



ORDINE DEGLI INGEGNERI DELLA PROVINCIA DI SASSARI

Corso di aggiornamento

**EFFICIENZA ENERGETICA DEL SISTEMA EDIFICIO-IMPIANTI.
L'INVOLUCRO E GLI IMPIANTI TECNOLOGICI IN EDILIZIA**

Sassari 15 – 22 – 29 Maggio – 5 Giugno 2009

Sala Riunioni Ordine degli Ingegneri di Sassari Viale Umberto 112

“ **LE ENERGIE RINNOVABILI** ”

Relatore : prof. ing. **CARLO BERNARDINI**

GRUPPO FISICA TECNICA - FACOLTÀ DI ARCHITETTURA DI CAGLIARI

Coordinatore: Prof. Ing. Carlo Bernardini

1° PRINCIPIO DELLA TERMODINAMICA

Per ogni sistema in equilibrio termodinamico (meccanico, termico, chimico) è definibile una proprietà interna, funzione dello stato del sistema, detta

ENERGIA INTERNA

La energia interna è una funzione di stato come la **PRESSIONE**, la **TEMPERATURA**, il **VOLUME**, la **ENTALPIA**, la **ENTROPIA** ecc.

Queste funzioni di stato vengono chiamate

COORDINATE TERMODINAMICHE

Esse dipendono solo dallo stato del sistema

Tra le diverse **COORDINATE TERMODINAMICHE** esiste sempre una equazione di stato che le lega tra di loro

In seguito a qualsiasi trasformazione

Per un sistema isolato

(che non scambia né energia né materia con l'ambiente circostante)

l'energia totale E rimane costante

$$E = E_C + E_P + U$$

E_C = ENERGIA CINETICA

E_P = ENERGIA POTENZIALE

U = ENERGIA INTERNA

Per un sistema in quiete

$$\Delta E_{\text{SIS ISOL}} = 0$$

quindi

$$\Delta U_{\text{SIS ISOL}} = 0$$

Per un sistema termodinamico chiuso e in quiete le variazioni di energia interna ΔU possono avvenire a causa di flussi di lavoro W (da o verso il sistema) o flussi di calore Q (da o verso il sistema)

$$\Delta U = U_f - U_i = Q + W$$

$$dU = \delta Q + \delta W$$

U = Energia Interna

Q = Calore

W = Lavoro

2° PRINCIPIO DELLA TERMODINAMICA

•Enunciato di Kelvin

Non è possibile realizzare una macchina termica che produca lavoro scambiando flussi di calore solo con una sorgente di calore proveniente da un serbatoio di calore alla temperatura T_H

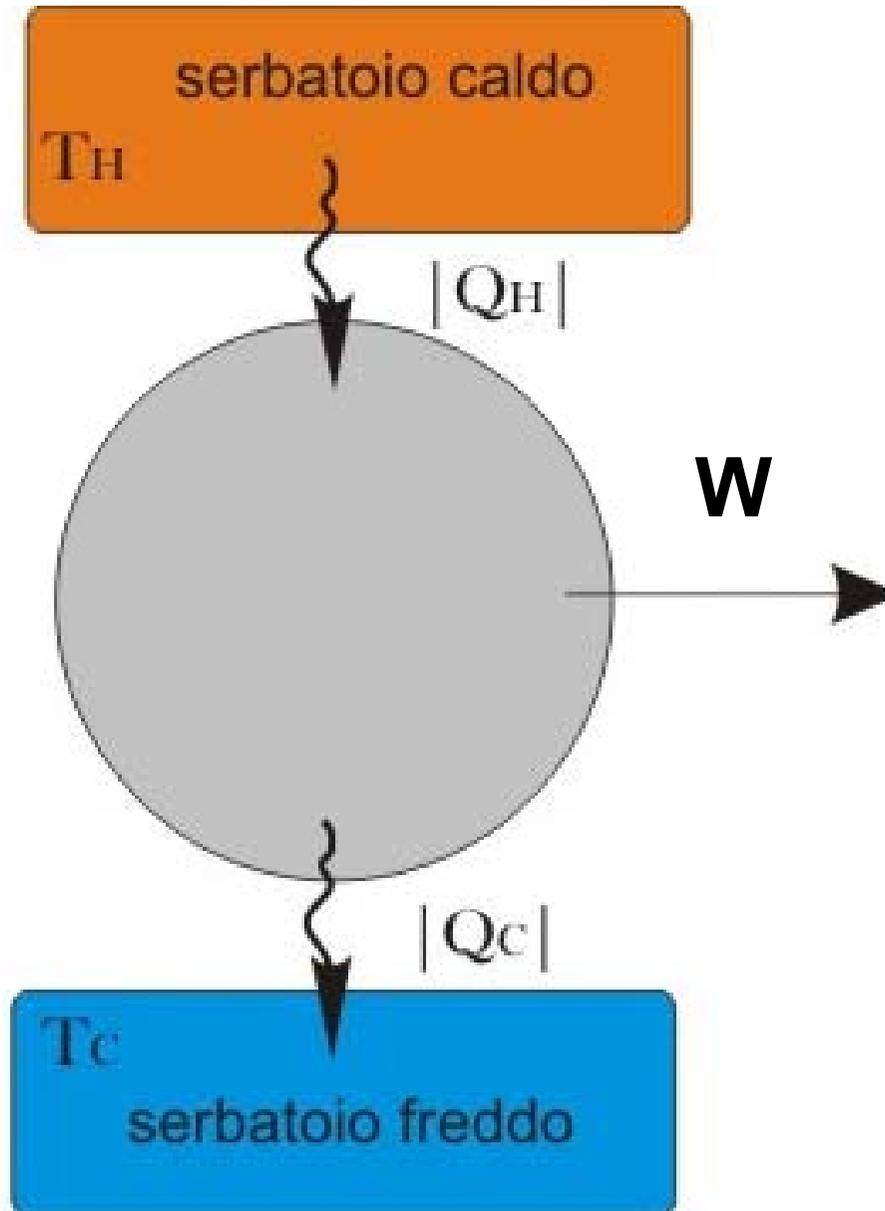
Deve sempre esistere un secondo serbatoio di calore alla temperatura T_C

$$\eta = W / Q_H$$

•Enunciato di Carnot

Fissate due sorgenti di calore a temperatura T_H e T_C non è possibile realizzare una macchina termica avente un *rendimento* η maggiore della macchina di Carnot che evolve fra le due sorgenti di calore a temperatura T_H e T_C

Macchine Termiche



$$\eta = W / Q_H$$

$$\Delta U = W + Q$$

$$\Delta U = 0$$

$$0 = W + Q$$

$$W = -Q$$

$$W = Q_H - Q_C$$

$$\eta = (Q_H - Q_C) / Q_H$$

$$\eta = 1 - Q_C / Q_H$$

Macchina Termica di Carnot

- Le trasformazioni termodinamiche che compongono questo ciclo sono: due *isoterme* e due *adiabatiche reversibili*. Con un semplice bilancio al sistema termodinamico indicato in figura si ottiene il lavoro che la macchina fornisce e che risulta :

$$W = Q_H - Q_C$$

- Il rendimento di trasformazione del ciclo vale, in generale:

$$\eta = W / Q_H = (Q_H - Q_C) / Q_H = 1 - Q_C / Q_H$$

- e si dimostra che solo per la macchina di Carnot si ha anche:

$$\eta_c = 1 - Q_C / Q_H = 1 - T_C / T_H$$

L'enunciato di Carnot afferma che per qualsunque ciclo termodinamico è sempre :

$$\eta = 1 - Q_C / Q_H \quad \underline{\text{minore od uguale di}} \quad 1 - T_C / T_H$$

**PER IL CICLO TERMODINAMICO DI CARNOT
(CICLO DI MASSIMO RENDIMENTO FUNZIONE
ESCLUSIVAMENTE DELLE TEMPERATURE**

T_H e T_C)

VALE LA SEGUENTE RELAZIONE

$$Q_H / Q_C = T_H / T_C$$

$$W = \eta \times Q_H$$

$$\eta = 1 - Q_C/Q_H$$

$$\eta_c = 1 - T_C/T_H$$

$$W = Q_H \times \eta$$

$$\eta = 1 - Q_C/Q_H \quad \eta_c = 1 - T_C/T_H$$

$$\eta \leq \eta_c$$

$$W_{\max} = Q_H \times \eta_c$$

Exergia - Anergia

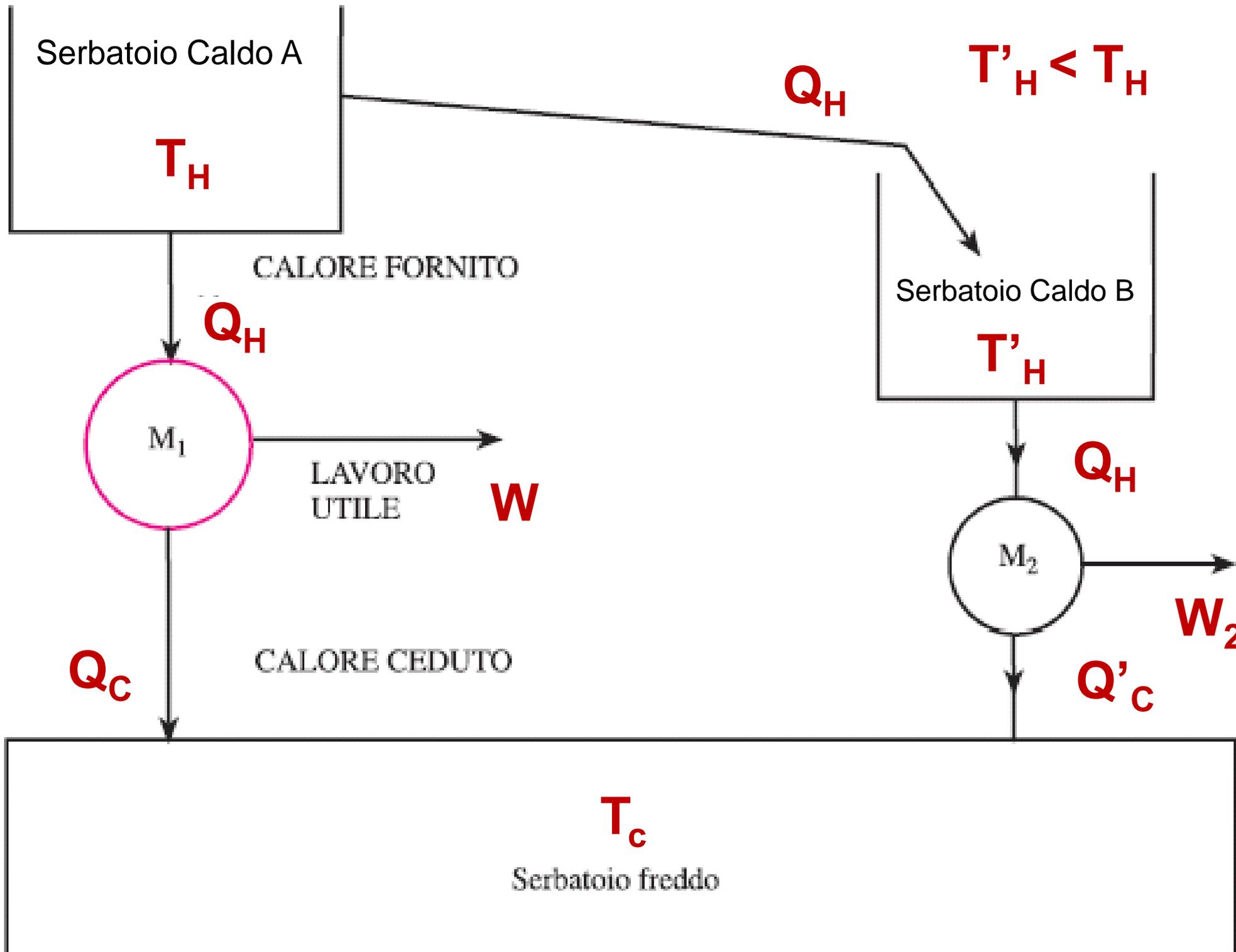
$$W_{\max} = Q_H \times \eta_c$$

$$\text{Exergia} = E_x = Q_H \times \eta_c = Q_H \times (1 - T_c/T_H)$$

Il lavoro perduto è quella parte di energia termica che non si può più trasformare in lavoro qualunque sia il ciclo o la trasformazione che immaginiamo.

Tale quantità è detta **Anergia**, indicata con A, e vale

$$\text{Anergia} = A = Q_H \times T_c/T_H$$



Perdita di Exergia

$$\Delta E_x = Q_H \times (1 - T_C/T_H) - Q_H \times (1 - T_C/T'_H)$$

$$\Delta E_x = Q_H \times (T_C/T'_H - T_C/T_H) = T_C (Q_H/T'_H - Q_H/T_C)$$

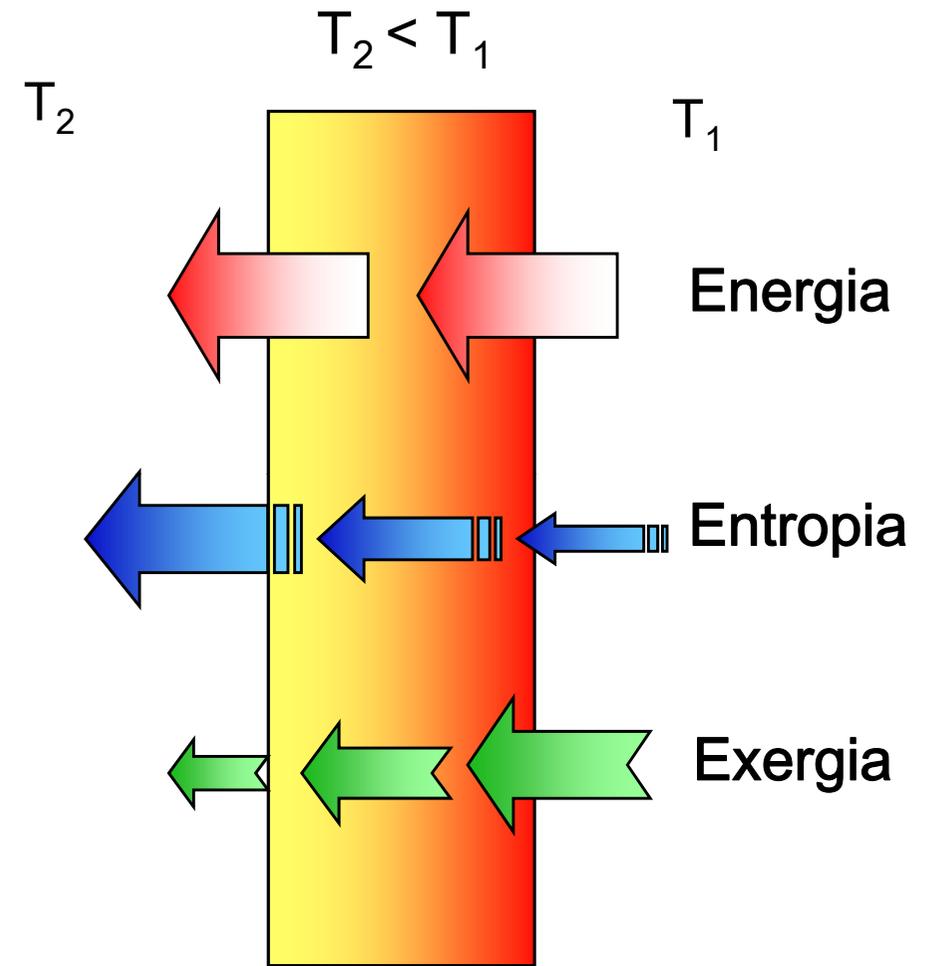
$$\Delta E_x = T_C (Q_H/T'_H - Q_H/T_C) = T_C (S_B - S_A)$$

Studio del processo exergia-entropia

Cessione di energia

Cessione di calore

Cessione di vibrazione
degli atomi



Exergia consumata = $T_e \times$ entropia generata

Studio del processo exergia-entropia

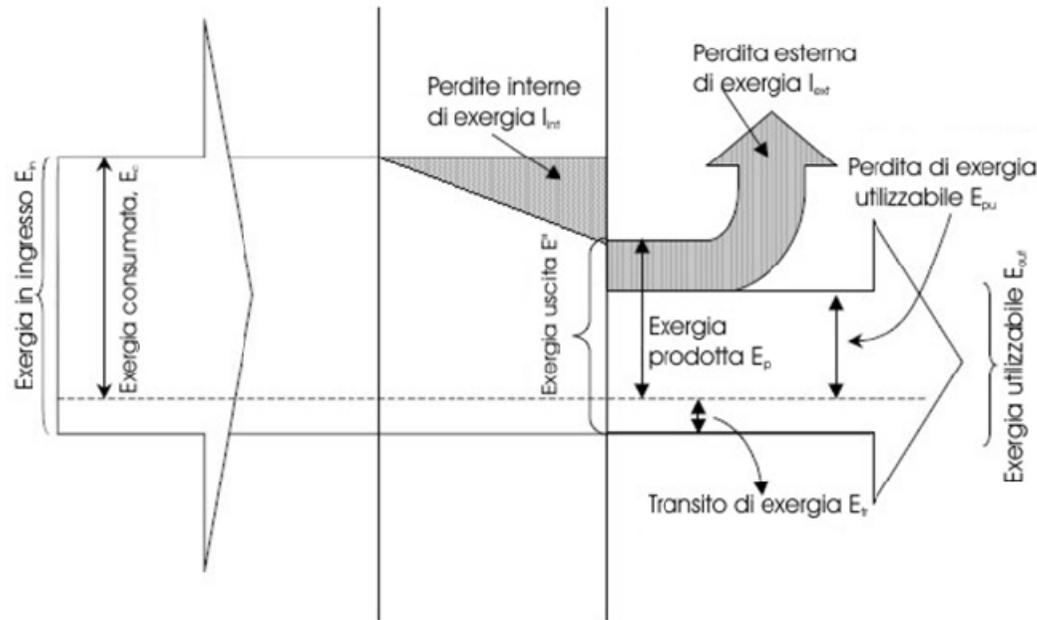
Edificio convenzionale Italiano (dati ENEA) 200 m ² di superficie abitabile	Consumo energetico per il riscaldamento	106 kWh/m ² a	68%
	Consumo energetico per produzione acqua calda	20 kWh/m ² a	12%
	Consumo energetico per l'illuminazione e cucina	31 kWh/m ² a	20%
	Consumo energetico complessivo	157 kWh/m ² a	100%
Edificio a basso consumo energetico 185 m ² di superficie abitabile	Consumo energetico per il riscaldamento	69,5 kWh/m ² a	69%
	Consumo energetico per produzione acqua calda	11 kWh/m ² a	12%
	Consumo energetico per l'illuminazione	16 kWh/m ² a	19%
	Consumo energetico complessivo	86,5 kWh/m ² a	100%
Edificio Passivo 185 m ² di superficie abitabile	Consumo energetico per il riscaldamento e ventilazione	15 kWh/m ² a	36%
	Consumo energetico per produzione acqua calda	11 kWh/m ² a	26%
	Consumo energetico per l'illuminazione	16 kWh/m ² a	38%
	Consumo energetico complessivo	42 kWh/m ² a	100%

Edificio passivo

15 kWh/(m²a)
42 kWh/(m²a)

