l'Energia n° 28/06

- Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'art. 6 del Decreto Legislativo n. 387/2003.
- **Decreto Legislativo n° 152 del 3 aprile 2006 (Testo Unico Ambiente)**
Estensione periodo di validità dei certificati verdi a 12 anni (art. 267).

QUADRO NORMATIVO AL 31 DICEMBRE 2007 PER LA GENERAZIONE DISTRIBUITA DA FONTE EOLICA

- Nell'Allegato A della deliberazione n. 160/06 dell'autorità è riportata una regolazione, applicabile alla Generazione Distribuita che si differenzia in ragione delle tipologie impiantistiche, delle tipologie di fonti primarie utilizzate (distinguendo, ad esempio, tra impianti alimentati da fonti rinnovabili, impianti di cogenerazione alimentati da combustibili fossili ed i rimanenti impianti) e delle tipologie di connessione alla rete.
- I principali elementi di carattere normativo/regolatorio di interesse per la Generazione Distribuita sono:
 - regolazione dell'accesso ai servizi di sistema;
 - modalità di cessione dell'energia elettrica immessa in rete;
 - regimi di incentivazione esistenti per alcune tipologie di fonti o di impianti.

REGOLAZIONE DELL'ACCESSO AI SERVIZI DI SISTEMA

- Il servizio di connessione alle reti elettriche è erogato dal gestore di rete (imprese distributrici e Terna).
- L'attuale regolazione del servizio, in particolare le condizioni procedurali, economiche e tecniche per la sua erogazione, è distinta tra:
 - connessioni alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV;
 - connessioni alle reti elettriche con tensione nominale fino a 1 kV.

REGOLE DI CONNESSIONE

- La tabella 2 evidenzia le delibere dell’Autorità che regolano il servizio di connessione alla rete elettrica degli impianti di produzione di energia elettrica:

	Livello di tensione	Condizioni procedurali ed economiche	Regole tecniche di connessione
Trasmissione	AAT/AT	Delibera n. 281/05	Delibera n. 250/04 Codice di rete - Terna
Distribuzione	AT		Delibera n. 89/07
	MT		
BT			

- tabella 2 -

LE CONNESSIONI IN MEDIA ED ALTA TENSIONE

- Nel caso di connessioni in alta e media tensione, l'Autorità ha definito i principi sulla base dei quali ciascun gestore di rete (imprese distributrici e Terna) ha predisposto le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche.
- In particolare, per quanto riguarda le condizioni economiche, la deliberazione n. 281/05 ha definito:
 - un corrispettivo a copertura delle attività di studio e di definizione della soluzione generale per la connessione;
 - un corrispettivo a copertura delle attività di definizione della soluzione di dettaglio per la connessione;
 - un corrispettivo di connessione, determinato sulla base del preventivo dei costi di realizzazione dell'impianto per la connessione allegato alla progettazione di dettaglio. Nel computo di tale corrispettivo sono inclusi gli oneri associati alle modifiche infrastrutturali della rete elettrica esistente che si dovessero rendere necessarie per l'erogazione del servizio di connessione, ad eccezione degli interventi sulla rete di trasmissione nazionale che continuano ad essere remunerati sulla base degli attuali meccanismi tariffari. Le condizioni economiche sono aderenti ai costi effettivi.

Le connessioni in media ed alta tensione 2

- Inoltre l'Autorità, tenendo conto del decreto legislativo n. 387/03^[1], ha previsto, nel caso di fonti rinnovabili:
 - la priorità nella gestione delle richieste;
 - il diritto di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione (tale diritto è in realtà valido per tutti i tipi di connessioni);
 - uno sconto per i due corrispettivi di definizione della soluzione per la connessione (con un massimale al 50% rispetto al caso di fonti convenzionali);
 - uno sconto-distanza sull'eventuale linea elettrica realizzata per la connessione;
 - un corrispettivo nullo nel caso di interventi su rete esistente derivanti dalla richiesta di connessione
 - la riduzione delle garanzie finanziarie (50%).
- Infine, per quanto riguarda le condizioni tecniche, Terna applica il proprio Codice di rete definito sulla base dei principi di cui alla deliberazione n. 250/04 19 e sottoposto all'approvazione dell'Autorità per le parti di propria competenza, mentre, per quanto riguarda le imprese distributrici, l'Autorità ha in corso un procedimento, avviato con la deliberazione n. 136/04, finalizzato a definire regole tecniche di riferimento uniche a livello nazionale a cui le medesime imprese devono riferirsi.

^[1] *Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, di recepimento della direttiva 2001/77/CE in materia di fonti rinnovabili*

Le connessioni in bassa tensione 1

- Nel caso di connessioni in bassa tensione^[1], l'Autorità, con la deliberazione n. 89/07, ha definito modalità procedurali standard e condizioni economiche a forfait al fine di introdurre elementi di maggior semplicità per i produttori titolari di impianti di piccola taglia, tenendo conto della standardizzazione che, nella maggior parte dei casi, contraddistingue tali connessioni.
- La tabella 2 di seguito riportata riassume le modalità procedurali standard che ogni impresa distributrice è tenuta ad applicare per le connessioni in bassa tensione:

^[1] *Per connessioni di impianti di produzione di energia elettrica con potenze complessive fino a 50 kW il servizio di connessione è obbligatoriamente erogato in bassa tensione, mentre viene lasciata discrezionalità alle imprese distributrici per potenze complessive di connessione superiori a tale soglia.*

TEMPI					
MAX 20 GG		MAX 30 GG		MAX 30 GG (lavori semplici) MAX 120 GG (lavori complessi)	
T0	T1	T2	T3	T4	T5
Richiesta di connessione	Preventivo	Accettazione preventivo	Accettazione Richiesta Autorizzazioni (se necessario)	Ulteriori lavori	Ultimazione connessione
Richiedente	Impresa distributrice	Richiedente	Impresa distributrice	Richiedente	Impresa distributrice
RESPONSABILITA'					

Le connessioni in bassa tensione 2

Nella seguente tabella sono riportati i corrispettivi applicati nell'anno 2007 per le connessioni in BT

Diritto fisso [Euro]	46,53	
Quota/potenza [Euro/kW]	69,7981	
Quota-distanza [Euro] * *Distanza che separa l'utenza dalla più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione in servizio da almeno cinque anni (cabina di riferimento)	<i>Parte fissa</i>	<i>Importo aggiuntivo</i>
entro 200 metri	185,65	
oltre 200 e fino a 700 metri <i>per i primi 200 metri</i> <i>per ulteriore distanza (ogni 100 metri o frazioni superiori a 50 metri)</i>	185,65	93,06
oltre 700 e fino a 1.200 metri <i>per i primi 700 metri 650,03</i> <i>per ulteriore distanza (ogni 100 metri o frazioni superiori a 50 metri)</i>	650,03	185,65
oltre 1.200 metri <i>per i primi 1.200 metri</i> <i>per ulteriore distanza (ogni 100 metri o frazioni superiori a 50 metri)</i>	1.578,29	371,30

Le connessioni in bassa tensione 3

- Per quanto riguarda le connessioni in bassa tensione nel caso di fonti rinnovabili, l'Autorità ha previsto che i produttori paghino solo il 50% dei corrispettivi definiti a forfait e riportati nella tabella 4.
- Gli sconti applicati agli impianti alimentati da fonti rinnovabili (sia nel caso della bassa tensione che nel caso della media e alta tensione) non comportano minori ricavi per i gestori di rete in quanto la parte dei corrispettivi non applicata ai produttori viene posta a carico del Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A3.
- Nel caso di connessioni in bassa tensione, l'Autorità ha definito degli indennizzi automatici che le imprese distributrici erogano al produttore nel caso in cui non vengano rispettati i tempi massimi, indicati nella tabella 2, per la definizione del preventivo e per la realizzazione della connessione.
- Nel primo caso l'indennizzo automatico è pari a 60 euro, nel secondo caso è pari al maggior valore tra l'1% del corrispettivo per la connessione e 5 euro per ogni giorno di ritardo della realizzazione della connessione fino a un massimo di 180 giorni.
- Infine, per quanto riguarda le condizioni tecniche, al momento si applicano le condizioni definite da ciascuna impresa distributtrice. L'Autorità sta analizzando tali condizioni al fine di evitare comportamenti che ostacolano l'accesso alla rete.