Studio del processo exergia-entropia

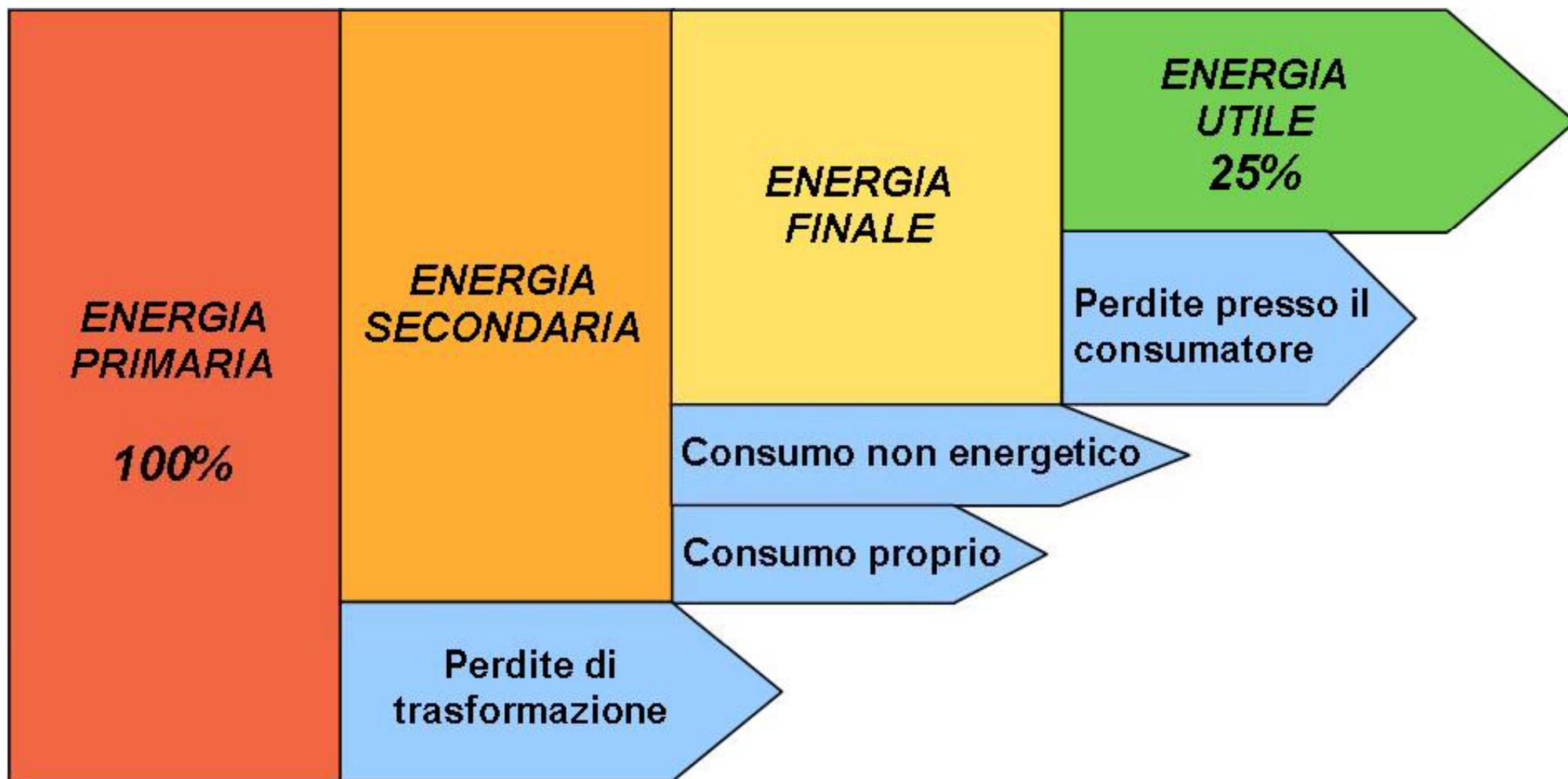
Efficienza exergetica e coefficiente di utilizzazione



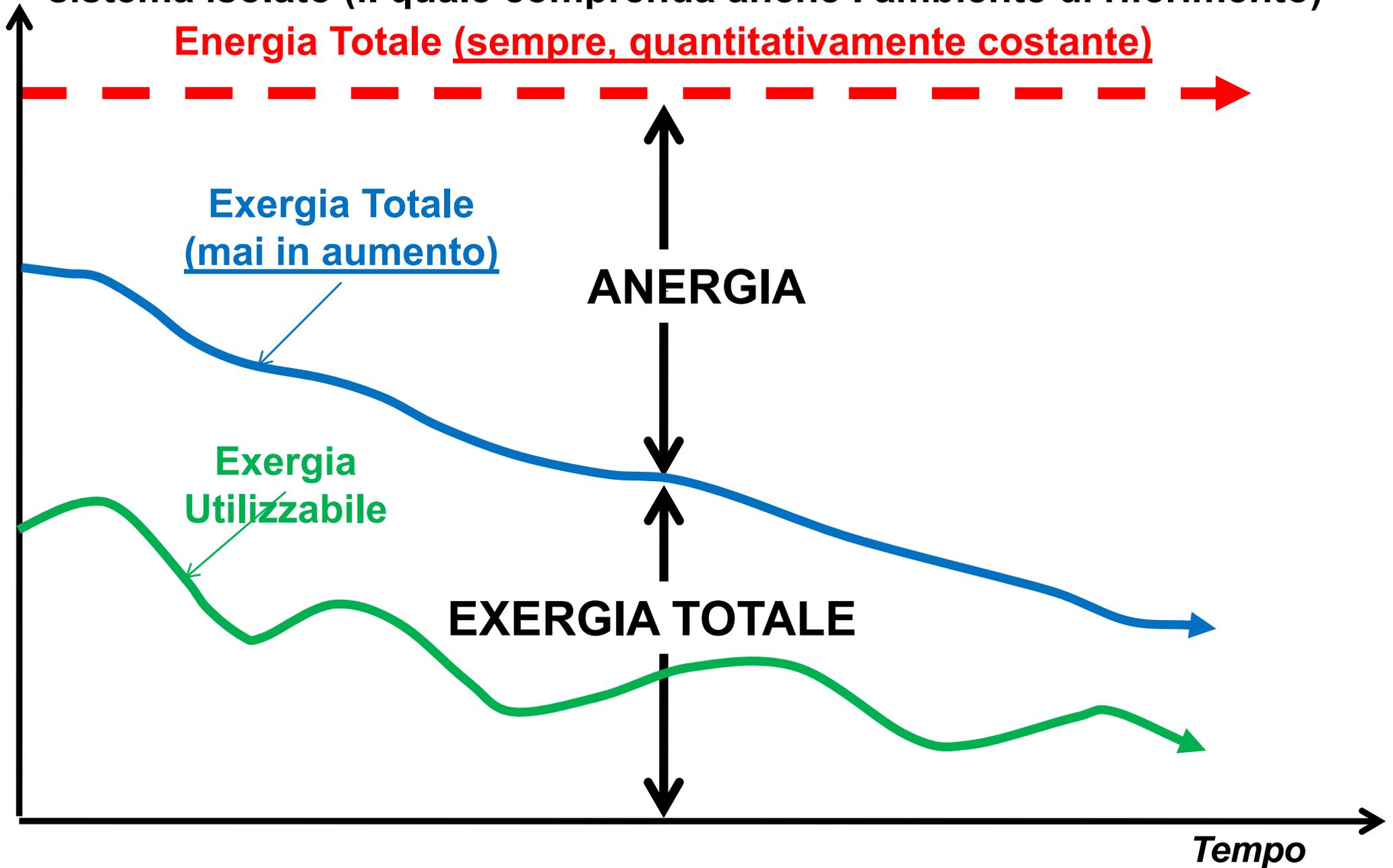
$$E^*_{in} = E^*_{out} + I^*$$

Efficienza exergetica con exergia di passaggio

$$\eta_{ex} = \frac{\dot{E}_{out} - \dot{E}_{cr}}{\dot{E}_{in} - \dot{E}_{cr}} = \frac{\dot{E}_{in} - I_{int} - I_{ext} - \dot{E}_{cr}}{\dot{E}_{in} - \dot{E}_{cr}} = \frac{\dot{E}_{pu}}{\dot{E}_c}$$



Tipico andamento indicativo dell' **energia** totale e dell' **exergia** di un sistema isolato (il quale comprenda anche l'ambiente di riferimento)



Bilancio dell'energia elettrica GWh

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
A) Produzione lorda	293.865,1	303.321,1	303.671,9	314.090,3	313.888,0	317.894,0
B) Consumi dei servizi ausiliari	13.681,8	13.298,5	13.064,0	12.864,3	12.589,0	12.354,0
C) Produzione netta (A-B)	280.183,2	290.022,6	290.607,9	301.226,0	301.299,0	305.540,0
D) Destinata ai pompaggi	10.492,4	10.300,3	9.319,4	8.751,9	7.653,6	7.464,0
E) Produzione destinata al consumo (C-D)	269.690,8	279.722,3	281.288,5	292.474,1	293.645,5	298.076,0
F) Ricevuta da fornitori esteri	51.485,9	46.425,7	50.264,0	46.595,5	48.930,8	42.997,0
G) Ceduta a clienti esteri	518,3	790,8	1.109,5	1.610,6	2.648,1	3.431,0
H) RICHIESTA (E+F-G)	320.658,4	325.357,2	330.443,0	337.459,0	339.928,2	337.642,0
I) Perdite di rete	20.869,8	20.867,6	20.626,2	19.925,7	20.975,7	21.492,9
L) CONSUMI (H-I)	299.788,6	304.489,6	309.816,8	317.533,3	318.952,5	316.149,1

Consumi finali di energia elettrica nel 2007 valori in TWh

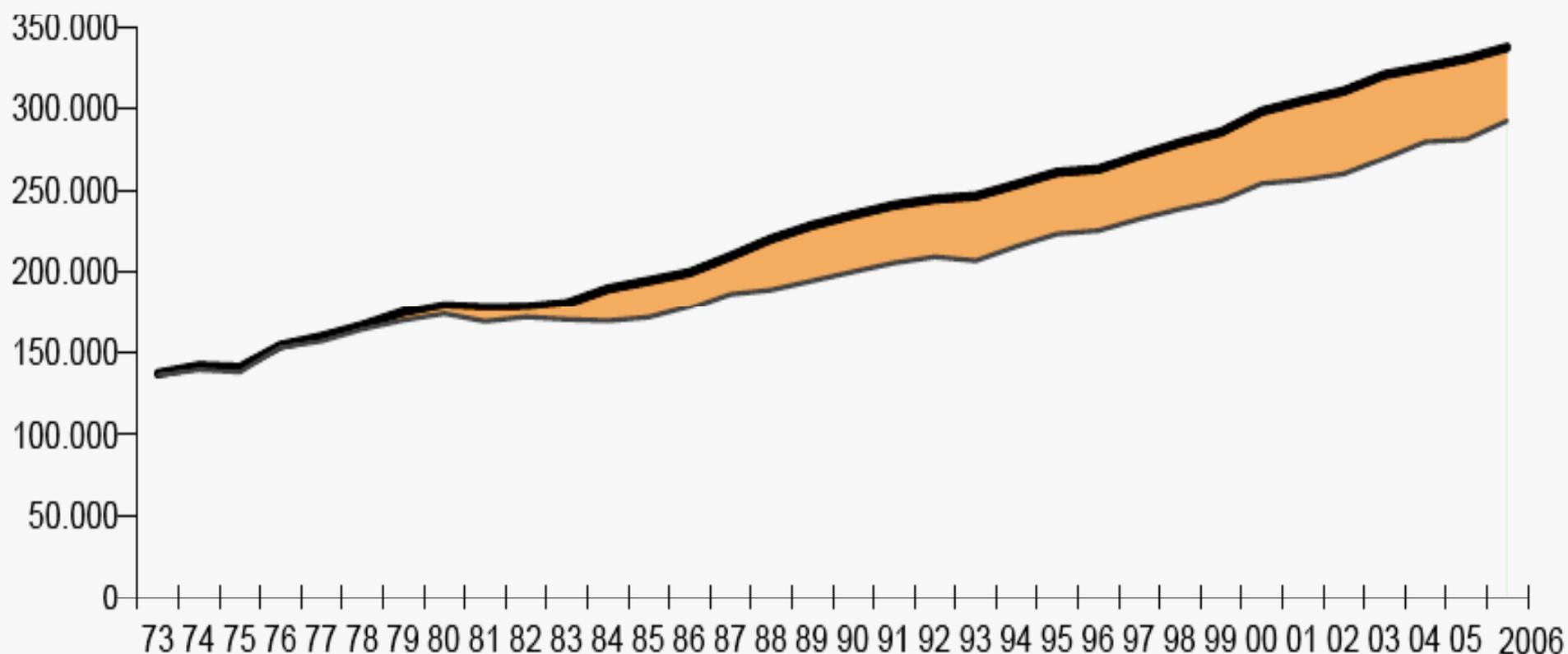
	Italia	Francia	Germania	Spagna	Regno Unito	EU-15	EU-25	EU-27
Agricoltura	6	3	8	6	4	46	51	51
Servizi	79	128	131	67	96	660	733	745
Domestico	68	147	142	67	115	717	786	806
Trasporti	10	12	16	5	9	64	71	73
Industria	146	138	229	111	116	1009	1115	1149
CONSUMO TOTALE	309	429	526	256	340	2.496	2.756	2.825

Energia richiesta

Energia richiesta Italia	GWh	337.458,9	
Deficit (-) Superi (+) della produzione rispetto alla richiesta	GWh	-44.984,9	(-13,3%)

Deficit 1973 = -879,0

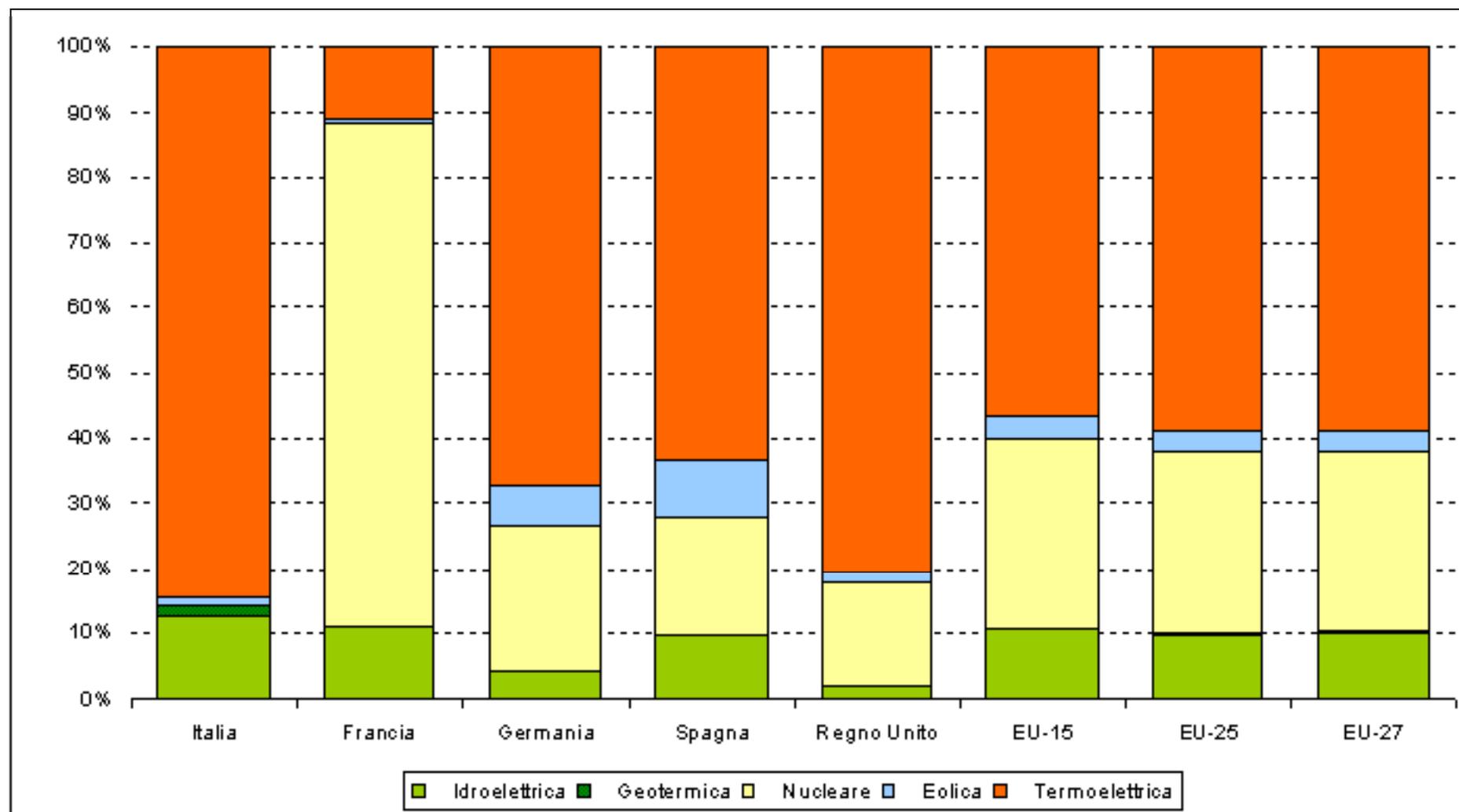
Deficit 2006 = -44.984,9



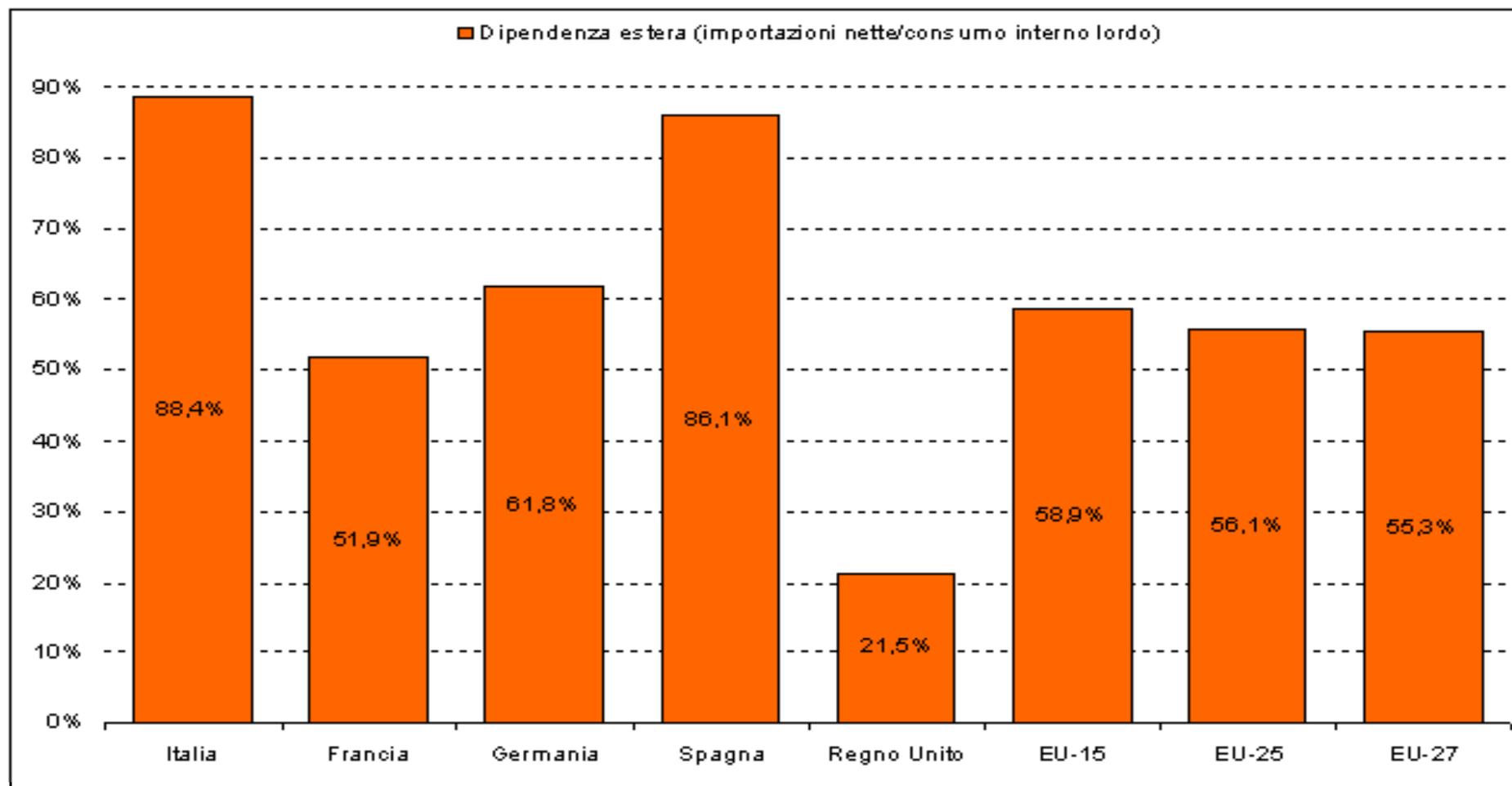
Consumi: complessivi 317.533,2 GWh; per abitante 5.394 kWh

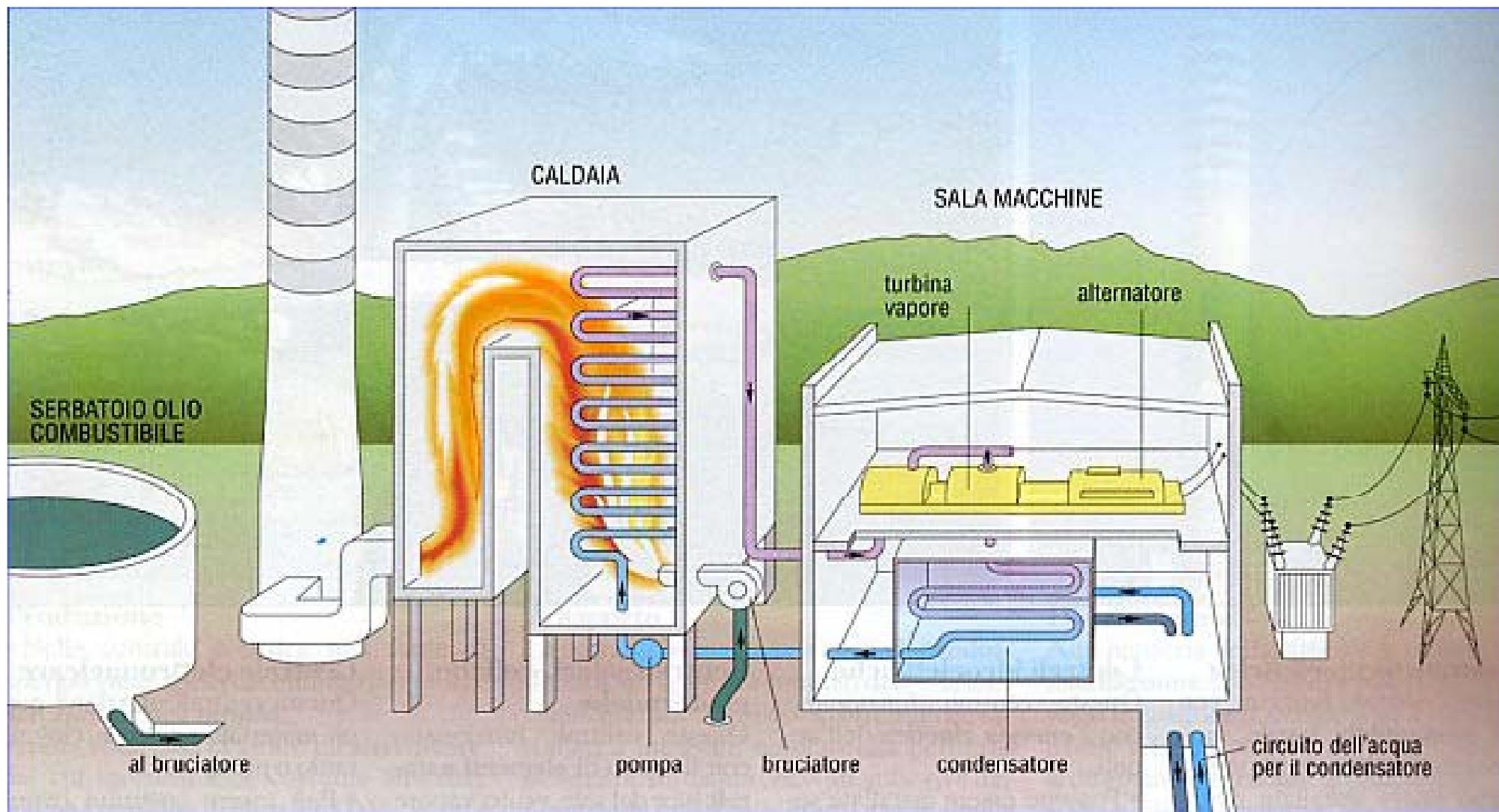
Deficit Superi
Richiesta Produzione

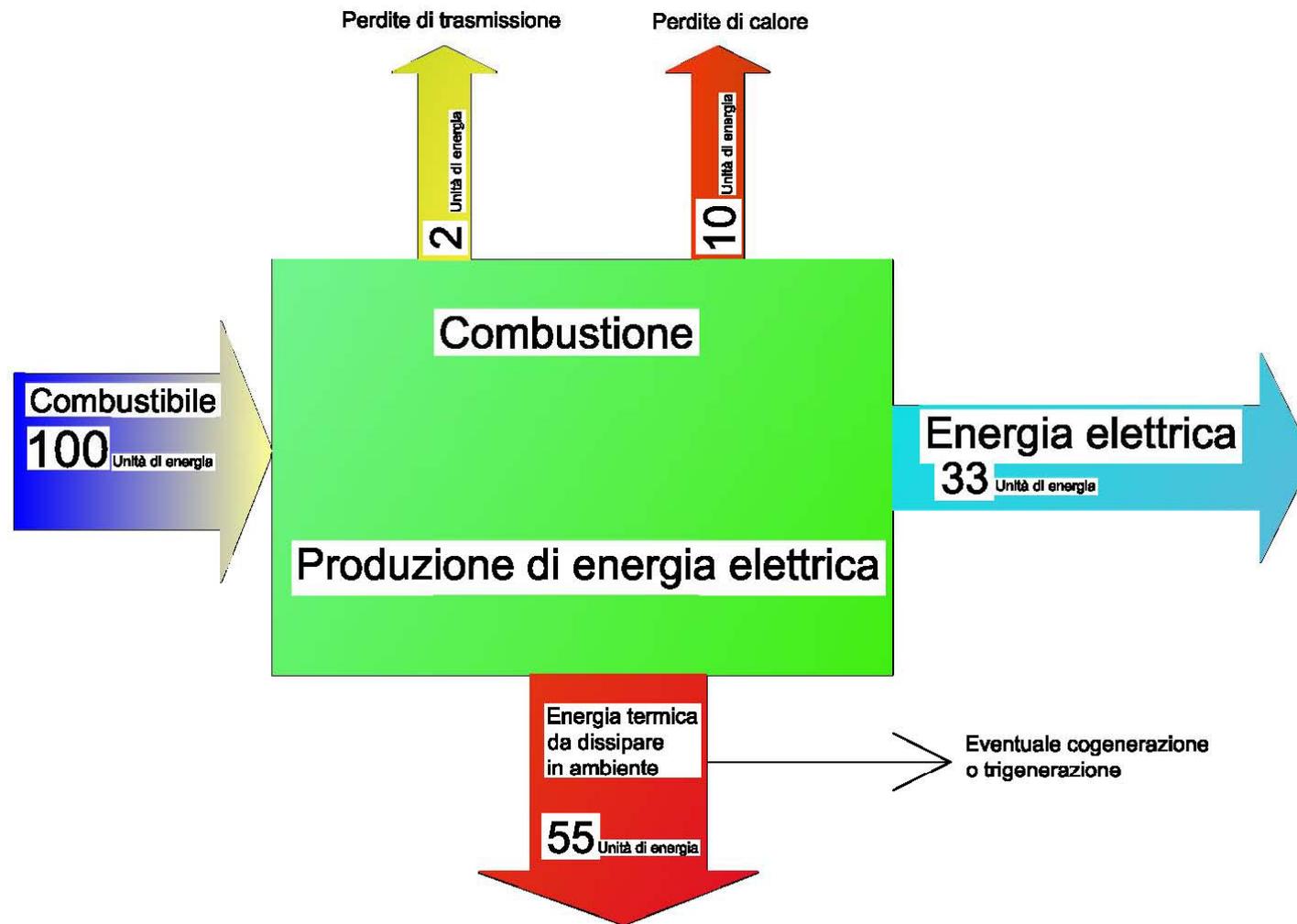
Produzione dell'energia elettrica per fonte nel 2007



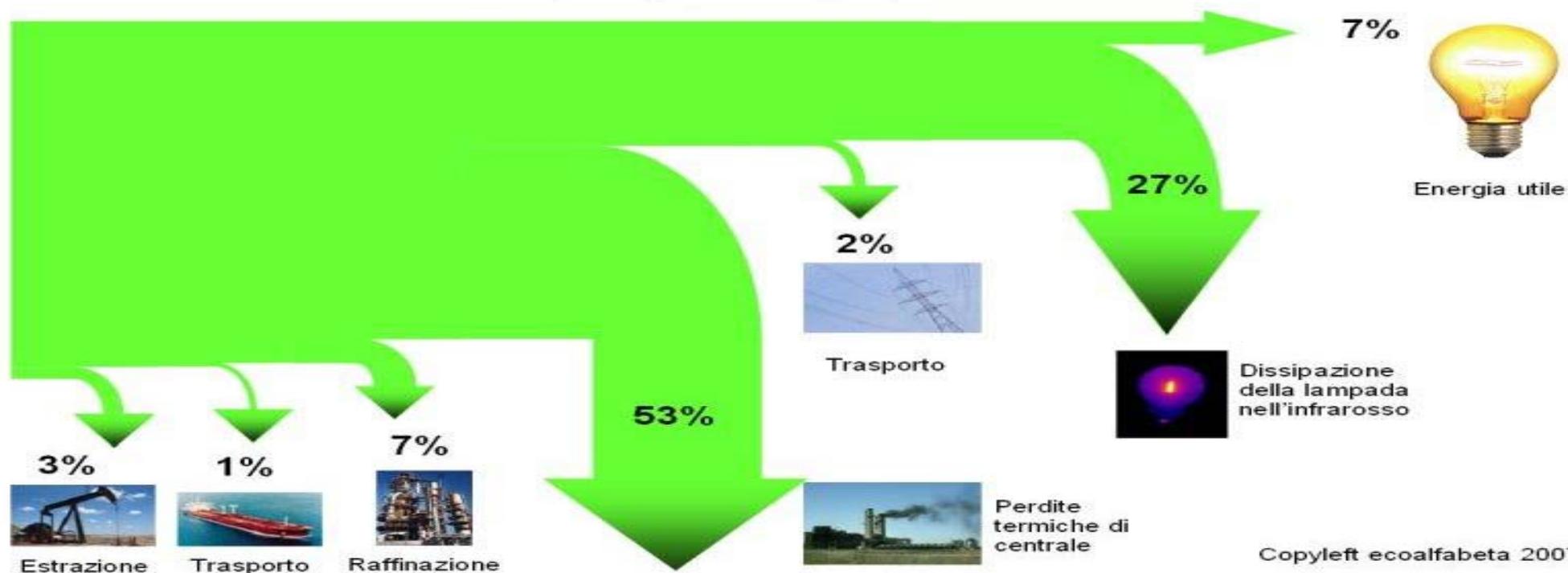
Grado della dipendenza energetica dall'estero







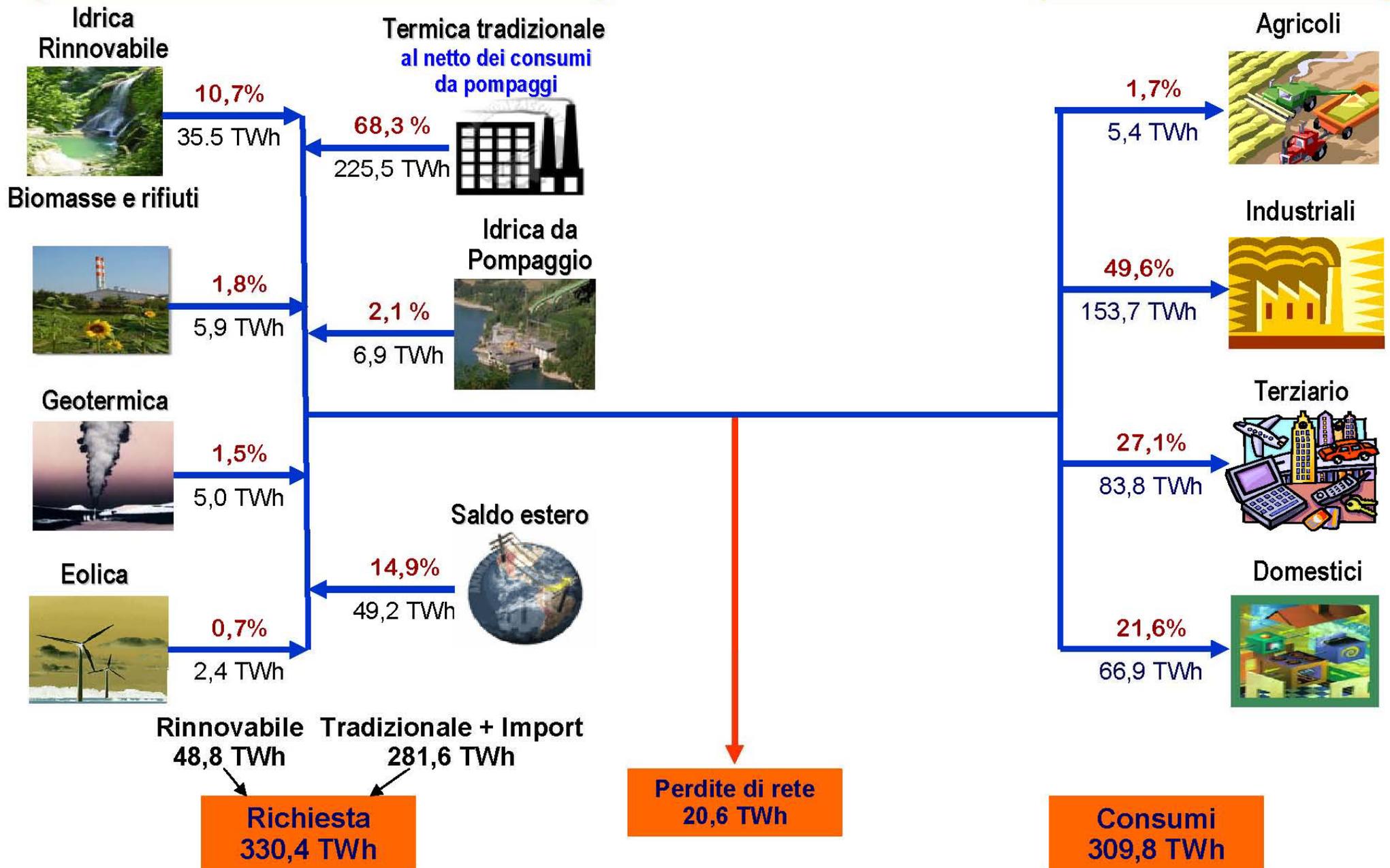
Filiera energetica di una lampadina ad incandescenza



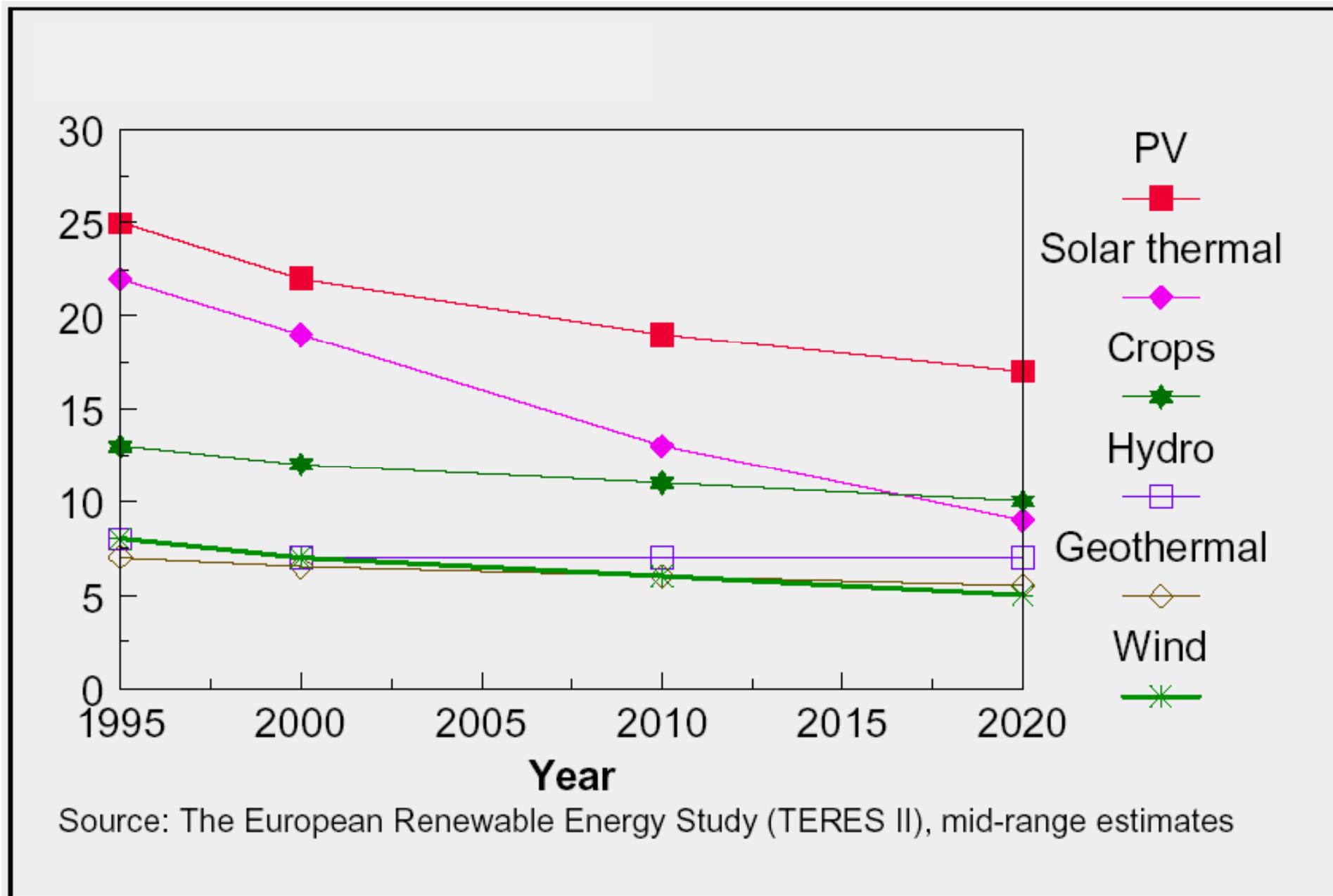
Bilancio elettrico nazionale anno 2005

Produzione netta + Import

Consumi

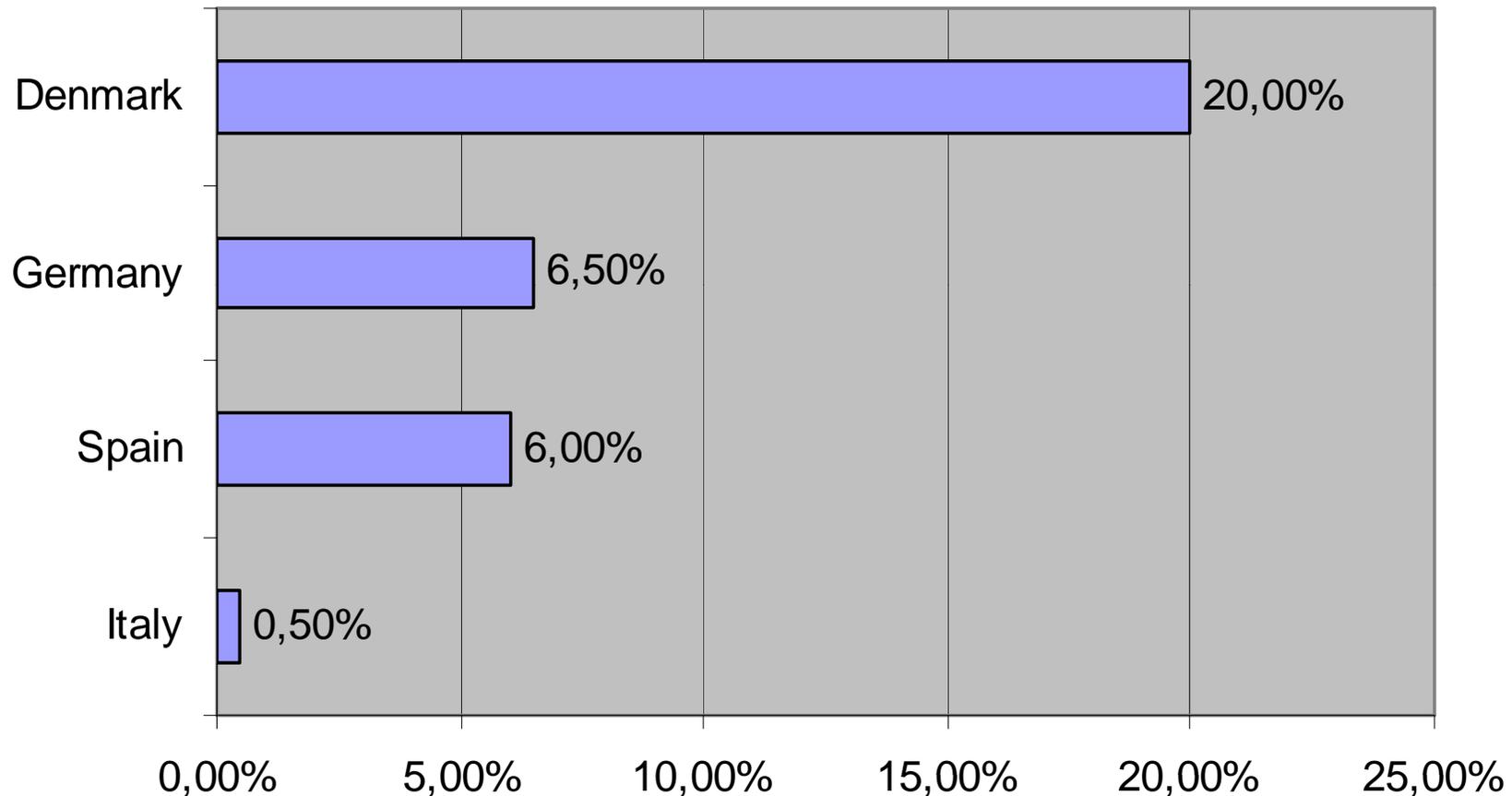


Costo di produzione dell'energia elettrica da fonti di energia rinnovabili, (centesimi €/kWh)



The Italian situation

Wind Energy weight over the total national energy production: Italian situation vs. European leaders