Le connessioni in bassa tensione 4

Future revisioni delle condizioni per la connessione

- Si evidenzia che l’Autorità sta rivedendo le condizioni per la connessione, al fine di:
 - armonizzare, in un testo unico, le condizioni procedurali ed economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica, qualunque sia il livello di tensione;
 - estendere le procedure per la connessione in bassa tensione anche alle connessioni in media tensione, inclusi gli indennizzi automatici, con riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento;
 - rivedere gli indennizzi automatici e i tempi massimi per la connessione al fine di rimuovere le criticità emerse;
 - estendere i corrispettivi a forfait anche ai casi di connessioni in media tensione, precisando le situazioni in cui verrebbero comunque applicati corrispettivi “a costo”.

Servizio di trasporto e di dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete

Il servizio di trasporto

- Attualmente tutti i produttori, indipendentemente dal livello di tensione cui l'impianto è collegato, contribuiscono alla copertura dei costi riconosciuti a Terna per il servizio di trasmissione, versando a Terna il corrispettivo di trasmissione, applicato all'energia elettrica immessa in rete, secondo quanto previsto dall'articolo 19 del Testo integrato²⁶. Il corrispettivo di trasmissione è pari, per l'anno 2007, a 0,0267 c€/kWh per ogni kWh immesso.
- Tuttavia, nel caso di impianti connessi in media tensione (MT) o bassa tensione (BT), ai produttori viene riconosciuto dalle imprese distributrici la componente CTR (corrispettivo utilizzato per la regolazione economica dell'erogazione del servizio di trasmissione alle imprese distributrici), applicata all'energia elettrica immessa in rete. La componente CTR, corrisposta ai sensi dell'articolo 17 del Testo integrato, tiene conto dei minori costi di trasporto associati all'immissione di energia elettrica direttamente su reti MT e BT, rispetto a quelli associati all'energia elettrica immessa in alta tensione (AT): quest'ultima, infatti, per raggiungere i clienti finali deve scontare in più anche i costi di trasmissione, quantificati, appunto, dalla componente CTR. Tale componente, per l'anno 2007, è pari a 0,33 c€/kWh per ogni kWh immesso aumentato di un fattore percentuale per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, pari a 4,2% per la media tensione e 9,9% per la bassa tensione.
- Si noti che, per un impianto collegato in media o bassa tensione, come è tipico per la GD, il trasporto dell'energia elettrica rappresenta complessivamente un ricavo, anziché un costo, che incide mediamente per circa il 4% sul ricavo netto di cessione dell'energia.

Il servizio di dispacciamento in immissione

- Il servizio di dispacciamento in immissione è erogato da Terna sulla base di quanto definito dall'Autorità con la deliberazione n. 111/06 27.
- La stipula con Terna del contratto di dispacciamento in immissione è condizione necessaria per poter immettere l'energia elettrica in rete. Tale contratto include, tra l'altro, la regolazione degli sbilanciamenti e delle aggregazioni delle misure.

Regime di cessione dell'energia elettrica alla rete: il ritiro dedicato

Il ritiro dedicato dell'energia elettrica immessa in rete

- In generale, l'energia elettrica prodotta e immessa in rete può essere destinata commercialmente a diversi soggetti che operano sul mercato (Borsa elettrica, cliente finale libero, cliente grossista), sulla base di valutazioni e scelte effettuate dal singolo produttore. In più, il legislatore ha previsto, per alcune tipologie di impianti, la possibilità di scegliere il ritiro a prezzo amministrato dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete (il cosiddetto ritiro dedicato), secondo modalità e condizioni economiche definite dall'Autorità facendo riferimento al mercato. Ciò considerando che occorre definire un quadro normativo che sia, per quanto possibile, di semplice applicazione anche per soggetti interessati alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica di piccola taglia che utilizzano risorse rinnovabili marginali oppure conseguono risparmi energetici tramite produzione combinata di energia elettrica e calore o tramite recupero di cascami termici.

- Il regime di ritiro dedicato si pone quale alternativa al normale regime di vendita dell'energia elettrica ed è riservato:
 - a) all'energia elettrica prodotta dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, qualunque sia la fonte;
 - b) all'energia elettrica prodotta dagli impianti, di potenza qualsiasi, alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
 - c) alle eccedenze prodotte dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili di potenza non inferiore a 10 MVA purché nella titolarità di un autoproduttore.
- Il ritiro dedicato è quindi la cessione dell'energia elettrica immessa in rete da tali impianti, su richiesta del produttore e in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato. Il ritiro dedicato prevede quindi semplificazioni, non incentivi che sono invece definiti dall'ordinaria attività legislativa. Pertanto i ricavi derivanti ai produttori dalla vendita dell'energia elettrica, anche attraverso il ritiro dedicato, in generale si sommano ai ricavi derivanti dagli eventuali strumenti incentivanti, ad eccezione del caso in cui si applichino prezzi fissi onnicomprensivi, inclusivi dell'incentivo, per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete.

La prima regolazione del ritiro dedicato: la deliberazione n. 34/05

- Il ritiro dedicato si applica già da alcuni anni. La sua prima regolazione risale al 2005 ed è contenuta nella deliberazione n. 34/05, vigente dall'1 luglio 2005 al 31 dicembre 2007. In particolare tale deliberazione prevedeva che:
- a) il soggetto che effettuava commercialmente il ritiro dedicato fosse il gestore di rete cui l'impianto è connesso(1);
- b) le condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica fossero differenziate tra fonti rinnovabili, cogenerazione ed altro e che fossero riferite al prezzo definito dall'Acquirente unico per l'energia elettrica destinata all'allora esistente mercato vincolato, ad eccezione dei prezzi minimi garantiti previsti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW;
- c) il servizio di dispacciamento in immissione e il servizio di trasporto per l'energia elettrica immessa fossero erogati direttamente al soggetto produttore (o al soggetto che effettuava il ritiro nel caso in cui il produttore avesse scelto di avvalersi di tale soggetto anche per l'accesso ai servizi di sistema (2));
- d) l'operatore di mercato cedente, cioè il soggetto che colloca l'energia elettrica sul mercato, fosse sempre il gestore di rete.

(1) Il ritiro commerciale avveniva a titolo oneroso e pari a 120 Euro l'anno più lo 0,5% del valore dell'energia ritirata.

(2) In tal caso era a titolo oneroso secondo le medesime condizioni economiche indicate nella nota 16. Tale onere era in aggiunta a quello sostenuto per il ritiro commerciale dell'energia elettrica.

- L'Acquirente unico aveva il ruolo di interfaccia unica e finale per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità definite dalla medesima deliberazione n. 34/05. Infatti, l'energia elettrica commercialmente ritirata dai gestori di rete veniva commercialmente ceduta da questi ultimi all'Acquirente unico che la valorizzava al medesimo prezzo con il quale l'energia elettrica era ritirata, fatta eccezione per la quota di energia elettrica rientrante nel regime di prezzi minimi garantiti.

Le variazioni intervenute nel quadro normativo e la conseguente esigenza di revisione della deliberazione n. 34/05

- Il regime di ritiro dedicato regolato dalla deliberazione n. 34/05 ha trovato fondamento in una serie di elementi che, a partire dall'1 luglio 2007, hanno subito mutamenti tali da determinare la necessità di pervenire alla definizione di nuove condizioni per il funzionamento di tale regime. In particolare, in attuazione della Direttiva 2003/54/CE, dall'1 luglio 2007 tutti i clienti hanno acquisito indistintamente la qualifica di cliente idoneo, il ruolo delle imprese distributrici è focalizzato sull'attività di distribuzione e, nel contempo, si è assistito al venir meno del mercato vincolato e dei meccanismi che regolano l'approvvigionamento elettrico per tale bacino di clienti.
- Pertanto è emersa la necessità di rivedere il ruolo di interfaccia commerciale nei confronti dei produttori ai fini del ritiro dedicato, prevedendo l'introduzione di una disciplina compatibile con l'attuale ruolo delle imprese distributrici, una valorizzazione dell'energia elettrica in linea con la valorizzazione del mercato elettrico e una efficiente allocazione degli oneri conseguenti all'accesso al mercato elettrico dell'energia elettrica ritirata. In particolare, poiché le imprese distributrici non svolgono più attività di commercializzazione dell'energia elettrica quali quelle precedentemente previste nell'ambito del mercato vincolato, è opportuno che il gestore di rete cui l'impianto è connesso (che nella maggior parte dei casi coincide con l'impresa distributtrice) si limiti a svolgere le funzioni di ritiro "fisico" dell'energia elettrica oltre che di rilevazione e registrazione delle misure.

L'attuale regolazione del ritiro dedicato: la deliberazione n. 280/07

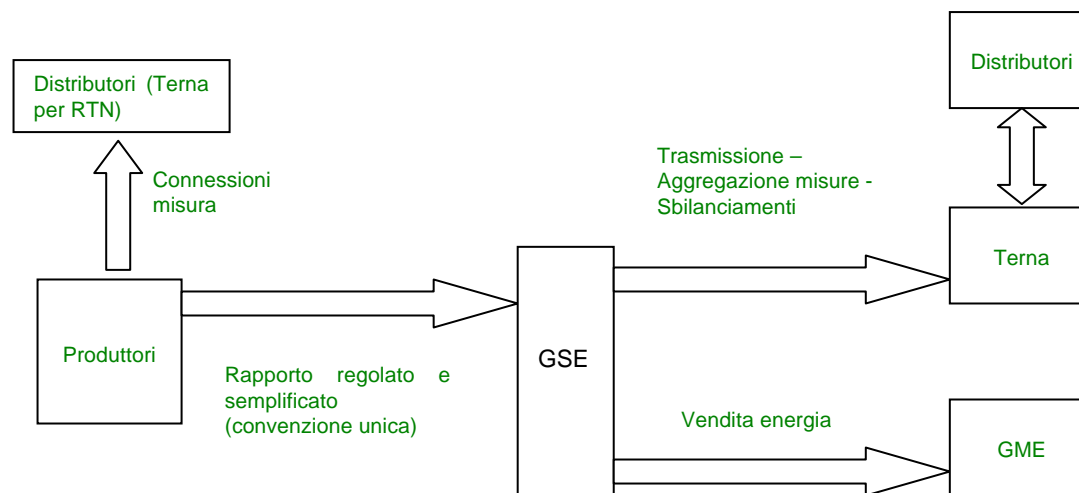
- Tenendo conto delle variazioni intervenute nel quadro normativo e nell'assetto del settore elettrico, l'Autorità, con la deliberazione n. 280/07, ha individuato il Gestore dei servizi elettrici (nel seguito GSE) come nuovo soggetto indicato a svolgere il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico. Ciò principalmente perché il GSE, a seguito del DPCM 11 maggio 2004, ha assunto un ruolo in ambito nazionale prevalentemente rivolto alla gestione, alla promozione e all'incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione e ha già acquisito una considerevole esperienza nella gestione dell'energia elettrica ritirata nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, inclusa la cessione della medesima energia al mercato.
- Inoltre, al fine di semplificare il più possibile i rapporti commerciali tra i produttori e il sistema elettrico, l'Autorità ha previsto che il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico riguardi sia la compravendita dell'energia elettrica che la gestione dell'accesso al sistema elettrico (vale a dire la gestione dei servizi di dispacciamento e di trasporto in immissione).

Il ruolo del GSE, pertanto, è quello di:

- a) soggetto che ritira commercialmente l'energia elettrica dai produttori aventi diritto, rivendendo tale energia sul mercato elettrico. Il GSE colloca sul mercato tale energia elettrica, applicando la regolazione vigente, e ne garantisce il monitoraggio a livello nazionale. Le differenze, positive o negative, ove presenti, tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE dalla vendita di tale energia sul mercato vengono compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, gestito da Cassa Conguaglio per il settore elettrico e alimentato dalla componente tariffaria A3. Tali differenze rappresentano il costo che il ritiro dedicato dell'energia elettrica induce sul sistema elettrico;
- b) utente del dispacciamento in immissione e utente del trasporto in immissione in relazione alle unità di produzione nella disponibilità dei predetti produttori^[1].

^[1] *Il GSE non funge anche da utente della misura. Tale attività continua ad essere regolata direttamente tra produttore e gestore di rete sulla base della normativa vigente.*

**Interrelazioni tra i diversi soggetti coinvolti nel nuovo schema di ritiro dedicato,
operativo dall'1 gennaio 2008.**



Accesso al ritiro dedicato

- Per quanto riguarda le modalità di accesso al regime di ritiro dedicato, l'Autorità ha previsto che:
 - a) il produttore avente titolo possa avvalersi del ritiro dedicato presentando opportuna istanza al GSE;
 - b) il produttore sia tenuto a registrarsi presso il GSE e a fornire i dati dell'impianto in un sistema informatico appositamente predisposto dal GSE;
 - c) sia stipulata tra il produttore e il GSE una convenzione annuale (tacitamente rinnovabile) per regolare il ritiro commerciale dell'energia elettrica [\[1\]](#), sostituendo ogni altro adempimento contrattuale relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica ed all'accesso ai servizi di dispacciamento in immissione e di trasporto. Tale convenzione è quindi una semplificazione per il produttore perché al suo interno vengono gestiti, con un'unica controparte contrattuale, tutti i corrispettivi e gli adempimenti normalmente riferiti alle immissioni di energia elettrica, come nel seguito viene messo in evidenza.

[\[1\]](#) *Il ritiro commerciale è a titolo oneroso e pari allo 0,5% del valore dell'energia ritirata.*

Regolazione economica del ritiro dedicato

- Tenendo conto della completa apertura del mercato elettrico, non è più possibile assumere come riferimento il prezzo definito dall'Acquirente unico per l'energia elettrica destinata al mercato vincolato. L'Autorità ha quindi definito un nuovo riferimento di prezzo che sia coerente con le condizioni economiche di mercato. In particolare, il prezzo riconosciuto ai produttori nell'ambito del ritiro dedicato è il prezzo che si forma sul mercato elettrico (il cosiddetto prezzo zonale orario), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore.
- Ciò consente di riflettere fedelmente le condizioni economiche di mercato e di evitare, conseguentemente, differenze tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE con la vendita di tale energia sul mercato che, ove presenti, verrebbero compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

- Comunque l’Autorità, nella definizione delle condizioni economiche di ritiro, ha ritenuto opportuno tener conto delle peculiarità di impianti di particolari ridotte dimensioni caratterizzate da elevati costi di esercizio e manutenzione e limitata produzione annua (pochi milioni di kWh). Si tratta di impianti di ridottissime dimensioni che tipicamente sfruttano risorse rinnovabili diffuse sul territorio non altrimenti sfruttabili con altri mezzi.
- A tale scopo si continuano ad applicare i previgenti prezzi minimi garantiti per il primo e il secondo milione di kWh immessi in rete annualmente da ciascun impianto alimentato da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, al fine di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni anche qualora i prezzi di mercato dovessero scendere significativamente, considerati i benefici in termini ambientali, di tutela del territorio e di sviluppo delle risorse marginali o residuali che detti impianti comportano [\[1\]](#). I prezzi minimi garantiti non sono incentivi, non sono finalizzati al recupero dei costi di investimento e, come tali, si sommano ad incentivi eventualmente riconosciuti ai singoli impianti.