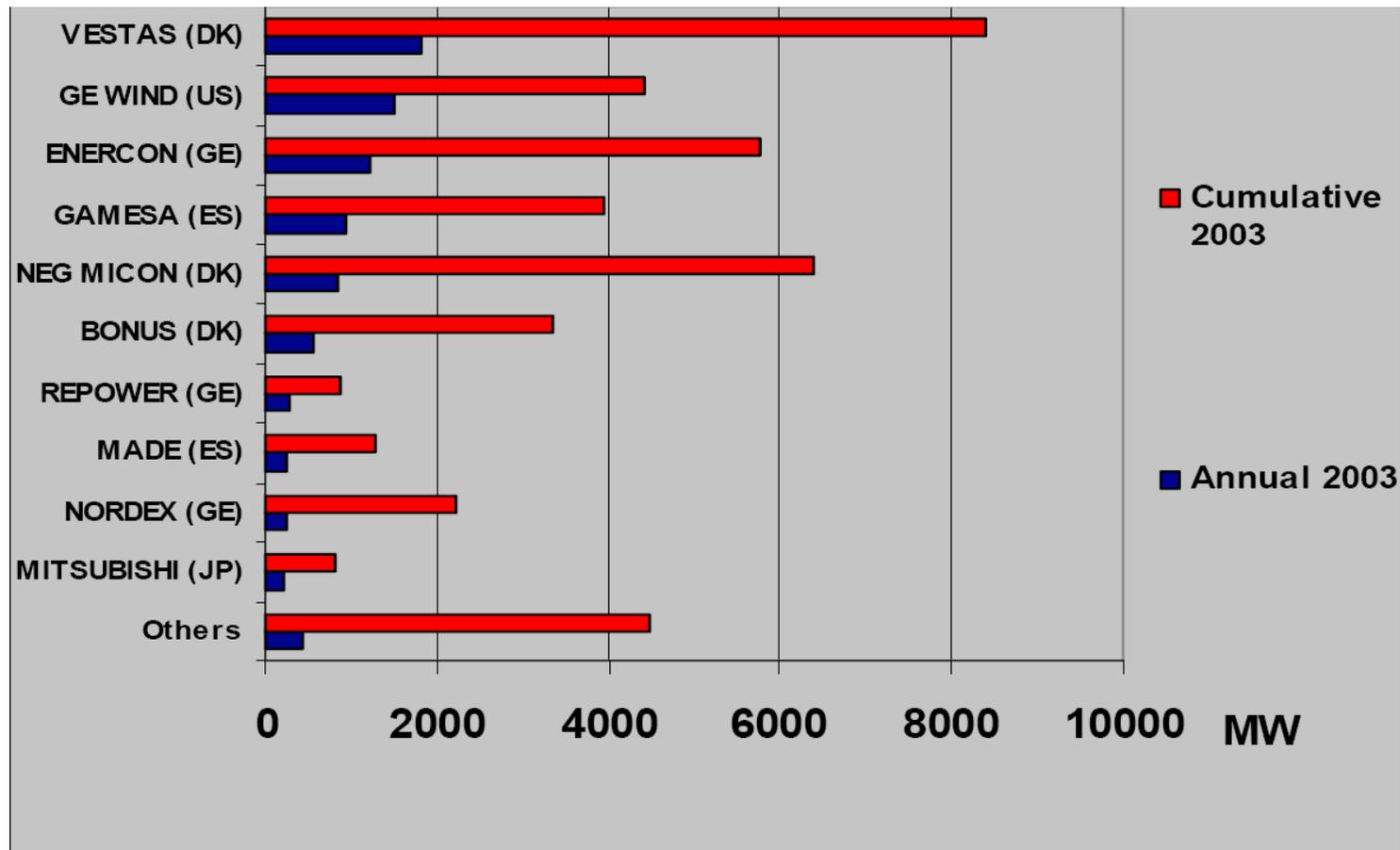
Denmark, Germany and Spain cover 90% of the wind energy global european market.

Source: ENEA

Wind energy in Europe

Top 10 suppliers in the world

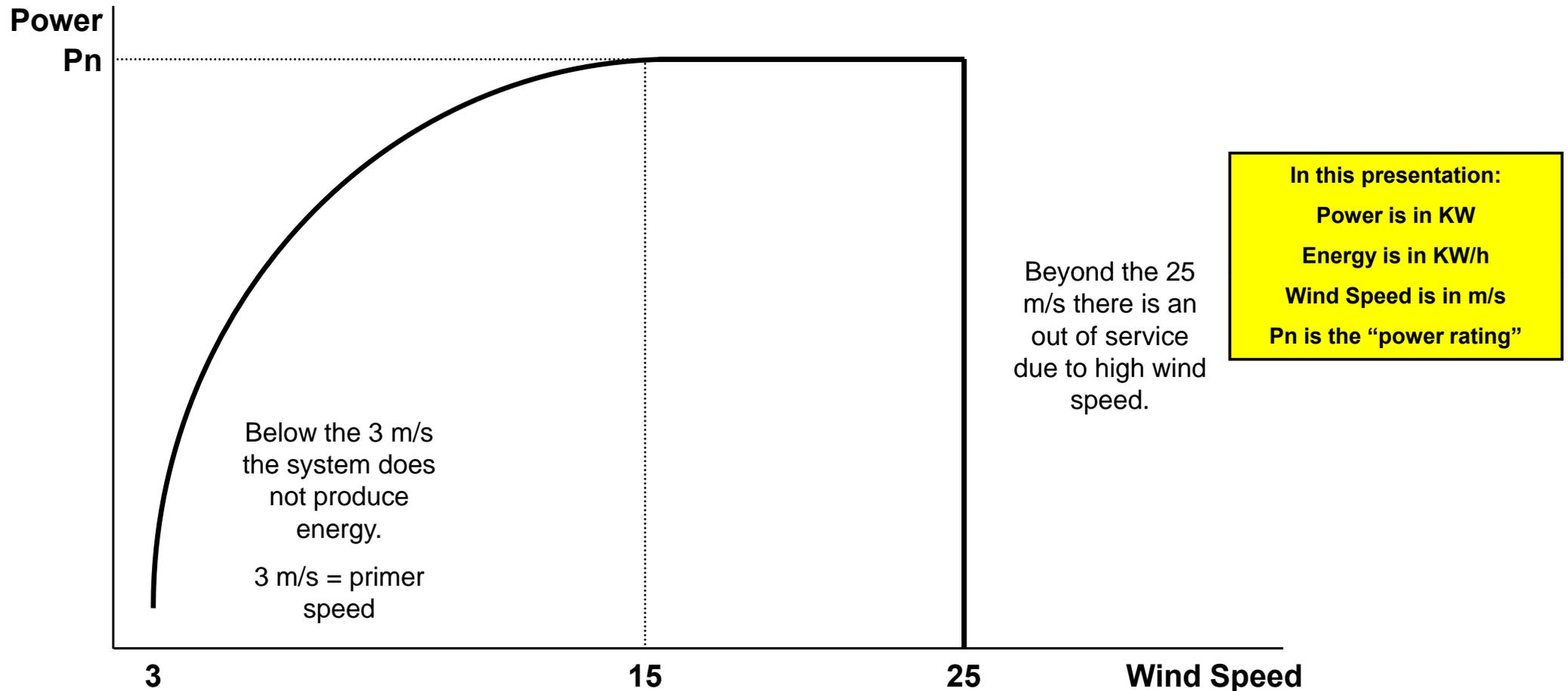
Vestas is the biggest. Eight out of the top ten suppliers are european.



Source: EWEA

Wind energy

Technical tips

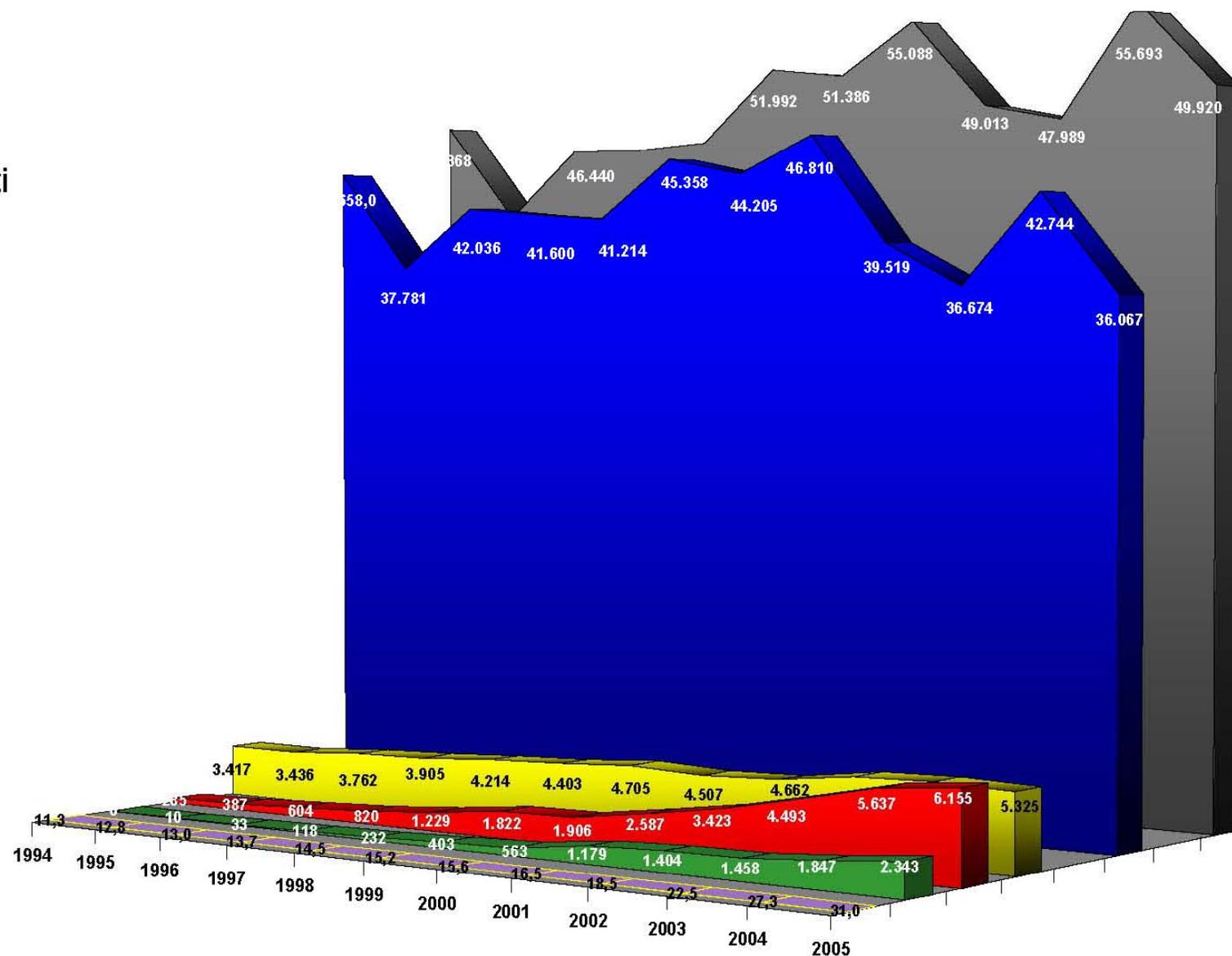


We are considering the 3 bladed wind turbine with horizontal plane and power generator between the 1.500 and 2.500 KW.

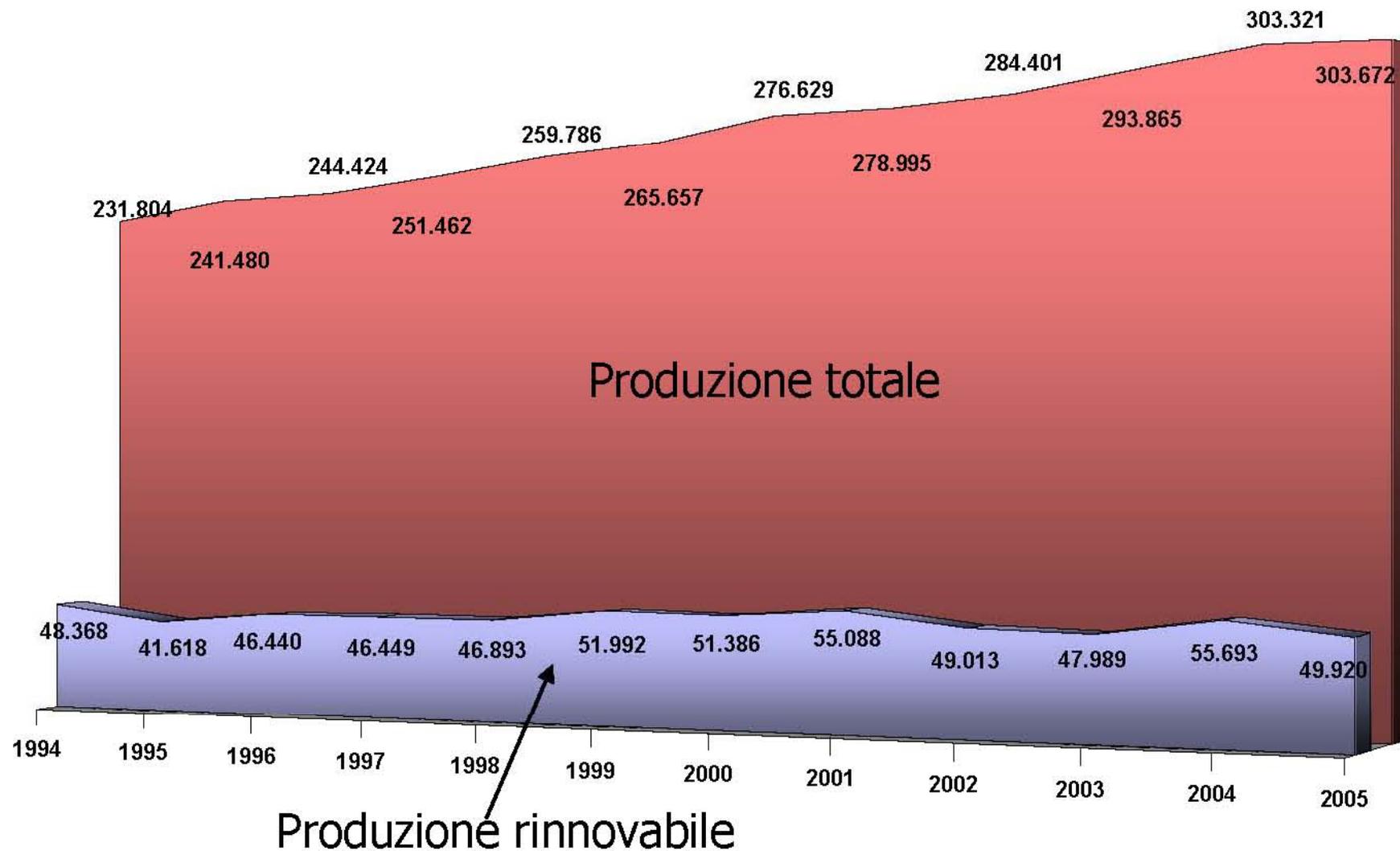
More powerful is the turbine, cheaper is the cost per KWh produced.

Andamento della produzione lorda da fonte rinnovabile in Italia dal 1994 al 2005 (GWh)

- Totale
- Idrica
- Geotermica
- Biomasse e rifiuti
- Eolica
- Solare



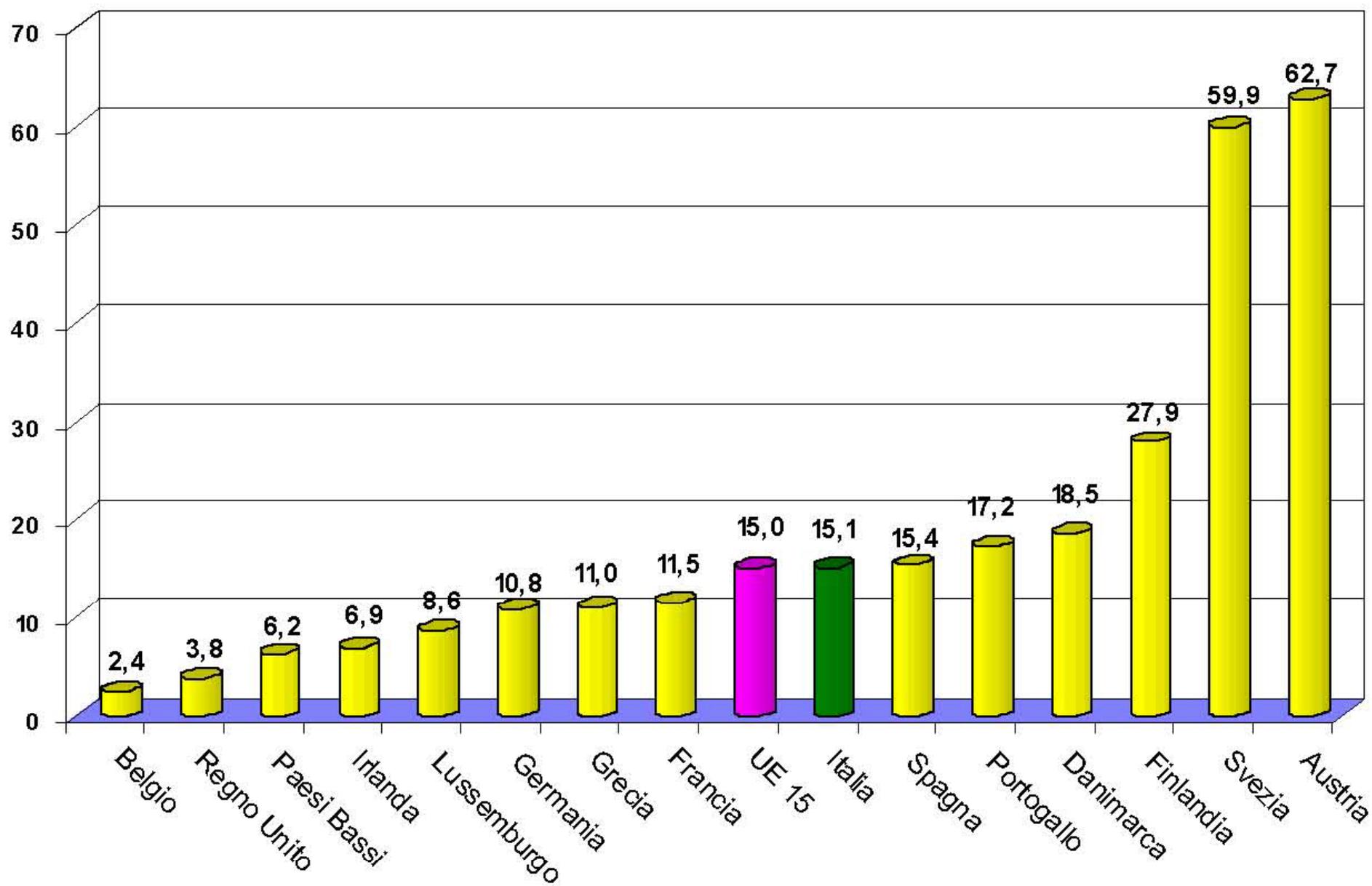
Confronto tra la produzione lorda totale e la produzione rinnovabile in Italia dal 1994 al 2005 (GWh)



Produzione lorda degli impianti da fonte rinnovabile in Italia nel 2005

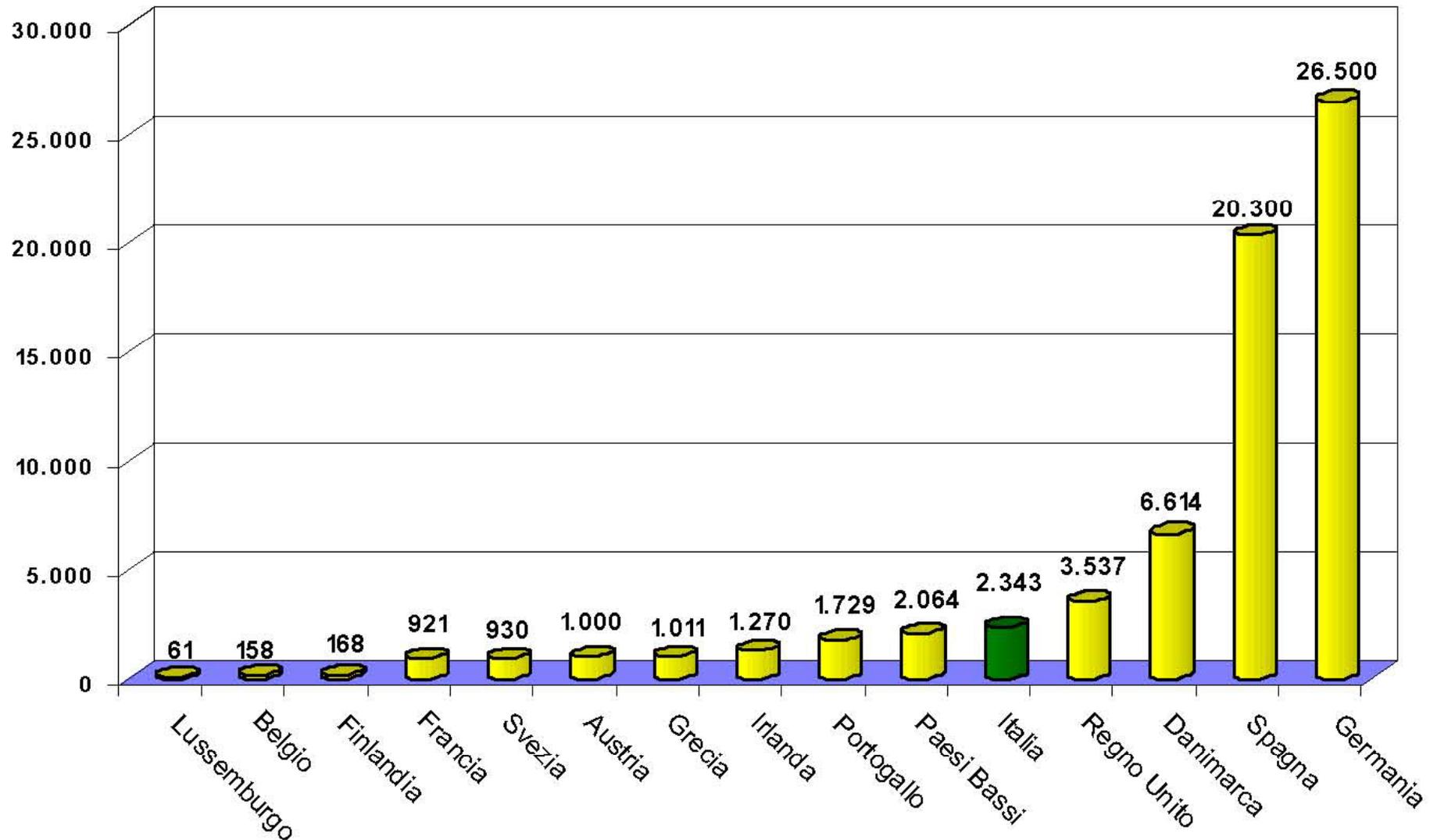
	Idrica GWh	Quota %	Eolica GWh	Quota %	Solare* GWh	Quota %
Piemonte	5.569,2	15,4	-	-	-	-
Valle d'Aosta	2.715,4	7,5	-	-	-	-
Lombardia	7.148,4	19,8	-	-	-	-
Trentino Alto Adige	6.596,2	18,3	0,1	0,0	-	-
Veneto	3.023,8	8,4	-	-	-	-
Friuli Venezia Giulia	1.285,0	3,6	-	-	-	-
Liguria	150,6	0,4	8,7	0,4	-	-
Emilia Romagna	787,9	2,2	2,2	0,1	-	-
Toscana	456,1	1,3	3,0	0,1	0,1	2,6
Umbria	1.543,5	4,3	2,6	0,1	-	-
Marche	582,2	1,6	-	-	-	-
Lazio	1.163,3	3,2	5,9	0,3	-	-
Abruzzi	1.962,7	5,4	177,8	7,6	1,0	25,6
Molise	172,1	0,5	56,9	2,4	-	-
Campania	548,1	1,5	560,5	23,9	2,1	53,8
Puglia	-	-	586,5	25,0	0,4	10,3
Basilicata	335,4	0,9	147,7	6,3	-	-
Calabria	1.404,3	3,9	-	-	-	-
Sicilia	158,7	0,4	382,3	16,3	0,1	2,6
Sardegna	463,8	1,3	409,3	17,5	0,2	5,1
ITALIA	36.066,7	100,0	2.343,5	100,0	4,0	100,0

% Produz. rinnovabile / Richiesta



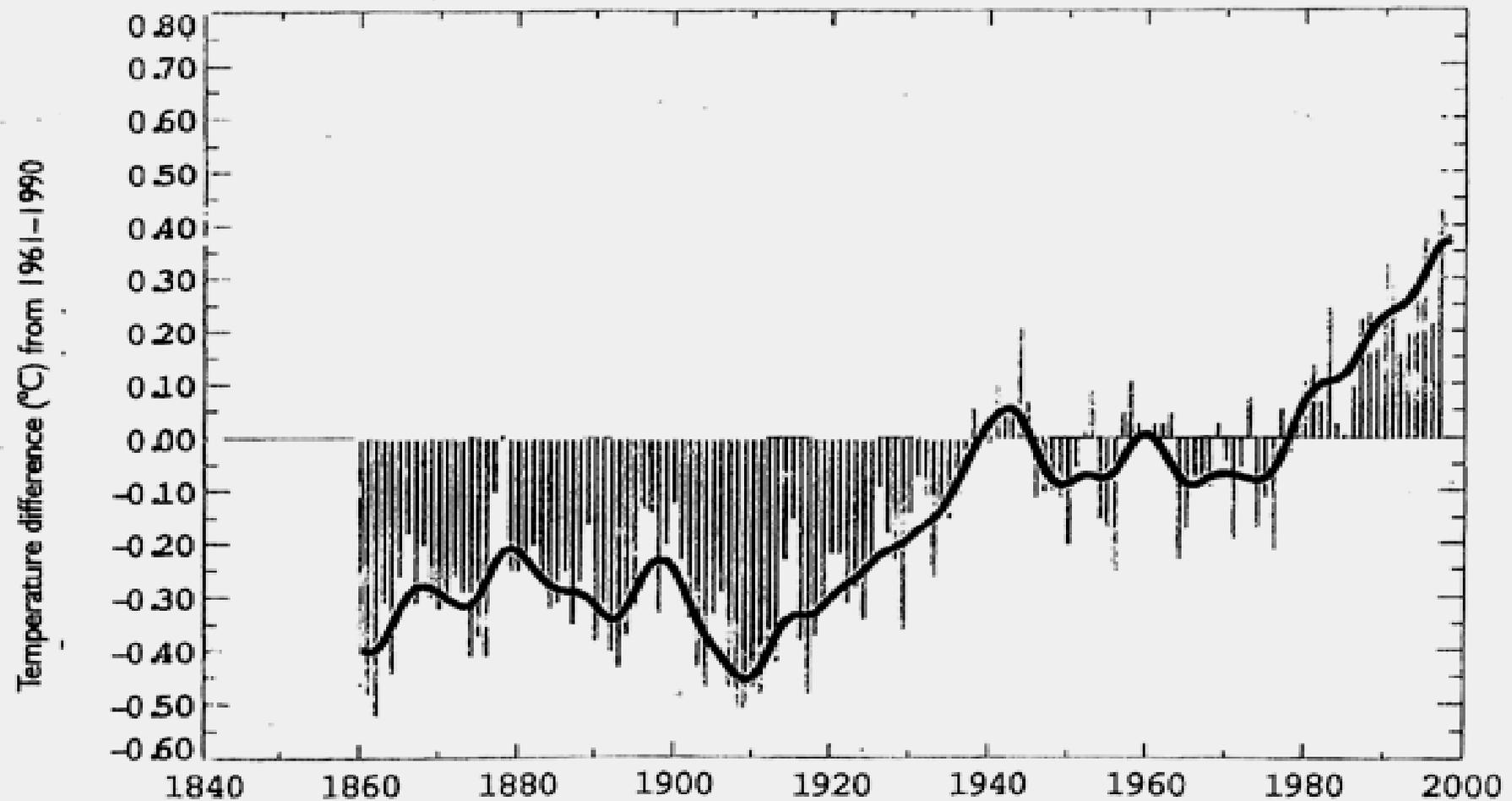
Graduatoria della produzione lorda Eolica e Solare dell' EU15 nel 2005

Produzione EU15 Eolica - 68.606 GWh

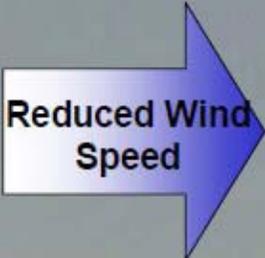


Variazione delle temperatura

Fig.1-Aumento della temperature tra il 1860-1998



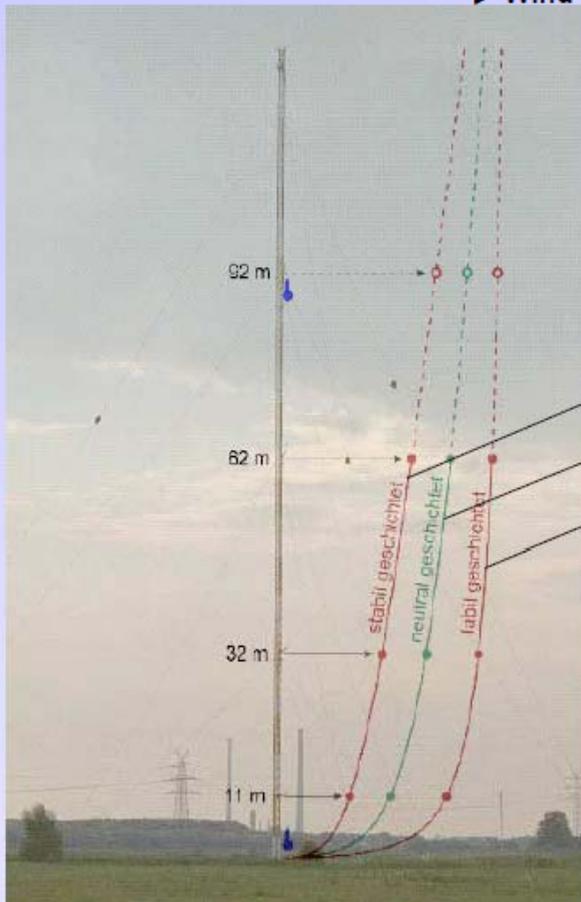
Wind Energy Conversion



Electrical Energy







**Logarithmic wind profile
measured at DEWI's 136 m mast**

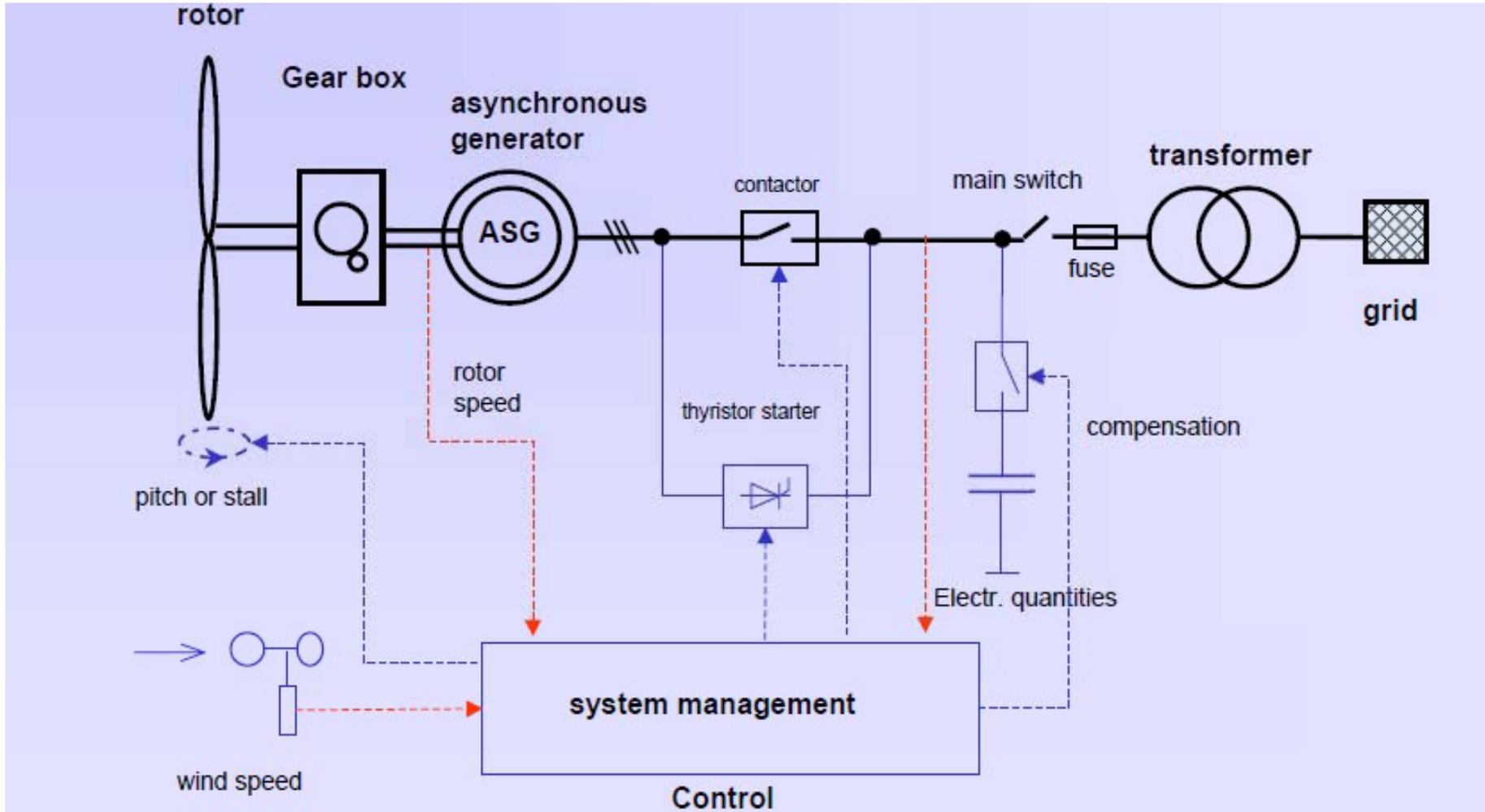
stable }
neutral } stratification
unstable }

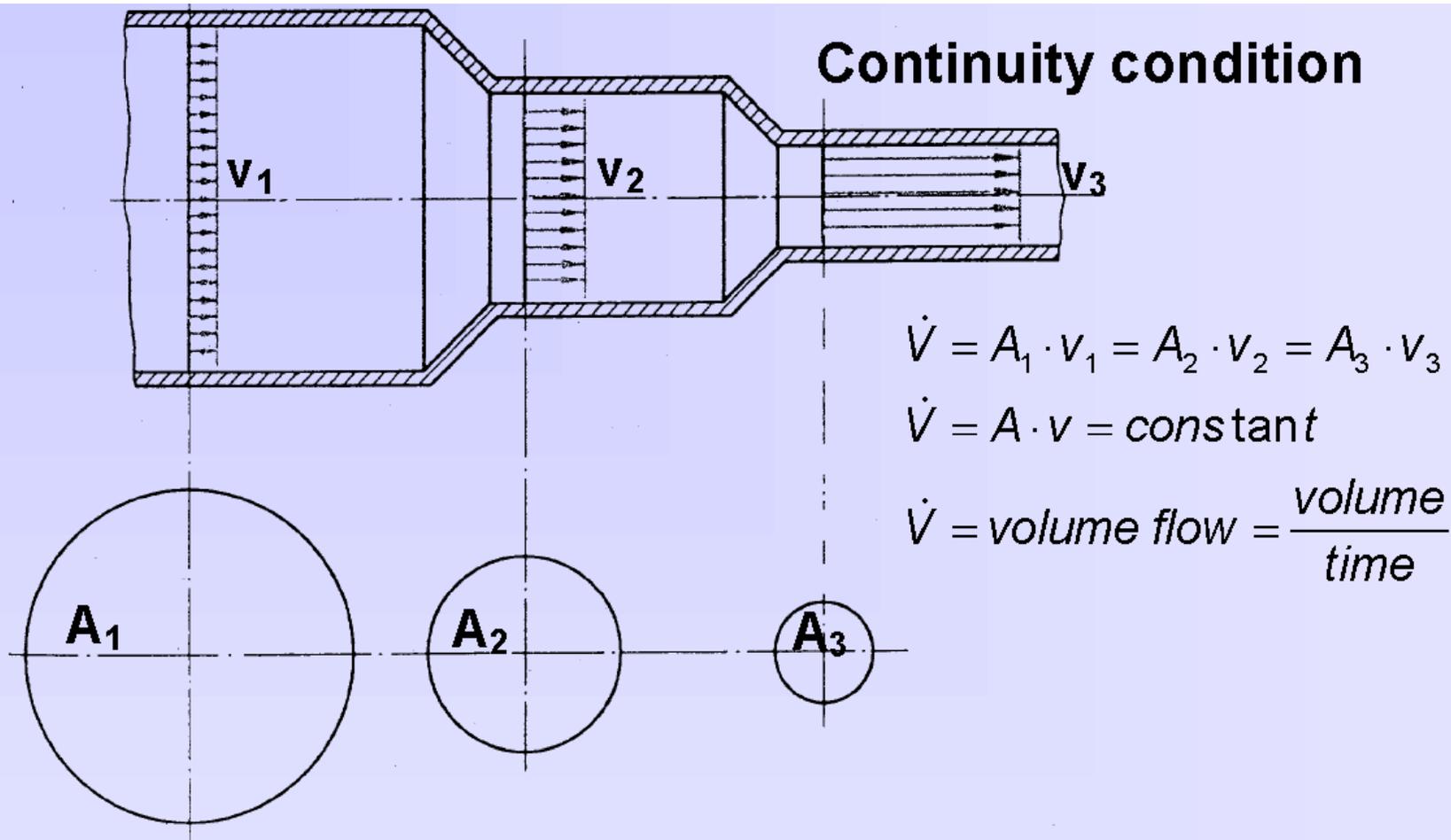
IEC normal wind profile model (NWP)

$$V(z) = V_{hub} \left(z / z_{hub} \right)^\alpha$$

$\alpha = 0.2$

z = height above ground





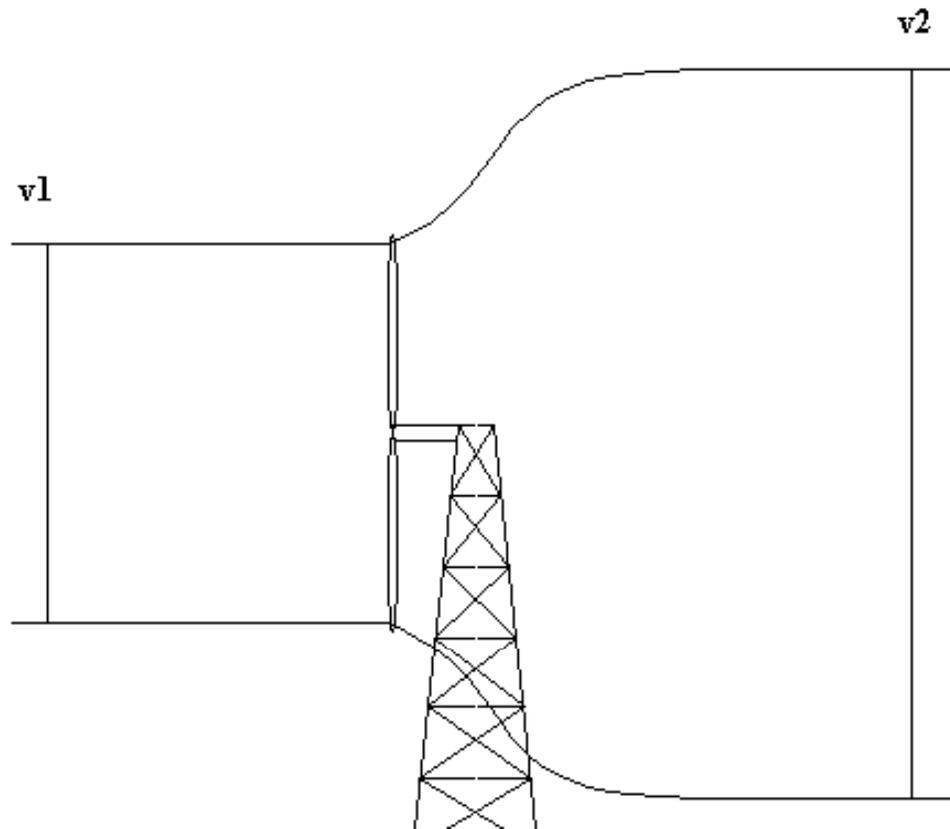
A = Cross section perpendicular to the centre stream line and fluid velocity v

v = Velocity of fluid (here air)

CENNI DI TEORIA SULL'ENERGIA EOLICA

CALCOLO DELLA POTENZA DI UNA VENA FLUIDA

Le particelle dell'aria del vento, essendo in movimento, posseggono una determinata energia cinetica che può essere ceduta ad un mezzo che venga interposto. Per calcolare la potenza fornita dal vento al rotore si può fare riferimento alla teoria di Betz. Si consideri il seguente schema