[\[1\]](#) Per l’anno 2007, i prezzi minimi garantiti, già vigenti ai sensi della deliberazione n. 34/05, erano pari a:

- fino a 500.000 kWh annui, 96,4 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 81,2 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 71,0 €/MWh.

Tali prezzi, oltre che gli estremi degli scaglioni, sono attualmente in corso di revisione e di differenziazione per fonte.

Regolazione del servizio di dispacciamento in immissione

- L'Autorità, al riguardo, ha ritenuto opportuno introdurre degli strumenti che promuovano una corretta programmazione degli impianti di produzione di energia elettrica, seppur di piccola taglia.
- Ciò al fine di minimizzare l'impatto che la totale assenza di programmazione ha sul sistema elettrico, in termini di costi di dispacciamento. Tali strumenti devono essere il più possibile di semplice applicazione per i produttori pur tenendo conto dell'esigenza di effettuare le necessarie attività di previsione della produzione ai fini del dispacciamento. A tale fine:
 - a) per quanto riguarda i programmi di immissione:
 - i produttori responsabili di impianti alimentati da fonti non rinnovabili o da fonti rinnovabili programmabili (che, nell'ambito del ritiro dedicato sono tutti di potenza inferiore a 10 MVA) sono tenuti alla presentazione dei programmi di immissione al GSE. Tale adempimento è una facoltà (e non un obbligo) per i responsabili di impianti programmabili con potenza fino a 1 MW. Per questi impianti sono definiti opportuni corrispettivi di sbilanciamento (vds. la successiva lettera b));
 - i produttori responsabili di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili devono presentare al GSE i programmi, o previsioni, di immissione nel caso di impianti con potenza maggiore o uguale di 10 MVA e possono presentare al GSE i programmi, o previsioni, di immissione nel caso di impianti con potenza inferiore a 10 MVA;
 - per gli impianti per i quali non vi è l'obbligo di invio dei programmi di immissione al GSE, il medesimo effettua una stima sulla base dell'andamento storico delle immissioni ove disponibile;

b) per quanto riguarda gli sbilanciamenti:

- la quota pari al prezzo di vendita dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima dei corrispettivi di sbilanciamento non viene applicata dal GSE ai produttori perché l'energia elettrica nell'ambito del ritiro dedicato viene valorizzata a consuntivo e non sulla base dei programmi di immissione, come normalmente avviene sul mercato;
 - la quota “residua”^[1] dei corrispettivi di sbilanciamento è applicata mensilmente ai soli impianti alimentati da fonti programmabili, proporzionalmente all'energia elettrica immessa nel caso di impianti programmabili di potenza fino a 1 MW per i quali il produttore ha scelto di non trasmettere il programma e proporzionalmente allo sbilanciamento effettivo^[2] nel caso degli altri impianti alimentati da fonti programmabili.
- Poiché i programmi relativi ai singoli impianti vengono aggregati dal GSE per zona, ci si attende che, proprio per effetto dell'aggregazione, lo sbilanciamento associato al programma cumulato presentato dal GSE, e quindi anche i costi conseguentemente sostenuti dal medesimo, sia inferiore alla somma degli sbilanciamenti dei singoli impianti.

^[1] *Tale quota, ai sensi della normativa ad oggi vigente, è applicata alle sole unità di produzione programmabili (cioè alimentate da fonti non rinnovabili o da fonti rinnovabili programmabili). In generale, può essere un costo o un ricavo per il produttore.*

^[2] *Con il termine “sbilanciamento effettivo” nell'ambito del ritiro dedicato si intende, su base mensile, la somma dei valori assoluti delle differenze orarie tra immissioni reali e programmi di immissione.*

- c) per quanto riguarda i corrispettivi di aggregazione delle misure:
 - sono interamente regolati dal GSE con il produttore, nel caso in cui si applichino ai sensi della normativa vigente[3], per gli impianti di potenza superiore a 50 kW;
 - non sono applicati dal GSE ai produttori nel caso di impianti di microgenerazione (cioè di potenza fino a 50 kW), ponendoli quindi a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A3.

[3] *I corrispettivi di aggregazione delle misure sono attualmente previsti per le sole unità di produzione non rilevanti (cioè di potenza fino a 10 MVA) e sono pari, nel 2007, a 11 Euro/mese.*

Regolazione economica del servizio di trasporto ed Applicazione del ritiro dedicato

Regolazione economica del servizio di trasporto

Per quanto riguarda il servizio di trasporto dell'energia elettrica immessa, il GSE ribalta sui produttori le risultanze (positive o negative) della regolazione economica del servizio di trasporto erogato al medesimo GSE da Terna e dalle imprese distributrici.

Applicazione del ritiro dedicato

Nell'ambito della convenzione tra produttore e GSE ai fini del ritiro dedicato, il GSE, nel mese successivo a quello di competenza, propone al produttore uno schema di fattura dando separata evidenza di tutte le voci che la compongono. Il produttore è tenuto a verificare tale schema dando la sua approvazione o contattando il GSE per eventuali problemi. Ciò per garantire ulteriori semplificazioni per i produttori che, quindi, non devono necessariamente seguire ogni giorno l'andamento del mercato dell'energia elettrica.

Incentivi previsti per le fonti rinnovabili

- Attualmente gli strumenti di incentivazione sono in fase di ridefinizione. Nel seguito tali strumenti verranno elencati distinti per tipologia di impianto o di fonte utilizzata, evidenziando anche i principali riferimenti normativi. Si evidenzia che gli incentivi nel seguito richiamati sono esclusivamente riferiti agli impianti di produzione di energia elettrica e non contemplano il piano fiscale.

Incentivi previsti per le fonti rinnovabili

- La legislazione vigente prevede semplificazioni ed incentivi per le fonti rinnovabili, ed in particolare [\[1\]](#):

[\[1\]](#) In Italia, fino al 31 dicembre 2006, l'energia elettrica prodotta da rifiuti non biodegradabili, pur non essendo questi ultimi parte delle fonti rinnovabili, è stata comunque ammessa agli stessi incentivi previsti per le fonti rinnovabili. I rifiuti non biodegradabili non sono più ammessi al medesimo trattamento previsto per le fonti rinnovabili dall'1 gennaio 2007, fatti salvi i diritti acquisiti, per effetto della legge n. 296/06 (cd. Legge finanziaria 2007).

- i certificati verdi correlati all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (vds. l'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 e il decreto ministeriale 24 ottobre 2005), in fase di revisione da parte del legislatore;
- il conto energia per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici (vds. l'articolo 7 del decreto legislativo n. 387/03 e i decreti ministeriale 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006 e 19 febbraio 2007);
- il conto energia per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili (ad eccezione degli impianti fotovoltaici) di potenza fino a 1 MW (in fase di definizione da parte del legislatore);
- precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto a quella prodotta da cogenerazione e da fonti convenzionali (vds. l'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99);
- semplificazioni per le connessioni (vds. l'articolo 14 del decreto legislativo n. 387/03), in fase di revisione da parte dell'Autorità (vds. il paragrafo 5.2.1);
- lo scambio sul posto per impianti di potenza nominale fino a 20 kW (vds. l'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03), definito dall'Autorità (vds. il paragrafo 5.3.2).

SCAMBIO SUL POSTO

Cosa si intende con il termine “scambio sul posto”

- Con il termine “scambio sul posto” si intende il servizio, erogato dall’impresa distributrice competente nell’ambito territoriale in cui è ubicato l’impianto, che consiste nell’operare un saldo annuo tra l’energia elettrica immessa in rete dall’impianto medesimo e l’energia elettrica prelevata dalla rete.
- È possibile avvalersi dello scambio sul posto solo se il punto di immissione e di prelievo dell’energia elettrica scambiata con la rete coincidono.

Per quali impianti si applica lo scambio sul posto

- Lo scambio sul posto si applica per gli impianti di potenza fino a 20 kW alimentati dalle fonti rinnovabili e dai rifiuti ammessi a beneficiare del trattamento previsto per le fonti rinnovabili, ad eccezione delle centrali ibride definite come le centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di cocombustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili.