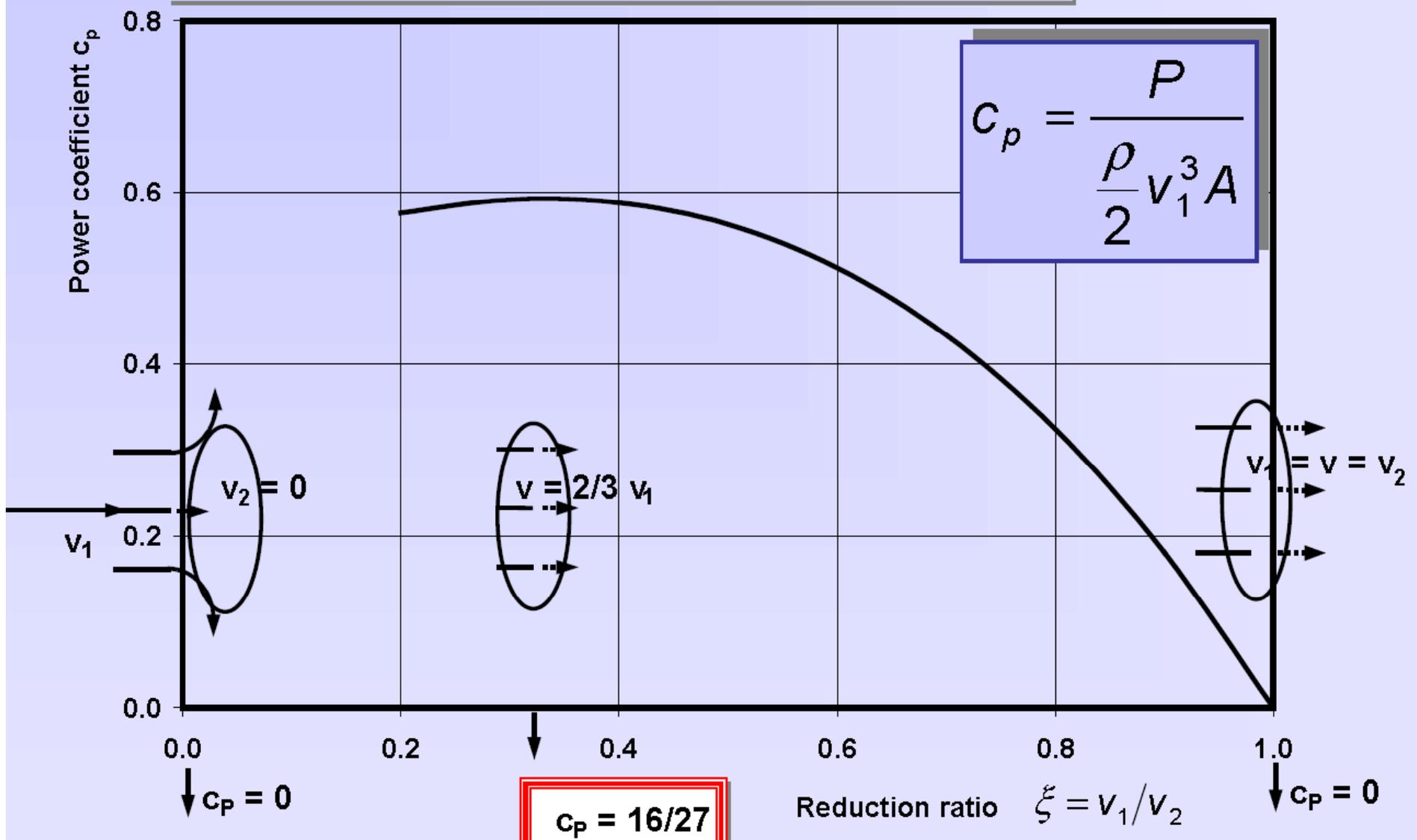


Teoria di Betz

Le ipotesi alla base della teoria di Betz sono le seguenti:

1. Concetto di tubo di flusso: il tubo di corrente che attraversa il disco attuatore non interagisca con la restante porzione di fluido che lo circonda.
2. In ogni sezione del tubo di flusso sussista una distribuzione di velocità permanente, uniforme e monodimensionale lungo l'asse. Il rallentamento di vena sul disco attuatore è distribuito uniformemente sulla sezione del disco.
3. Nelle sezioni infinitamente a monte e a valle si possa ritenere una situazione fluidodinamica indisturbata dalla presenza della macchina, ovvero sussista la pressione atmosferica dell'ambiente esterno, proprio come nella condizione di getto libero.
4. Il flusso eolico non incontri ostacoli oltre la turbina, né sopravento né sottovento.
5. Il vento sia stazionario e di intensità costante con la quota.
6. Non ci siano effetti di rotazione della vena a causa dell' "estrazione" di quantità di moto.
7. Si trascuri la comprimibilità dell'aria, cioè la densità sia ritenuta costante.

Maximum power coefficient according to Betz



Energy equation of Bernoulli

Law of conservation of energy of an ideal fluid (here air)

Assumption: frictionless
 stationary conditions
 Incompressible ($v < 100$ m/s)

The energy balance between two conditions (Newton's energy principle)

The sum of potential and kinetic energy equals constant

$$m \cdot g \cdot h_1 + \frac{m}{2} v_1^2 = m \cdot g \cdot h_2 + \frac{m}{2} v_2^2 = \text{constant}$$

The energy balance between two conditions for incompressible gases

The sum of static and dynamic pressure equals constant

Equation of Bernoulli (published 1738)

$$p_1 + \frac{\rho}{2} v_1^2 = p_2 + \frac{\rho}{2} v_2^2 = \text{constant}$$

where p is the static pressure and $\frac{\rho}{2} v^2$ is the dynamic pressure.

Power in the wind

Kinetic energy of a moving mass m with the velocity v :

$$E = \frac{m}{2}v^2 \quad [E] = \text{kg} \cdot \frac{\text{m}^2}{\text{s}^2} = \text{Nm} = \text{Joule} = \text{J}$$

The power P derives from the energy per time $\dot{E} = \frac{dE}{dt}$:

$$P = \dot{E} = \frac{\dot{m}}{2}v^2 \quad [P] = \frac{\text{Nm}}{\text{s}} = \text{Watt} = \text{W}$$

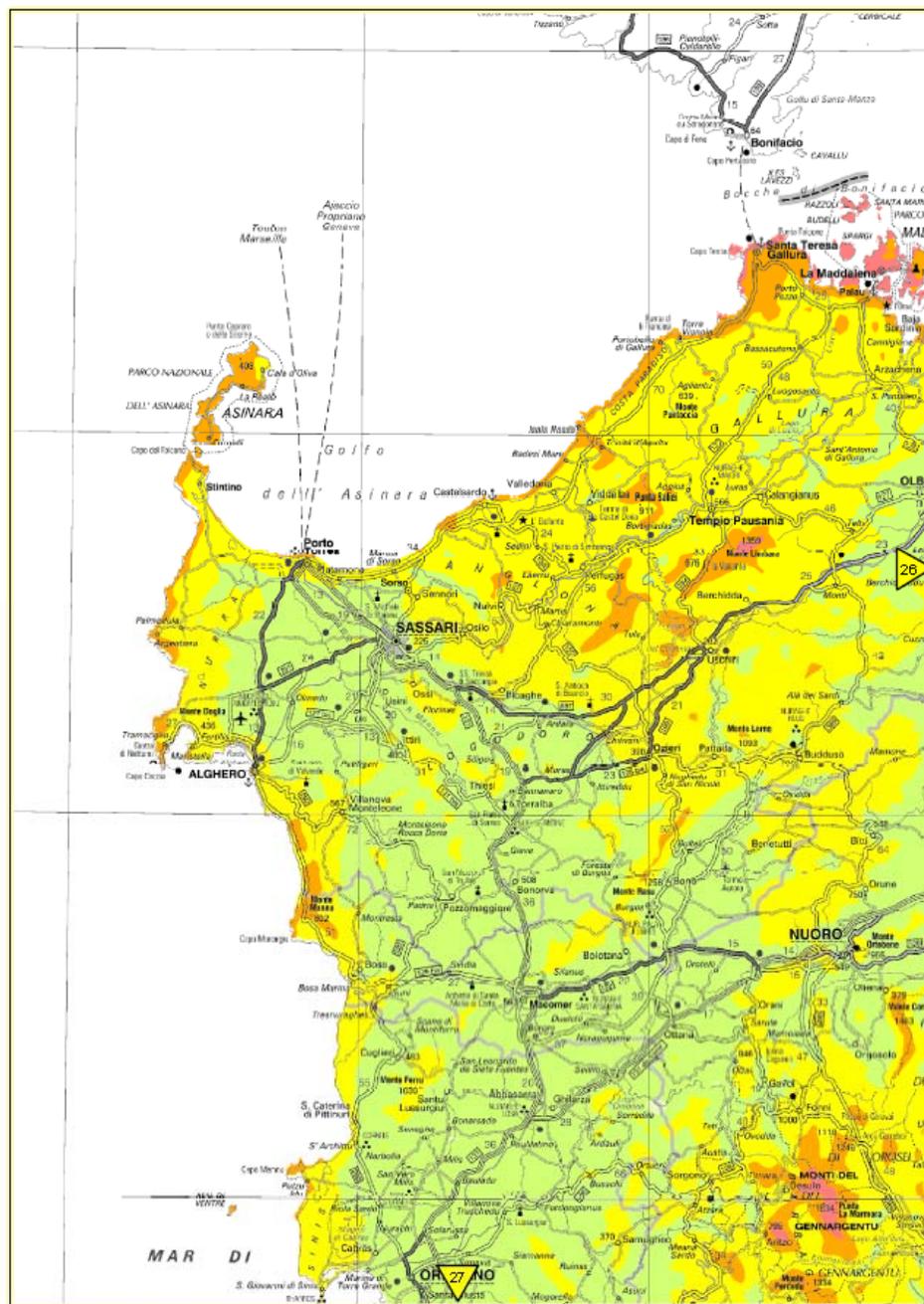
Using the mass flow

$$\dot{m} = \rho \cdot v \cdot A \quad [\dot{m}] = \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

with ρ as the air density in kg/m^3 and A as a control area:

$$P = \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot v^3$$

For standard meteorological conditions (air temperature 15°C and air pressure 1013.3 hPa) the air density is 1.225 kg/m^3 .



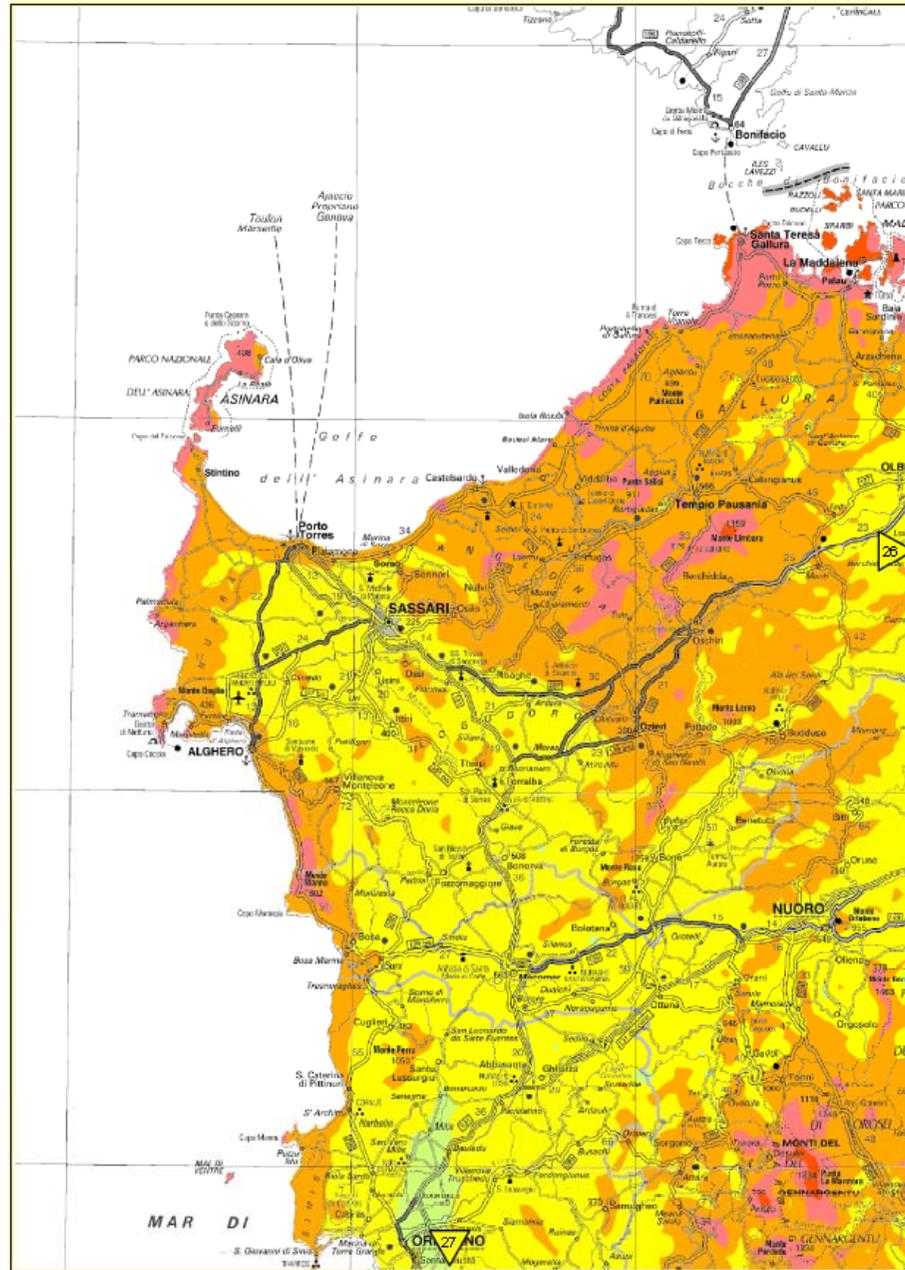
Mappa elaborata da CESI in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova nell'ambito della Ricerca di Sistema. Per una corretta interpretazione si veda il testo dell'Atlante di cui questa mappa fa parte.

Cartografia di base: copyright GEDnext - DE AGOSTINI 2002 - Tutti i diritti riservati

Scala 1:750.000

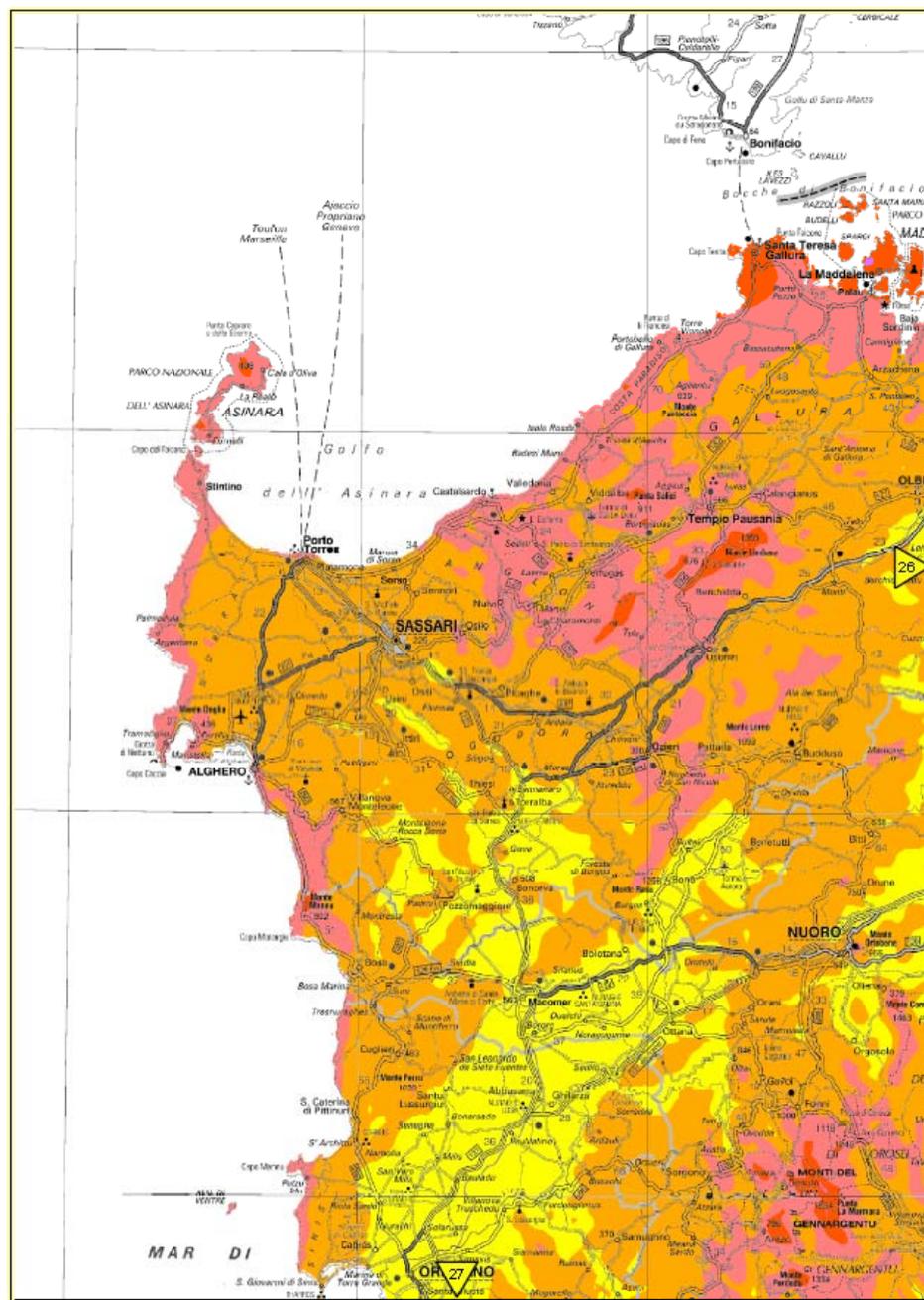
Mappa della velocità media annua del vento a 50 m s.l.t.

Tavola 25 b

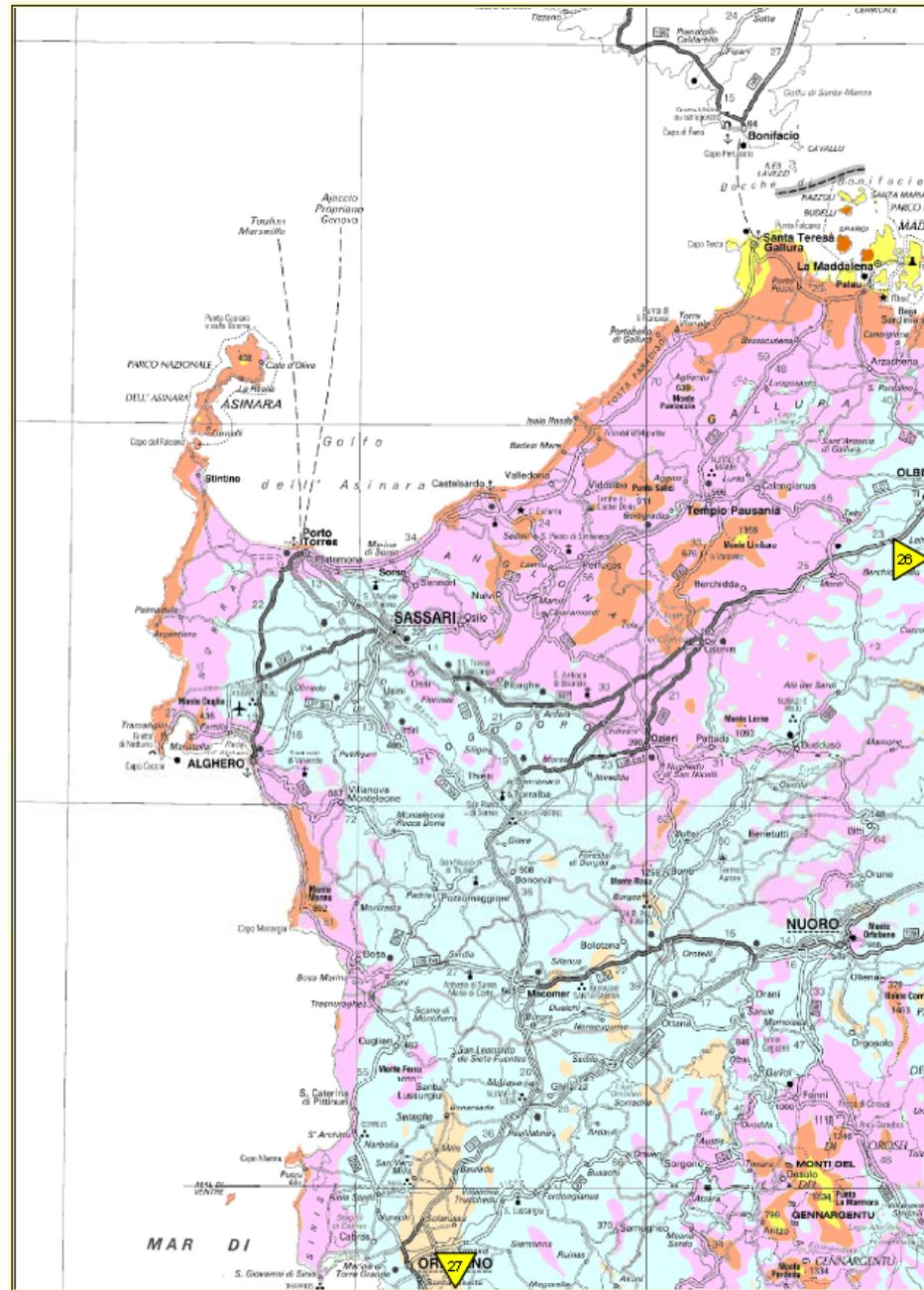


m/s
3 4 5 6 7 8 9 10 11

Mappa elaborata da CESI in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova nell'ambito della Ricerca di Sistema. Per una corretta interpretazione si veda il testo dell'Atlante di cui questa mappa fa parte.



Mappa elaborata da CESI in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova nell'ambito della Ricerca di Sistema. Per una corretta interpretazione si veda il testo dell'Atlante di cui questa mappa fa parte.

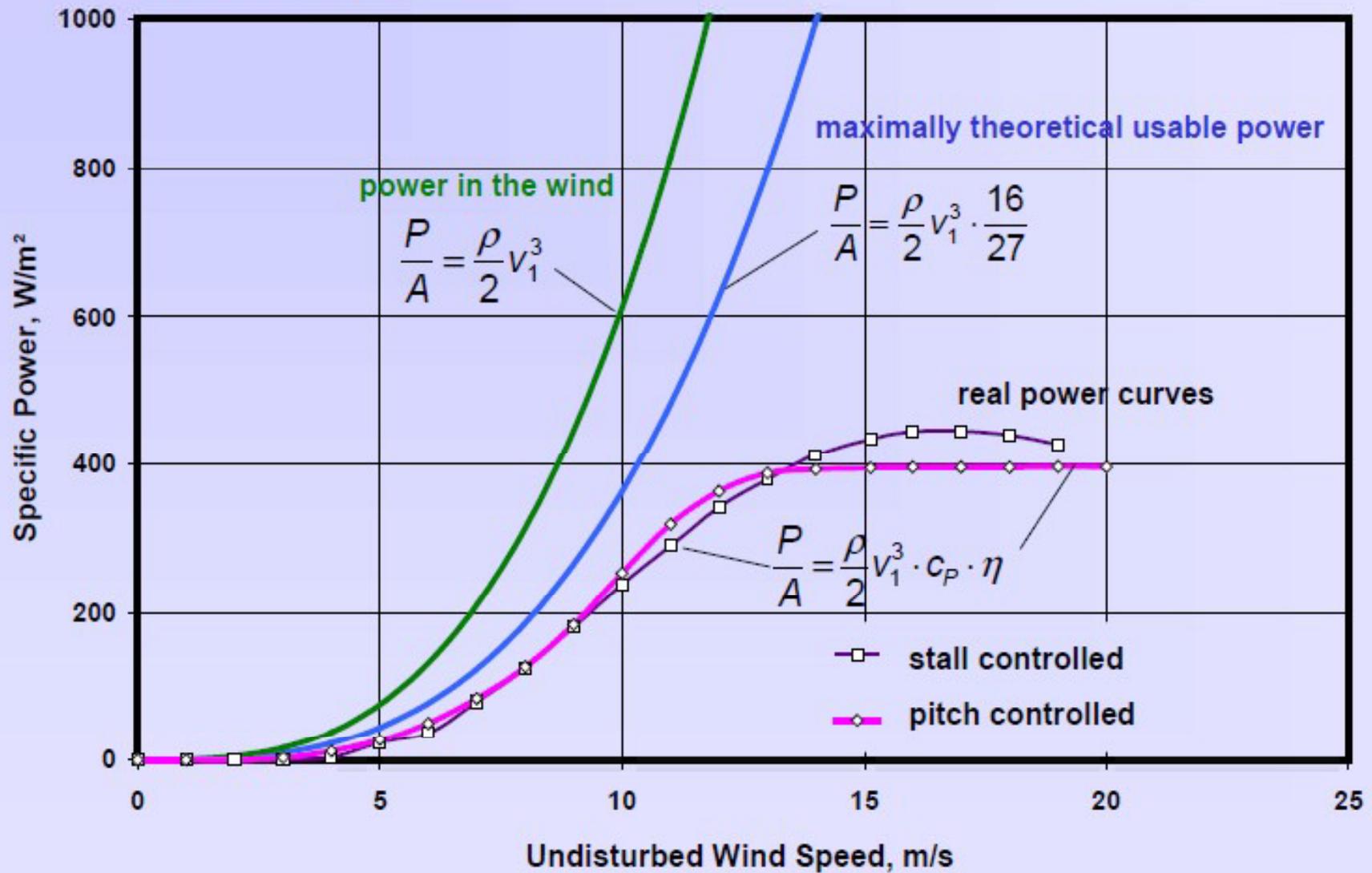


MWh / MW

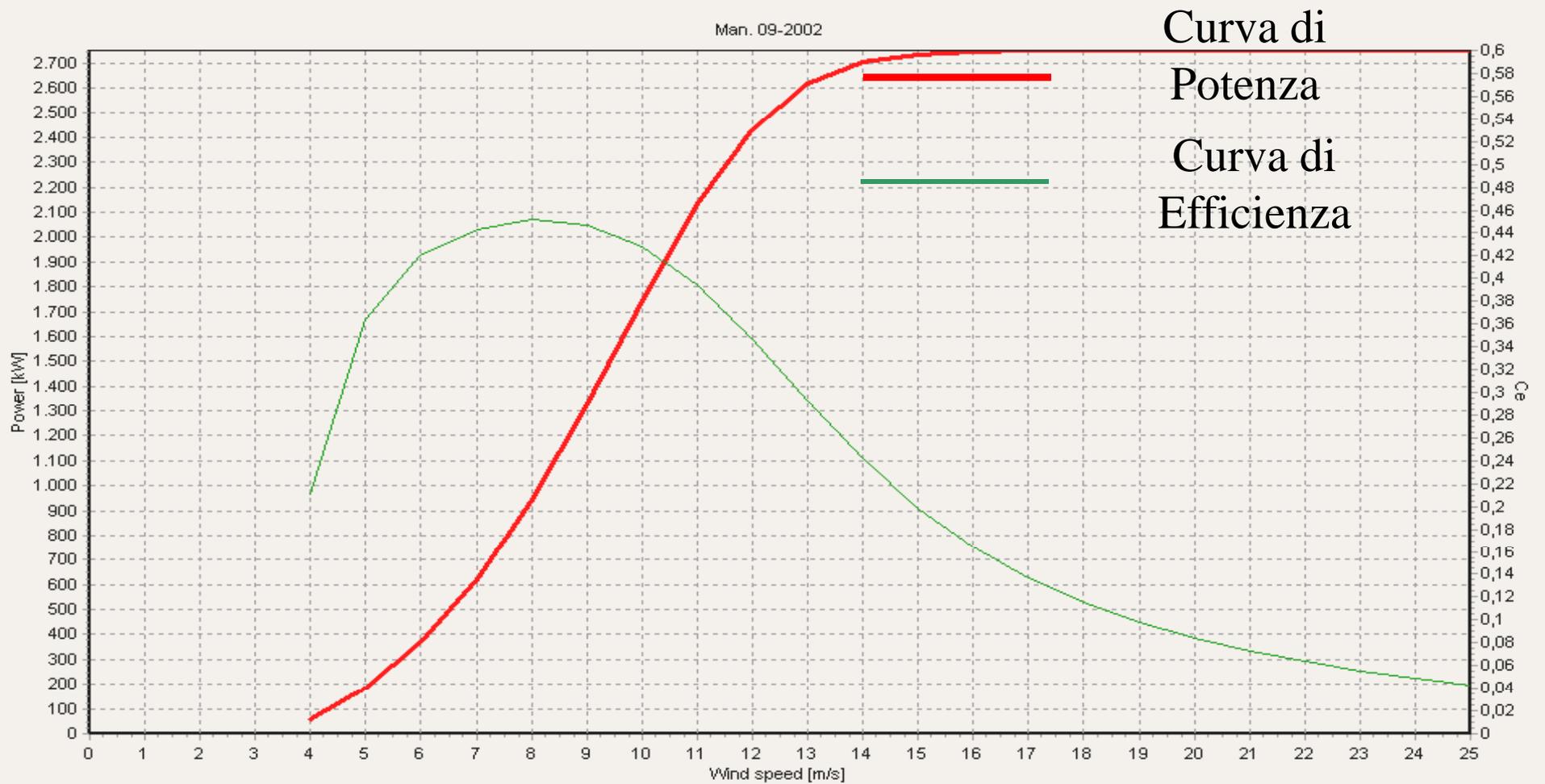
500 1000 1500 2000 2500 3000 3500 4000

Mappa elaborata da CESI in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova nell'ambito della Ricerca di Sistema. Per una corretta interpretazione si veda il testo dell'Atlante di cui questa mappa fa parte.

Power curve



Curve di Potenza e di Efficienza



- **Decreto Legislativo n. 79 / 1999**
- **Decreto Legislativo n. 387/2003**
- **DM 24/10/2005**
- **Legge finanziaria 2007**
- **Legge finanziaria 2008**
- **DM 18/12/2008**

DECRETO LEGISLATIVO 16 marzo 1999, n. 79

Articolo 11

- **Al fine di incentivare l'uso delle energie rinnovabili**, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali, a decorrere dall'anno 2001 **gli importatori e 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 o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva a quella di entrata in vigore del presente decreto.
- **Gli stessi soggetti possono adempiere al suddetto obbligo anche 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 nazionale

- **Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n.387**
- **Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.**

- **Art. 12.**

Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative

1. **Le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti.**
- 3. La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, **sono soggetti ad una autorizzazione unica**, rilasciata dalla regione o **dalle province delegate altro soggetto istituzionale delegato** dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio **e del patrimonio storico-artistico che costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico.**
 - 4. **L'autorizzazione di cui al comma 3 è rilasciata a seguito di un procedimento unico**, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni e integrazioni.

- **Art. 13.**

Questioni riguardanti la partecipazione al mercato elettrico

1. **Fermo restando l'obbligo di utilizzazione prioritaria e il diritto alla precedenza nel dispacciamento**, di cui all'articolo 3, comma 3, e all'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili è immessa nel sistema elettrico con le modalità indicate ai successivi commi.

Nuovi meccanismi di incentivazione per gli impianti alimentati da **Energia Rinnovabile** in **esercizio a partire dal 1/1/2008**

- Per impianti che entrino in esercizio a decorrere dal 1° gennaio 2008, i Produttori possono richiedere l'incentivazione mediante **Certificati Verdi (CV)**
- Per gli impianti di **potenza nominale media annua** non superiore ad **1 MW (200 kW per la fonte eolica)** e su richiesta esplicita del Produttore, mediante la corrisponsione di una **Tariffa Omnicomprensiva (TO)**
per un periodo di 15 anni.

Sistema dei Certificati Verdi

I certificati verdi hanno **un valore unitario pari ad 1 MWh** e sono emessi dal **Gestore Servizi Elettrici** in numero pari al prodotto della produzione netta di energia incentivabile per i coefficienti indicati nella Tabella 1 riportata nella seguente diapositiva.

Il **prezzo** dei certificati verdi si forma sul mercato in base alla **legge della domanda e dell'offerta**.

Le transazioni dei CV possono avvenire mediante contratti bilaterali, multilaterali o attraverso una piattaforma di negoziazione costituita presso il **GSE**

Il prezzo di offerta di tali certificati da parte del **GSE**, che li immette sul mercato esclusivamente attraverso la piattaforma del **GME**, rappresenta il prezzo di riferimento.

TABELLA 1

N°	FONTE	COEFFICIENTE
1	Eolica per impianti di taglia superiore a 200 kW	1,00
1- bis	Eolica offshore	1,10
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e <u>maremotrice</u>	1,80
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	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	1,80
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

Prima della Legge Finanziaria 2008 il prezzo di riferimento dei CV era calcolato come differenza tra l'onere di acquisto da parte del GSE dell'elettricità prodotta dagli impianti CIP6/92 alimentati da fonti rinnovabili ed i proventi derivanti dalla vendita di tale elettricità.

La Legge Finanziaria 2008 ha introdotto una nuova modalità di calcolo del prezzo di offerta dei CV del GSE:

a partire dal 2008 essi sono collocati sul mercato a un prezzo, riferito al MWh elettrico, pari alla differenza tra 180 €/MWh (valore di riferimento) ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in attuazione dell'articolo 13 comma 3 del D.Lgs 387/03, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno.

Sistema della Tariffa Onnicomprensiva

Su richiesta del Produttore, **in alternativa ai CV**, l'incentivazione può essere riconosciuta dal GSE mediante la corresponsione di una **Tariffa Onnicomprensiva** nel caso di impianti di **potenza nominale media annua non superiore a 0,2 MW, per gli impianti eolici,**

O

La **TO** comprende sia il valore dell'incentivo che il ricavo per la vendita dell'energia elettrica prodotta. Inoltre solo la quota parte dell'energia elettrica netta da fonte rinnovabile prodotta dall'impianto ed immessa in rete, come definita nell'allegato A del DM 18/12/2008, può accedere alla **TO.**

I valori della tariffa onnicomprensiva, di entità variabile a seconda della fonte, sono riportati nella Tabella 2 della seguente diapositiva.

TABELLA 2

N°	FONTE	TARIFFA (€cent/kWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e <u>maremotrice</u>	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 <u>attività</u> agricola, allevamento e forestale da filiera corta	30
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	18

Quote di produzione obbligate di energia rinnovabile

- **Per il periodo dal 2007 al 2012 la quota dell'obbligo di cui all'art.11 del D.lgs.79/99, è incrementata annualmente di 0,75 punti percentuali. Pertanto essa assumerà annualmente i valori riportati nella tabella della seguente diapositiva**
- **Il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, sentita la Conferenza unificata, definirà con propri decreti l'ulteriore incremento della quota dell'obbligo per gli anni successivi.**

ANNO	QUOTA DELL'OBBLIGO (%)
2007	3,80
2008	4,55
2009	5,30
2010	6,05
2011	6,80
2012	7,55



REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

DELIBERAZIONE N. 34/13 DEL 2.8.2006

Oggetto: Piano Energetico Ambientale Regionale.

- di **prendere atto dello studio** per la definizione del Piano Energetico Ambientale Regionale predisposto dal Dipartimento di Ingegneria del territorio dell'università di Cagliari, allegato alla presente deliberazione per farne parte integrante e sostanziale;
- **di adottare** il Piano Energetico Ambientale Regionale, allegato alla presente deliberazione per farne parte integrante e sostanziale;



REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

Agosto 2006



REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

II.7.4.4.4. L'Energia eolica

Lo studio del Piano Energetico ha accertato con apposita indagine il numero di impianti eolici in funzione o previsti tali entro l'anno 2005: si tratta di 340 MW (trascurando alcune piccole eoliche ormai fuori uso), per i quali si stima, anche sulla base dei dati sperimentali acquisiti dagli impianti esistenti, una producibilità dell'ordine di 700 GWh/a.

Considerando i limiti per garantire la sicurezza e la stabilità della rete, secondo le normative emanate dal Gestore della GRTN, e tenendo in considerazione l'obiettivo di tendere al 22% di produzione di energia da FER rispetto al fabbisogno interno, la potenza totale eolica necessaria sarà di 550 MW inclusi gli impianti esistenti e quelli già autorizzati.

Tali impianti potranno essere installati in siti compromessi, preferibilmente in aree industriali esistenti e, comunque, in coerenza con i vincoli del Piano Paesistico Regionale. Si darà priorità ad impianti che prevedono un impatto positivo sul sistema produttivo regionale, attraverso la riduzione dell'incidenza del costo dell'energia elettrica nelle industrie manifatturiere energivore.



REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

L'art. 18 della legge regionale 29 maggio 2007 n.2, disciplina la realizzazione di Ulteriori impianti eolici e, nel rispetto di quanto già previsto nelle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del PPR e nel PEARS, prevede al primo comma che:

In base alle indicazioni del Piano paesaggistico regionale la realizzazione di nuovi impianti eolici è consentita nelle aree industriali, retroindustriali e limitrofe, anche se ricadenti negli ambiti di paesaggio costieri o in aree già compromesse dal punto di vista ambientale, da individuarsi puntualmente nello studio specifico di cui all'articolo 112 delle norme tecniche di attuazione del Piano paesaggistico regionale. È altresì consentito l'ampliamento, nei limiti quantitativi stabiliti dal Piano energetico ambientale regionale e con le modalità di cui al comma 2 o comma 3 degli impianti già realizzati.



REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

DELIBERAZIONE N. 66/24 DEL 27.11.2008

Oggetto: Piano energetico ambientale regionale – Modifica

DELIBERA

- **di modificare il Piano energetico ambientale regionale, eliminando il riferimento alla potenza eolica totale necessaria di 550 MW inclusi gli impianti esistenti e quelli già autorizzati;**
- **di prendere atto e di ricomprendere nel Piano energetico ambientale regionale i Valori indicati nello studio di Terna che non identifica alcun limite alla capacità eolica installabile nell'Isola**



REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

DELIBERAZIONE N. 3/17 DEL 16.1.2009

Modifiche allo “Studio per l’individuazione delle aree in cui ubicare gli impianti eolici” (Delib.G.R. n. 28/56 del 26.7.2007).

STUDIO PER L’INDIVIDUAZIONE DELLE AREE IN CUI UBICARE GLI IMPIANTI EOLICI (art. 112, delle NTA del PPR– art. 18, comma 1 della L.R. 29 maggio 2007, n. 2)



REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

3 Aree ammissibili alle installazioni di impianti eolici

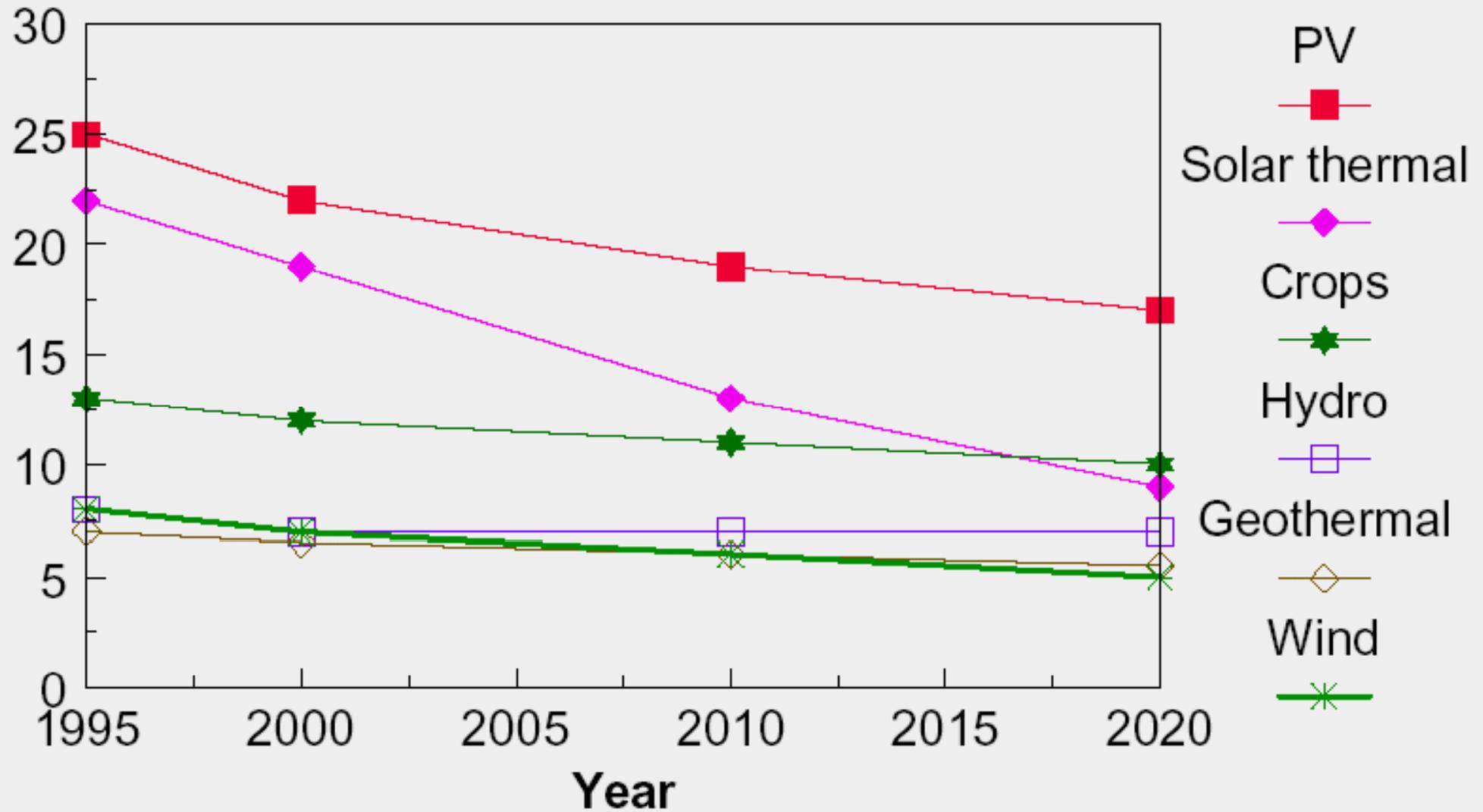
Al fine di rappresentare sul territorio le aree ammissibili all'installazione di impianti eolici è stata elaborata una carta, in scala 1:200.000, ove sono riportate:

1. le grandi aree industriali del territorio regionale, così come individuate dal SITAI, Sistema Informativo Territoriale delle Aree Industriali per la Sardegna, con l'indicazione delle rispettive fasce retroindustriali;
2. tutte le zone di valenza ambientale, paesaggistico e storico-culturale, all'interno delle quali, come indicato nel capitolo 1, non sono ammesse trasformazioni capaci di pregiudicare la struttura o la funzionalità ecosistemica o la fruibilità paesaggistica di tali zone.