Scambio sul posto

Quali sono i vantaggi dello scambio sul posto

- Il servizio di scambio sul posto consente ad un cliente di utilizzare i servizi di rete per “immagazzinare” l’energia elettrica immessa quando non ci sono necessità di consumo e di riprelevarla dalla rete quando gli serve.
- Lo scambio sul posto comporta pertanto il venir meno del costo di acquisto dell’energia elettrica per una quantità pari a quella prodotta dall’impianto (sia la quota auto-consumata immediatamente sia la quota immessa in rete e riprelevata successivamente).
- Lo scambio sul posto è alternativo alla vendita di energia elettrica: pertanto, nell’ambito dello scambio, le immissioni di energia in rete non possono essere vendute.
- L’energia elettrica immessa in rete e non consumata nell’anno di riferimento costituisce un credito, in termini di energia ma non in termini economici, che può essere utilizzato nel corso dei tre anni successivi a quello in cui matura. Al termine dei tre anni successivi, l’eventuale credito residuo viene annullato. Tale quantità di energia elettrica immessa in rete e mai consumata non può essere pagata poiché nell’ambito della disciplina dello scambio sul posto non è consentita la vendita.
- Pertanto lo scambio sul posto presenta vantaggi qualora, su base triennale, il consumo di energia elettrica risulti mediamente pari o superiore alla produzione. In caso contrario sarebbe consigliabile scegliere, anziché lo scambio sul posto, la vendita di energia elettrica.

- Lo scambio sul posto si traduce un vero e proprio incentivo perché comporta semplificazioni e minori costi per i soggetti che aderiscono a tale regime. Infatti a tali soggetti, nella modalità net-metering, non vengono applicati i corrispettivi relativi all'energia elettrica immessa in rete e successivamente riprelevata (energia "scambiata"). E' come se l'energia elettrica immessa in rete e successivamente riprelevata fosse stata prodotta ed autoconsumata istantaneamente senza utilizzare la rete. Ciò significa che i costi non allocati ai soggetti che richiedono lo scambio sul posto (in particolare i costi di trasporto e di dispacciamento) rimangono in capo al sistema elettrico e devono quindi essere scaricati sugli altri clienti. Fino ad ora l'Autorità non ha mai introdotto uno schema che consenta di esplicitare i costi attribuibili ai soggetti che applicano lo scambio sul posto e trasferiti ad altri soggetti operanti nel sistema elettrico. Ciò perché tali costi sono, al momento, trascurabili in quanto il servizio di scambio sul posto si applica solo per impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW. Nel momento in cui tale servizio dovesse essere esteso anche a impianti di taglia maggiore, i costi attribuibili ai soggetti che applicano lo scambio sul posto e trasferiti ad altri soggetti operanti nel sistema elettrico potrebbero assumere carattere rilevante. Si pone quindi l'esigenza, da un lato, di prevedere semplificazioni per quanto possibile e, dall'altro, di monitorare il predetto trasferimento dei costi.

Scambio sul posto

Qual è il rapporto tra il soggetto che richiede lo scambio sul posto ed il sistema elettrico

- Il soggetto che richiede l'applicazione del servizio di scambio sul posto viene considerato, dal punto di vista del sistema elettrico, come un cliente finale, libero o vincolato, e non come un produttore. Pertanto tale soggetto non è tenuto alla stipula dei contratti necessari per poter immettere energia nella rete, né a pagare/ricevere i corrispettivi normalmente previsti per i produttori.
- Tale soggetto è invece tenuto alla stipula dei normali contratti previsti per i clienti finali e alla relativa regolazione economica.
- A decorrere dalla data di entrata in vigore della deliberazione n. 28/06 (13 febbraio 2006) il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto può essere sia un cliente libero che un cliente vincolato.

A chi ci si deve rivolgere per l'erogazione del servizio di scambio sul posto

- Ai fini dell'erogazione del servizio di scambio sul posto, occorre rivolgersi all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto. Tale impresa propone, entro 30 giorni dal ricevimento della richiesta, una bozza di contratto per lo scambio sul posto, indicando altresì le tempistiche previste per l'attivazione del servizio di scambio comprensive dell'eventuale adeguamento o realizzazione della connessione.

Scambio sul posto

Chi è il Richiedente

- Il Richiedente è il soggetto che richiede il servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da un impianto alimentato da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, di cui è titolare o ne ha la disponibilità.

Chi è il Gestore contraente

- Il Gestore contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto del Richiedente: è la controparte contrattuale del Richiedente per la stipula del contratto per il servizio di scambio sul posto.

I CERTIFICATI VERDI

- L'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che gli importatori ed i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio in data successiva all'1 aprile 1999^[1]. L'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, come modificato dall'articolo 28, comma 11, della legge 23 dicembre 2000, n. 388, prevede che l'obbligo si applica alle importazioni e alle produzioni di energia elettrica da fonti non rinnovabili, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh, nonché al netto dell'energia elettrica prodotta da impianti di gassificazione che utilizzino anche carbone di origine nazionale.
- *[1] Tale quota era stata inizialmente prevista pari al 2% delle importazioni e produzioni di energia elettrica da fonti non rinnovabili, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh, nonché al netto dell'energia elettrica prodotta da impianti di gassificazione che utilizzino anche carbone di origine nazionale. Nel 2004 è stata pari al 2,35%; nel 2005 al 2,70% e nel 2006 al 3,05%. Per gli anni successivi tale quota è in fase di revisione da parte del legislatore.*

I certificati verdi

- Per adempiere all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 i produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili possono:
 - avvalersi di propri certificati verdi (di seguito: CV) associati alla realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento, o riattivazione, in data successiva all'1 aprile 1999 che hanno ottenuto la qualifica di "Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili" (di seguito: impianti IAFR);
 - acquistare i CV da soggetti titolari di impianti IAFR, negoziandoli direttamente o tramite il Gestore del mercato Spa;
 - acquistare i CV dal GSE al prezzo massimo di riferimento.
- Il meccanismo dei certificati verdi comporta quindi costi aggiuntivi per i produttori e gli importatori da fonti non rinnovabili soggetti al sopra richiamato obbligo e ricavi aggiuntivi a quelli derivanti dalla vendita di energia elettrica per i produttori da fonti rinnovabili. Tale meccanismo è attualmente regolato dal decreto ministeriale 24 ottobre 2005 48 recante l'aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ed è in fase di revisione.

I certificati verdi

- I certificati verdi vengono emessi dal GSE, previo ottenimento della qualifica IAFR ed, inizialmente previsti per otto anni, vengono ora riconosciuti per un periodo di dodici anni, al netto del periodo di collaudo e avviamento, per effetto del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (articolo 267).

Anche il periodo di riconoscimento dei certificati verdi è tuttora in revisione.

Ogni certificato verde è attualmente riferito a 0,05 GWh di energia elettrica prodotta su base annuale, con arrotondamento commerciale (anche la quantità di energia elettrica associata a un certificato verde è in revisione); il valore effettivo del certificato verde dipende dalla libera contrattazione tra i produttori da fonti rinnovabili che lo vendono e i produttori da fonti non rinnovabili che devono soddisfare l'obbligo previsto dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99.

Ogni anno il GSE, ai sensi del decreto ministeriale 24 ottobre 2005, calcola il prezzo massimo di riferimento che è risultato pari a 84,18 €/MWh per l'anno 2002, 82,4 €/MWh per l'anno 2003, 97,39 €/MWh per l'anno 2004, 108,92 €/MWh per l'anno 2005, 125,28 €/MWh per l'anno 2006 e 137,49 €/MWh per l'anno 2007 (quest'ultimo valore potrebbe essere rivisto in esito ad un ricorso attualmente pendente).

- In materia di certificati verdi, l'Autorità, previa segnalazione da parte del GSE, eroga sanzioni ai soggetti inadempienti all'obbligo previsto dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99.

La misura dell'energia prodotta

- Nei casi in cui sia necessaria la misura dell'energia elettrica prodotta, ad esempio qualora l'incentivo è riferito a tale dato come nel caso del conto energia per il fotovoltaico e nel caso dei certificati verdi, le responsabilità e i corrispettivi del servizio sono definiti dalla deliberazione n. 88/07, e in particolare:
 - il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale fino a 20 kW è il gestore di rete. Il corrispettivo a copertura di tale attività è definito dall'Autorità e, nell'anno 2007, era pari a 28,19 € all'anno;
 - il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore, il quale ha la facoltà di avvalersi del gestore di rete pur mantenendo la responsabilità di tale servizio. Il corrispettivo a copertura di tale eventuale attività offerta dal gestore di rete è definito dal medesimo che pubblica e rende note le metodologie di calcolo e le voci di costo di detto corrispettivo.
- Il posizionamento delle apparecchiature di misura, qualora effettuato dal gestore di rete, è concordato con il produttore sulla base di scelte razionali e nel rispetto di alcuni requisiti minimi correlati a requisiti antifrode ed a questioni di sicurezza. Infine, tutte le apparecchiature di misura devono essere in grado di rilevare la misura di energia prodotta su base oraria e devono essere dotate di dispositivi per l'interrogazione e l'acquisizione per via telematica delle misure da parte dei gestori della rete.

NORME E LEGGI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI IN ITALIA DAL 1 GENNAIO 2008

QUADRO NORMATIVO DAL 1 GENNAIO 2008

La legge finanziaria 2008 (L. 244/07), ha ridisegnato il quadro normativo relativo alle fonti rinnovabili, con:

- a. Norme per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili;
 - b. Norme per facilitare la diffusione di fonti energetiche rinnovabili;
 - c. Norme per la connessione degli impianti, acquisto e trasmissione dell'elettricità da fonti rinnovabili);
 - d. Armonizzazione delle funzioni dello Stato e delle regioni in materia di fonti rinnovabili;
- I commi 143-157 definiscono una nuova disciplina di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
 - I commi 158-161 modificano in più parti la disciplina delle procedure autorizzative degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.
 - I commi 161-166 dettano norme in materia di connessione agli impianti, acquisto e trasmissione dell'elettricità da fonti rinnovabili.
 - I commi 167-172 regolano le funzioni dello Stato e delle Regioni in materia di fonti rinnovabili.

Norme per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

143. La produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, a seguito di nuova costruzione, rifacimento o potenziamento, è incentivata con i meccanismi di cui ai commi da 144 a 154. Con le medesime modalità è incentivata la sola quota di produzione di energia elettrica imputabile alle fonti energetiche rinnovabili, realizzata in impianti che impiegano anche altre fonti energetiche non rinnovabili.
144. La produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati dalle fonti di cui alla tabella 2 allegata alla presente legge e di seguito riportata e di **potenza nominale media annua superiore a 1 megawatt (MW)**, è incentivata mediante il rilascio di certificati verdi, per un periodo di quindici anni.

NORME E LEGGI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI IN ITALIA DAL 1 GENNAIO 2008

Tabella 2
(Articolo 2, comma 144)

	<i>Fonte</i>	<i>Coefficiente</i>
1	Eolica per impianti di taglia superiore a 200 kW	1,00
1- bis	Eolica <i>offshore</i>	1,10
2	Solare **	**
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,10
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta *	*
7-bis	Biomasse e biogas di cui al punto 7, alimentanti impianti di cogenerazione ad alto rendimento, con riutilizzo dell'energia termica in ambito agricolo *	*
8	Gas di scarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

145. La produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati dalle fonti di cui alla tabella 3 allegata alla presente legge e di **potenza nominale media annua non superiore a 1 MW**, immessa nel sistema elettrico, ha diritto, in alternativa ai certificati verdi di cui al comma 144 e su richiesta del produttore, ad una tariffa fissa onnicomprensiva di entità variabile a seconda della fonte utilizzata, come determinata dalla predetta tabella 2, per un periodo di quindici anni, fermo restando quanto disposto a legislazione vigente in materia di biomasse agricole, da allevamento e forestali ottenute nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro oppure di filiere corte. Al termine di tale periodo, l'energia elettrica è remunerata, con le medesime modalità, alle condizioni economiche previste dall'articolo 13 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. La tariffa onnicomprensiva di cui al presente comma può essere variata, ogni tre anni, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.

NORME E LEGGI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI IN ITALIA DAL 1 GENNAIO 2008

Tabella 3
(Articolo 2, comma 145)

	<i>Fonte</i>	<i>Entità della tariffa (euro cent/kWh)</i>
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
2	Solare **	**
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	22
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta *	*
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	18

147. A partire dal 2008, i certificati verdi hanno un valore unitario pari a 1 MWh e vengono emessi dal GSE per ciascun impianto a produzione incentivata in numero pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili moltiplicata per il coefficiente, riferito alla tipologia della fonte, di cui alla tabella 2, allegata alla presente legge, fermo restando quanto disposto a legislazione vigente in materia di biomasse agricole, da allevamento e forestali ottenute nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro oppure di filiere corte.
148. A partire dal 2008, i certificati verdi emessi dal GSE sono collocati sul mercato a un prezzo, riferito al MWh elettrico, pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione in 180 euro per MWh, ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno a decorrere dal 2008. Il valore di riferimento e i coefficienti, indicati alla tabella 2 per le diverse fonti energetiche rinnovabili, possono essere aggiornati, ogni tre anni, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.

149. A partire dal 2008 e fino al raggiungimento dell'obiettivo minimo della copertura del 25 per cento del consumo interno di energia elettrica con fonti rinnovabili e dei successivi aggiornamenti derivanti dalla normativa dell'Unione europea, il GSE, su richiesta del produttore, ritira i certificati verdi, in scadenza nell'anno, ulteriori rispetto a quelli necessari per assolvere all'obbligo della quota minima dell'anno precedente ad un prezzo pari al prezzo medio riconosciuto ai certificati verdi registrato nell'anno precedente dal Gestore del mercato elettrico (GME) e trasmesso al GSE entro il 31 gennaio di ogni anno.

151. Il prolungamento del periodo di diritto ai certificati verdi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si applica ai soli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007.
152. La produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2008, ha diritto di accesso agli incentivi di cui ai commi da 143 a 157 a condizione che i medesimi impianti non beneficino di altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto energia, in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata.
153. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce:
- a)* le modalità di erogazione delle tariffe di cui al comma 145;
 - b)* le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe di cui al comma 145, nonché per il ritiro dei certificati verdi di cui al comma 149, trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A3 delle tariffe dell'energia elettrica.

Connessione degli impianti, acquisto e trasmissione dell'elettricità da fonti rinnovabili

164. Il gestore di rete connette senza indugio e prioritariamente alla rete gli impianti che generano energia elettrica da fonti rinnovabili che ne facciano richiesta, nel rispetto delle direttive impartite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.
165. Attività a carico dei gestori di rete sottoposte a termini perentori ed, in caso di inerzia, individuate sanzioni e procedure sostitutive;
Obbligo di connessione prioritaria alla rete degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, anche nel caso in cui la rete non sia tecnicamente in grado di ricevere l'energia prodotta, ma possano essere adottati interventi di adeguamento congrui. Tali interventi sono obbligatori ed includono tutte le infrastrutture tecniche necessarie per il funzionamento della rete e tutte le installazioni di connessione, anche per gli impianti per autoproduzione, con parziale cessione alla rete dell'energia elettrica prodotta;
I costi associati allo sviluppo della rete sono a carico del gestore della rete;
Previste condizioni tecnico-economiche per favorire la diffusione, presso i siti di consumo, della generazione distribuita e della piccola cogenerazione mediante impianti eserciti tramite società terze, operanti nel settore dei servizi energetici, comprese le imprese artigiane e le loro forme consortili».

Armonizzazione delle funzioni dello Stato e delle regioni in materia di fonti rinnovabili

171. Le regioni promuovono il coinvolgimento delle province e dei comuni nelle iniziative per il raggiungimento dell'obiettivo di incremento delle fonti energetiche rinnovabili nei rispettivi territori.
172. Con accordi di programma, il Ministero dello sviluppo economico o altri Ministeri interessati e le regioni promuovono lo sviluppo delle imprese e delle attività per la produzione di impianti, ed apparecchi, e interventi per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica, con particolare attenzione alle piccole e medie imprese, avvalendosi in particolare delle risorse del Quadro strategico nazionale per il periodo 2007-2013.

Aggiornamento normativo al 23 luglio 2008

- 1) **Deliberazione 23luglio2008 – ARG/elt99/08 – TICA – Testo Integrato delle Connessioni Attive.**
- Il TICA ridefinisce i limiti di potenza per le soluzioni di connessione in BT-MT-AT e AAT

Prima dell'entrata in vigore del TICA:

Potenza	Tensione CA [V]	Pratica Connessione
$P \leq 6 \text{ kW}$	$V \leq 1000 \text{ [V]}$ BT (monofase)	Gestore locale
$6 < P \leq 50 \text{ kW}$	$V \leq 1000 \text{ [V]}$ BT (Trifase)	Gestore locale
$50 < P \leq 75 \text{ kW}$	BT o MT a discrezione del gestore di rete	Gestore locale
$75 \text{ kW} < P \leq 8 \text{ MW}$	$1 < V \leq 35 \text{ [kV]}$ MT	Gestore locale
$8 \text{ MW} < P \leq 10 \text{ MW}$	$35 < V \leq 150 \text{ [kV]}$ AT	TERNA
$P > 10 \text{ MW}$	$V > 150 \text{ [kV]}$ AAT	TERNA

Dopo l'entrata in vigore del TICA (1° gennaio 2009):

Potenza	Tensione CA [V]	Pratica Connessione
$P \leq 6 \text{ kW}$	$V \leq 1000 \text{ [V]}$ BT (monofase)	Gestore locale
$6 < P \leq 100 \text{ kW}$	$V \leq 1000 \text{ [V]}$ BT (Trifase)	Gestore locale
$100 \text{ kW} < P \leq 6 \text{ MW}$	$1 < V \leq 35 \text{ [kV]}$ MT	Gestore locale
$6 \text{ MW} < P \leq 10 \text{ MW}$	$35 < V \leq 150 \text{ [kV]}$ AT	Gestore locale
$P > 10 \text{ MW}$	$V > 150 \text{ [kV]}$ AAT	TERNA

Aggiornamento normativo al 23 luglio 2008

- In sintesi per connessioni di impianti IAFR in BT/MT il gestore locale, a valle della richiesta di connessione inoltrata dal soggetto responsabile dell'impianto (completa del pagamento del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo art.5 allegato A – TISP), trasmetterà al richiedente:
 - 1) il preventivo per la connessione (calcolato secondo i criteri contenuti all'art.10 allegato A – TISP,
 - 2) una **STMC** (Soluzione Tecnica Minima di Connessione) strutturata di norma sulle regole tecniche di connessione delle imprese distributrici recante la tipologia di lavoro e la tempistica prevista per la realizzazione della connessione oltre che le autorizzazioni da ottenere ai fini della connessione.
- Per la trasmissione del preventivo di connessione e della STMC è propedeutica la classica verifica tecnica dell'impresa distributtrice per il parallelo dell'impianto IAFR con la rete elettrica di distribuzione.
- La trasmissione del preventivo e della STMC deve avvenire al massimo in:
 - a) 20 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
 - b) 45 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1MW
 - c) 60 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 1MW.
- Per connessioni di impianti IAFR in AT/AAT vengono traslati i concetti procedurali di **STMG&STMD** applicati prima dell'entrata in vigore del TICA anche a connessioni MT.
- Dall'entrata in vigore del TICA andranno in pensione le deliberazioni n.281/05 e n.89/07
-
- **2) Deliberazione 3giugno2008 – ARG/elt74/08 – TISP – Testo Integrato per lo Scambio sul Posto.**
- In sintesi Il TISP:
 - 1) ridefinisce il concetto di scambio sul posto secondo una dinamica connessa ad un contributo in conto scambio pari ad un valore in € che garantirà al più l'equivalenza tra quanto pagato dall'utente dello scambio per l'energia elettrica prelevata dalla rete, ed il valore in € dell'energia elettrica iniettata in rete;
 - 2) Permette di portare a credito il surplus di € totalizzato in anni solari in cui il controvalore in € dell'energia iniettata in rete risulta essere maggiore del valore in € dell'energia prelevata dalla rete, sempre garantendo, anno x anno, al più l'equivalenza espressa al punto1);
 - 3) Assegna al GSE l'erogazione del servizio di scambio sul posto.
 - 4) Nel caso arrivassero questi benedetti decreti attuativi della fin2008 in tema di FER, il limite di potenza per lo scambio sul posto passerebbe da 20 a 200 kW per impianti IAFR.
- Entro il 15 settembre 2008 il GSE trasmetterà all'AEEG i criteri di calcolo puntuali per la nuova dinamica di esercizio dello scambio sul posto.
- Dall'entrata in vigore del TISP andrà in pensione la deliberazione n.28/06.

ANALISI DI PRODUCIBILITA': Esempio JIMP20 PLUS

TURBINA EOLICA JIMP20 PLUS

producibilità con collegamento alla rete elettrica B.T.

Inputs:

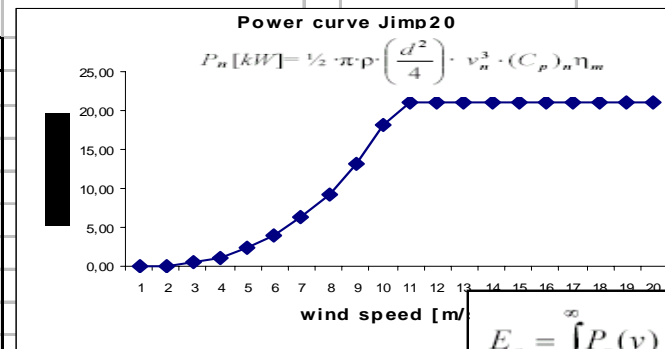
Ave. Wind (m/s) =	4,75
Weibull K =	2
Site Altitude (m) =	0
Wind Shear Exp. =	0,200
Anem. Height (m) =	10
Tower Height (m) =	18
Turbulence Factor =	10,0%

Results:

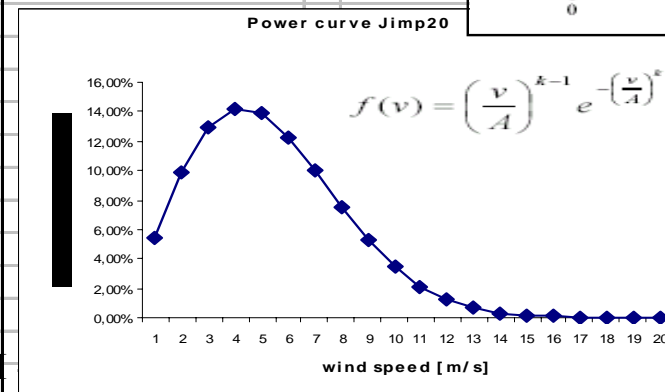
Hub Average Wind Speed (m/s) =	5,34
Air Density Factor =	0%
Average Output Power (kW) =	4,65
Daily Energy Output (kWh) =	111,7
Annual Energy Output (kWh) =	40.760
Monthly Energy Output =	3.397
Percent Operating Time =	71,2%

Weibull Performance Calculations

Speed	Power (kW)	Wind Probability (f)	Net kW @ V
1	0,00	5,40%	0,000
2	0,00	9,93%	0,000
3	0,49	12,97%	0,064
4	1,16	14,24%	0,165
5	2,28	13,87%	0,316
6	3,93	12,26%	0,482
7	6,24	9,97%	0,622
8	9,32	7,52%	0,701
9	13,27	5,28%	0,700
10	18,20	3,46%	0,630
11	21,00	2,13%	0,446
12	21,00	1,22%	0,257
13	21,00	0,66%	0,139
14	21,00	0,34%	0,071
15	21,00	0,16%	0,034
16	21,00	0,07%	0,015
17	21,00	0,03%	0,007
18	21,00	0,01%	0,003
19	21,00	0,00%	0,001
20	21,00	0,00%	0,000
Totals:		99,54%	4,653



$$E_a = \int_0^{\infty} P_s(v) f(v) dv$$



JONICA IMPIANTI

ANALISI ECONOMICA IMPIANTO MINIEOLICO 20 KW (JIMP20 PLUS)

Cash flow - Tabella

PROSPETTO DEI FLUSSI DI CASSA PER L'INSTALLAZIONE DI N° 1 TURBINA EOLICA JIMP20PLUS

Anno	Produzione annua (kWh)	Ricavo Energia Venduta	Ricavo Totale TARIFFA	Ricavo Lordo Annuo	Mezzi propri Annuo	Rata Mutuo Annuo	Margine Lordo Annuo	Gestione e Manutenzione Annuo	Margine Netto Annuo	Margine Netto Cumulato
0	Q	RE	RCV	RTOT	MPA	RMA	MLA=RTOT -RMU-MPA	GM	MN	MNC
1	40.000		12.000,00	12.000,00	-5.200,00	-4.818,66	1.981,34	1.040,00	941,34	941,34
2	40.000		12.000,00	12.000,00	0,00	-4.818,66	7.181,34	1.040,00	6.141,34	7.082,69
3	40.000		12.000,00	12.000,00	0,00	-4.818,66	7.181,34	1.040,00	6.141,34	13.224,03
4	40.000		12.000,00	12.000,00	0,00	-4.818,66	7.181,34	1.040,00	6.141,34	19.365,37
5	40.000		12.000,00	12.000,00		-4.818,66	7.181,34	1.040,00	6.141,34	25.506,71
6	40.000		12.000,00	12.000,00		-4.818,66	7.181,34	1.040,00	6.141,34	31.648,06
7	40.000		12.000,00	12.000,00		-4.818,66	7.181,34	1.040,00	6.141,34	37.789,40
8	40.000		12.000,00	12.000,00		-4.818,66	7.181,34	1.040,00	6.141,34	43.930,74
9	40.000		12.000,00	12.000,00		-4.818,66	7.181,34	1.040,00	6.141,34	50.072,08
10	40.000		12.000,00	12.000,00		-4.818,66	7.181,34	1.040,00	6.141,34	56.213,43
11	40.000		12.000,00	12.000,00		-4.818,66	7.181,34	1.040,00	6.141,34	62.354,77
12	40.000		12.000,00	12.000,00		-4.818,66	7.181,34	1.040,00	6.141,34	68.496,11
13	40.000		12.000,00	12.000,00		-4.818,66	7.181,34	1.040,00	6.141,34	74.637,45
14	40.000		12.000,00	12.000,00		-4.818,66	7.181,34	1.040,00	6.141,34	80.778,80
15	40.000		12.000,00	12.000,00		-4.818,66	7.181,34	1.040,00	6.141,34	86.920,14
16	40.000	3.856,00	0,00	3.856,00		0,00	3.856,00	1.040,00	2.816,00	89.736,14
17	40.000	3.856,00	0,00	3.856,00		0,00	3.856,00	1.040,00	2.816,00	92.552,14
18	40.000	3.856,00	0,00	3.856,00		0,00	3.856,00	1.040,00	2.816,00	95.368,14
19	40.000	3.856,00	0,00	3.856,00		0,00	3.856,00	1.040,00	2.816,00	98.184,14
20	40.000	3.856,00	0,00	3.856,00		0,00	3.856,00	1.040,00	2.816,00	101.000,14

ANALISI ECONOMICA IMPIANTO MINIEOLICO 20 KW (JIMP20 PLUS)

Scambio sul posto - Cash flow - IN-OUT

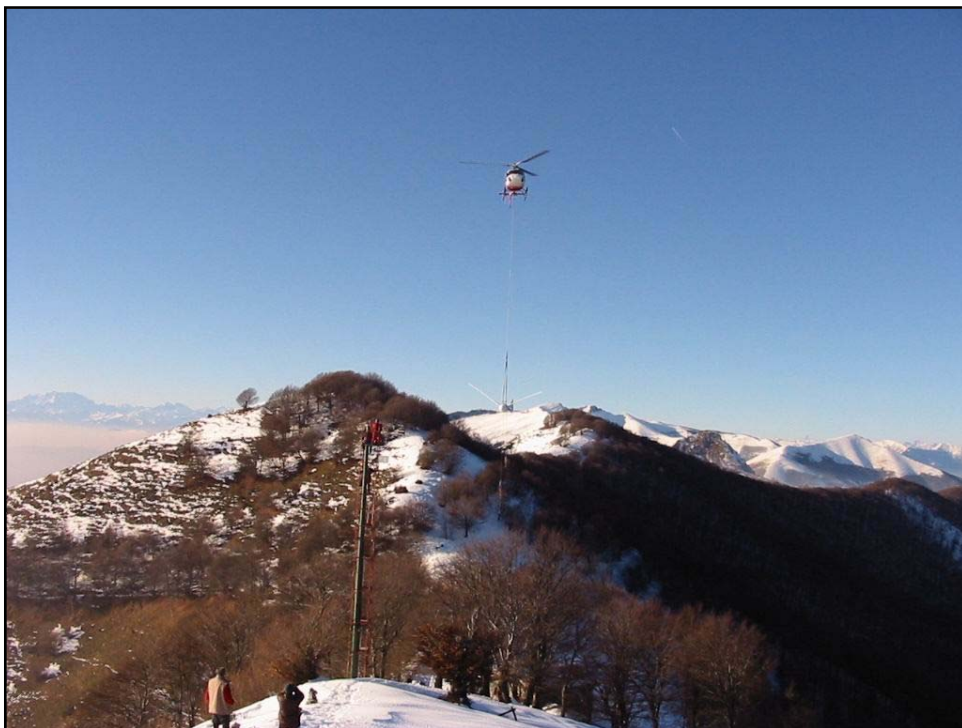
PROSPETTO DEI FLUSSI DI CASSA PER L'INSTALLAZIONE DI N° 1 TURBINA EOLICA JIMP20PLUS

Prezzo energia (Del.n° 280/07 Autorità Energia)	0,0964	(Euro/kWh)
Prezzo TARIFFA (finanziaria 2008)	0,30	(Euro/kWh)
Generatori eolici 20 kW (n°)	1	(n°)
Produzione unitaria (kWh)	40.000	(kWh)
Costo unitario turbina eolica JIMP20 plus	52.000	Euro
Mezzi propri	5.200	Euro
Finanziamento bancario	46.800	Euro
Tempo di restituzione del mutuo bancario	15	anni
Tasso di interesse del mutuo bancario	6,00%	
Tasso di indicizzazione dei prezzi/costi	1,00%	
Tasso di attualizzazione	4,0%	
V.A.N.	€70.242,81	

Impianto eolico 60 kW - stazione Agip Collesalveti - PI-LI-FI



Installazione di JIMP20 con elicottero - Carate Urio - Lago di Como



Impianto eolico 40 kW (n. 2 JIMP20 in parallelo) - prov. Grosseto -
Maremma



Impianto eolico 20 kW (n. 1 JIMP20 versione stand alone) - prov. Taranto
- Martina Franca



JIMP20 installate presso l'Università di Salerno (Fisciano) ed il campo eolico sperimentale dell'Università di Trento



Impianto eolico 20 kW (n. 1 JIMP20) - prov. Reggio Calabria - parco dello Zomaro



JONICA IMPIANTI - www.jimp.it

Impianto eolico 20 kW (n. 1 JIMP20 Plus) – Francia



Impianto eolico 60 kW (n. 3 JIMP20 Plus in parallelo) - Lizzano (TA)