Si considerano aree idonee ai fini della realizzazione di fattorie eoliche:

1. le grandi aree industriali del territorio regionale, rappresentate nella cartografia allegata alle presenti linee guida;
2. le aree relative a tutti i Piani per gli Insediamenti Produttivi (P.I.P.) del territorio regionale ;
3. le aree contermini alle grandi aree industriali, definite *retroindustriali*, circoscritte da una fascia di pertinenza pari a 4 km dal perimetro delle aree di cui al precedente punto 1.
4. esclusivamente per gli impianti di potenza complessiva non superiore a 100 KW, da realizzare da parte di Enti Locali, con un numero totale di aerogeneratori non superiore a tre unità, sono inoltre considerate idonee:

Costo di produzione dell'energia, centesimi ECU/kWh



Source: The European Renewable Energy Study (TERES II), mid-range estimates

PARCO EOLICO

Costo delle TURBINE EOLICHE :	910.000,00 €/MW (70%)
Altri costi (opere civili, elettriche ecc) :	390.000,00 €/MW (30%)
Costo totale realizzazione Parco Eolico :	1.300.000,00 €/MW (100 %)
Superficie del terreno occupata	400 m ²

Energia elettrica specifica annua prodotta
(vento medio 6,5 m/s)
2300 MWh / MW

CONFRONTO TRA IMPIANTO **EOLICO** E **FOTOVOLTAICO**

IMPIANTO DA 2 MW

IMPIANTO	EOLICO	FOTOVOLTAICO
Superficie occupata dall'impianto:	400 m ²	50.000 m ²
Costo impianto:	1.300,000,00 €/ MW	4.500.000,00 €/ MW
Produzione specifica annua:	2.300 MWh/MW	1.400 MWh/MW

Ricavo vendita energia elettrica

Impianto eolico: vendita certificati verdi + vendita energia
(circa 180 €/MWh)

Impianto fotovoltaico: contributo statale + vendita energia
(circa 350 €/MWh)

ESEMPIO PARCO EOLICO da 50 MW (20 WTG)

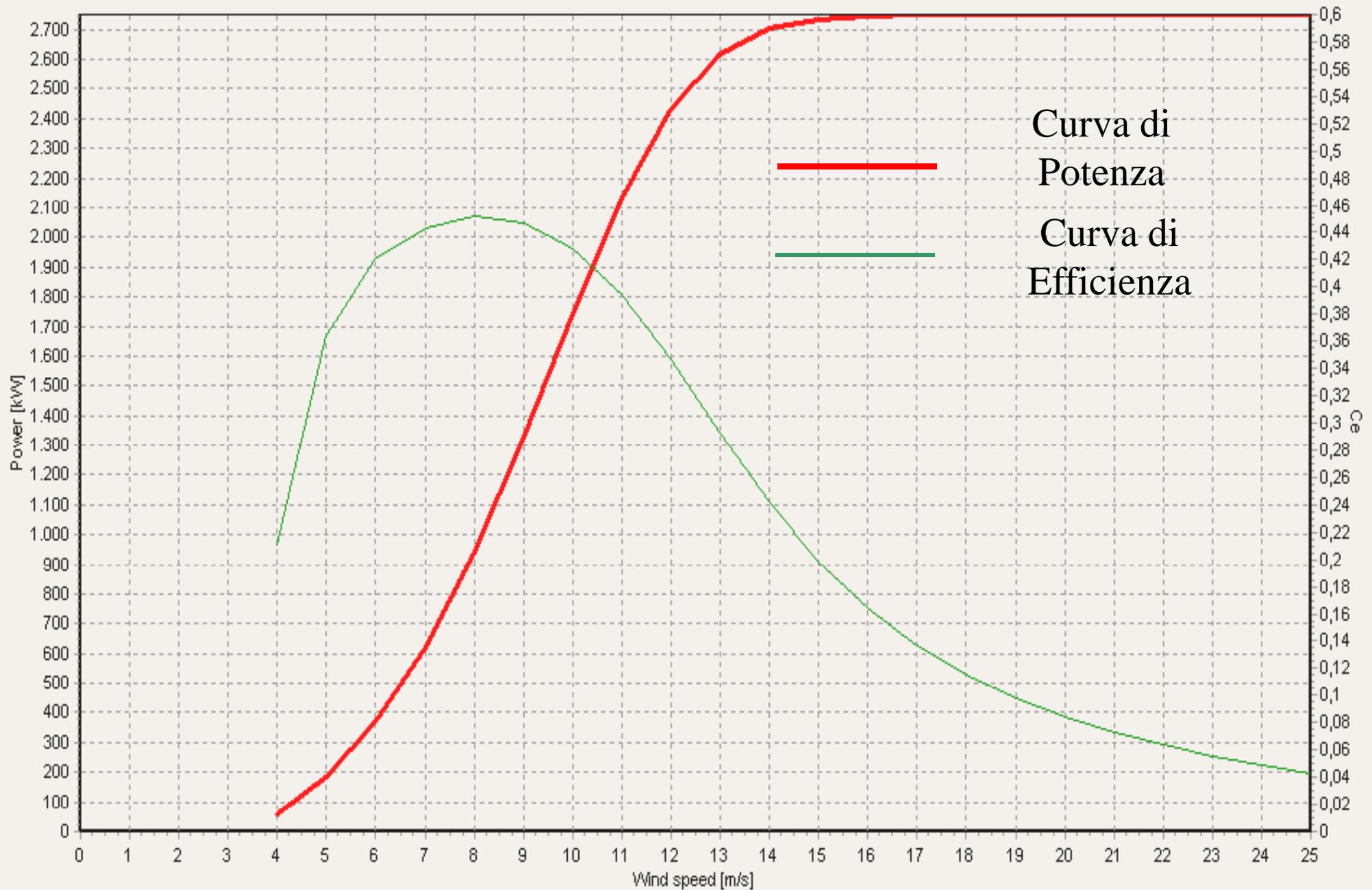
COSTO REALIZZAZIONE IMPIANTO = 50 MW X 1.300.000 €/MW = € 65.000.000,00

ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA IN UN ANNO = 2300 X 50 = 115.000 MWh

RICAVO ANNUO VENDITA ENERGIA ELETTRICA = 115.000 X 180 = 20.700.000,00

Curve di Potenza e di Efficienza

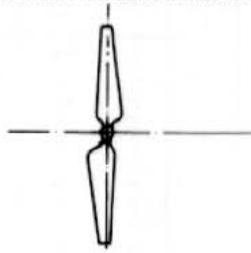
Man. 09-2002



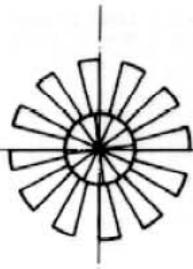
Storia dell'energia eolica



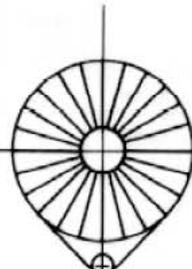
horizontale Achse, auftriebnutzend



Schnellläufer

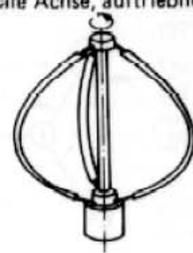


Langsamläufer

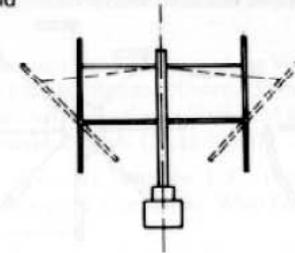


Bicycle Typ

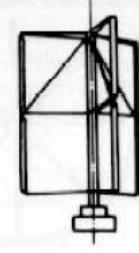
vertikale Achse, auftriebnutzend



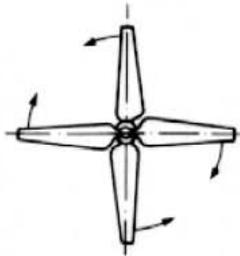
Darrieus



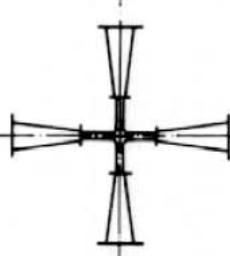
H-Darrieus



Girromill



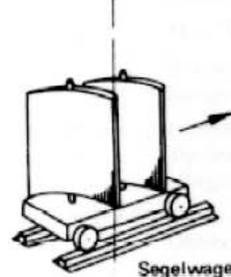
gegenläufig



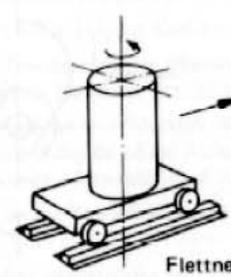
Flettner



Segel-Rotorblatt



Segelwagen

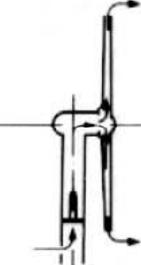


Flettner-Wagen

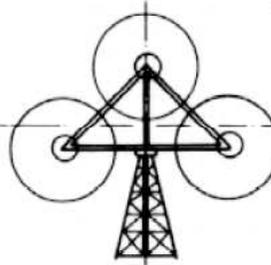
WT Types



Ringgenerator

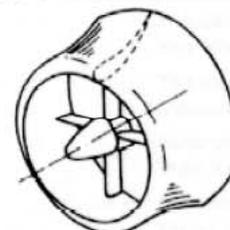


pneumatische Welle



Mehrfachrotor

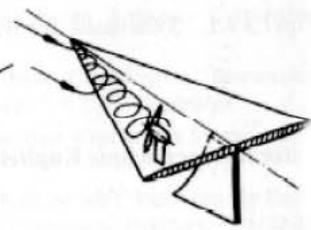
zentrierende Maschinen



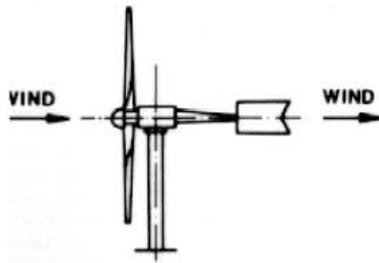
Mantelturbine



quasi-Mantel



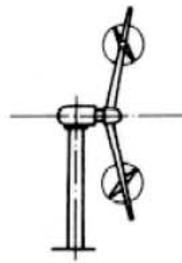
Vorderkantenwirbel



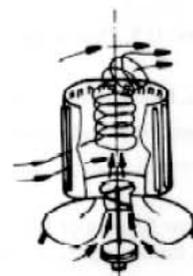
Windfahne



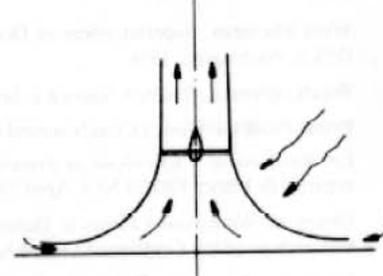
Seitenrad



Schleppturbine

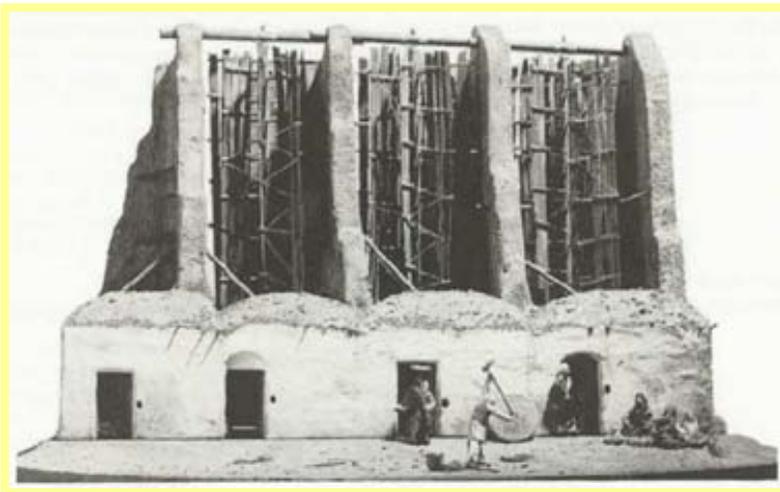


Tornado Typ



Thermik-Turm

Storia dell'energia eolica

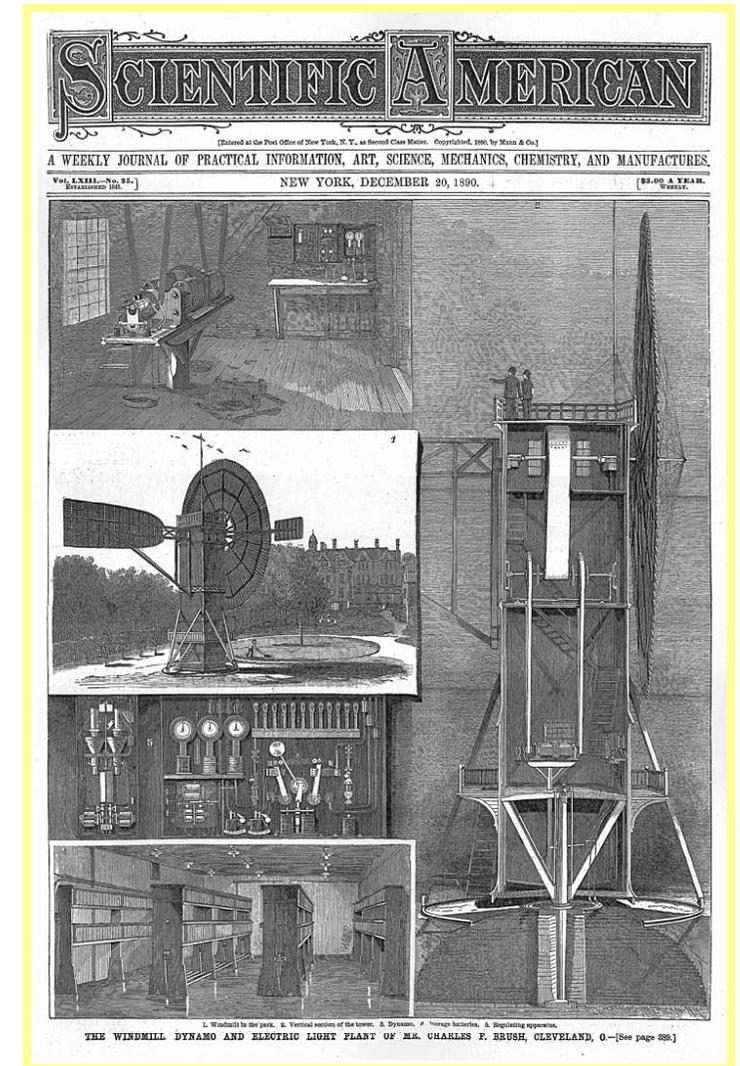
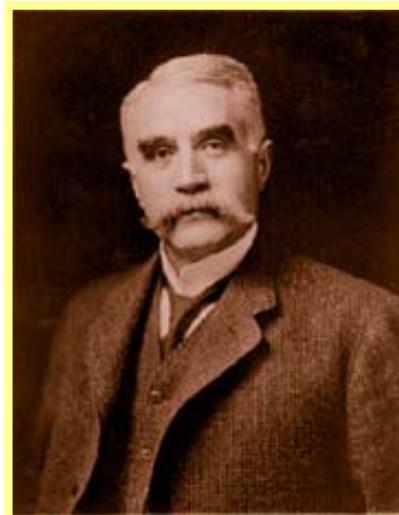


Storia dell'energia eolica



Storia dell'energia eolica

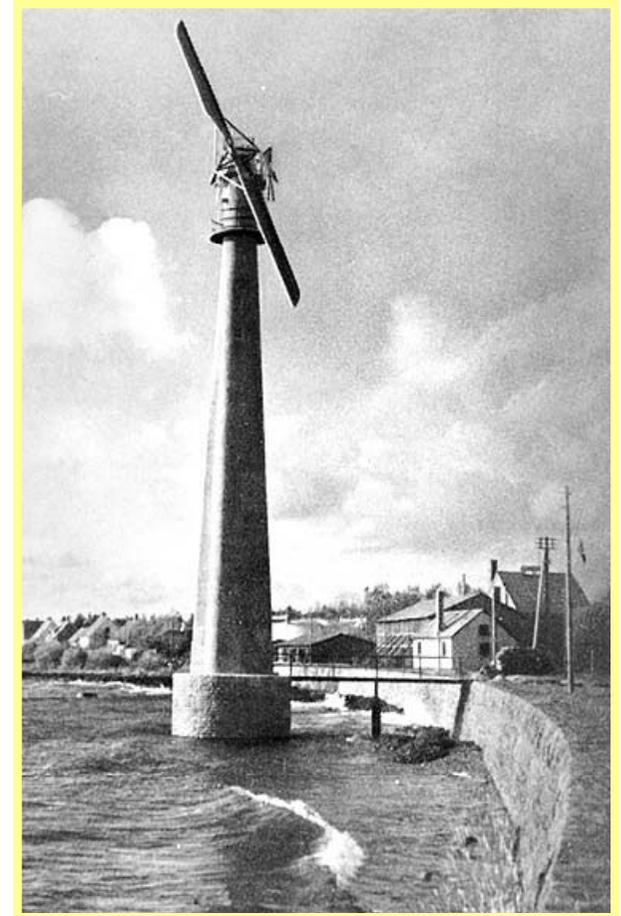
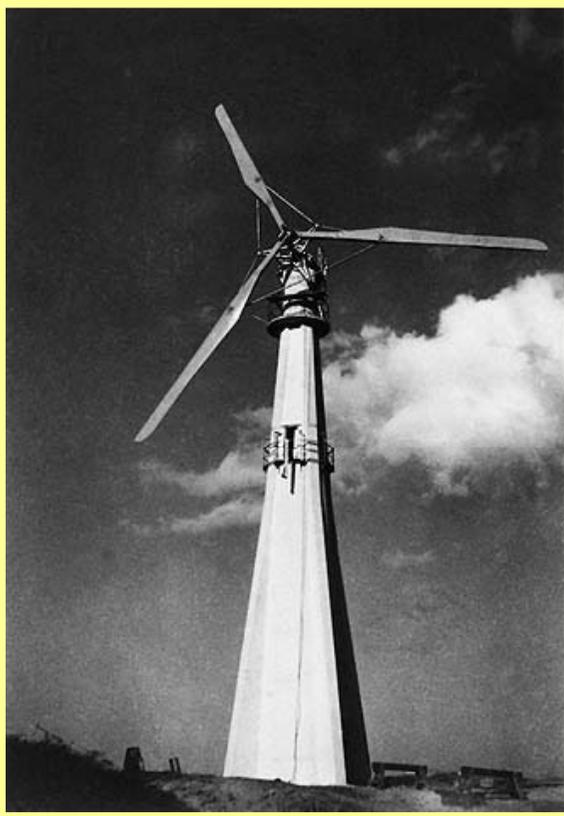
Nell'inverno del 1887/88, a Cleveland (Ohio) l'americano Charles F. Brush (1849-1929) costruì il primo impianto eolico interamente automatico per la produzione di elettricità.



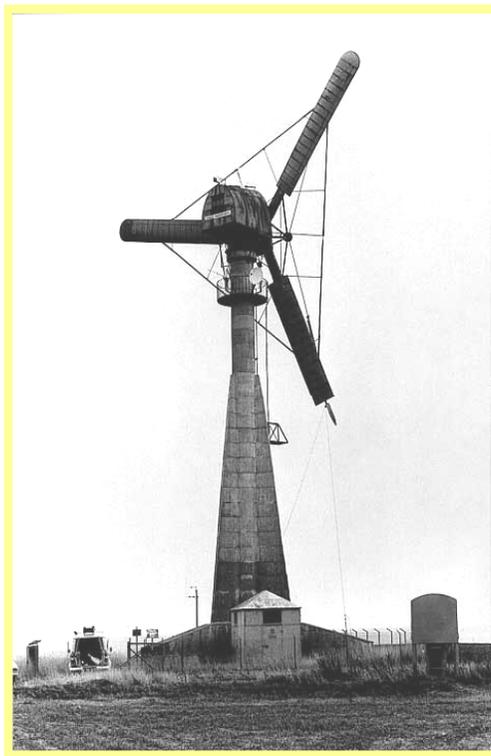
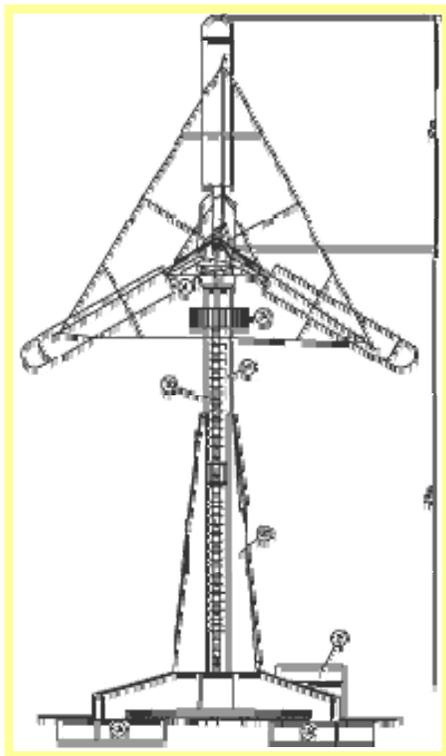
Storia dell'energia eolica



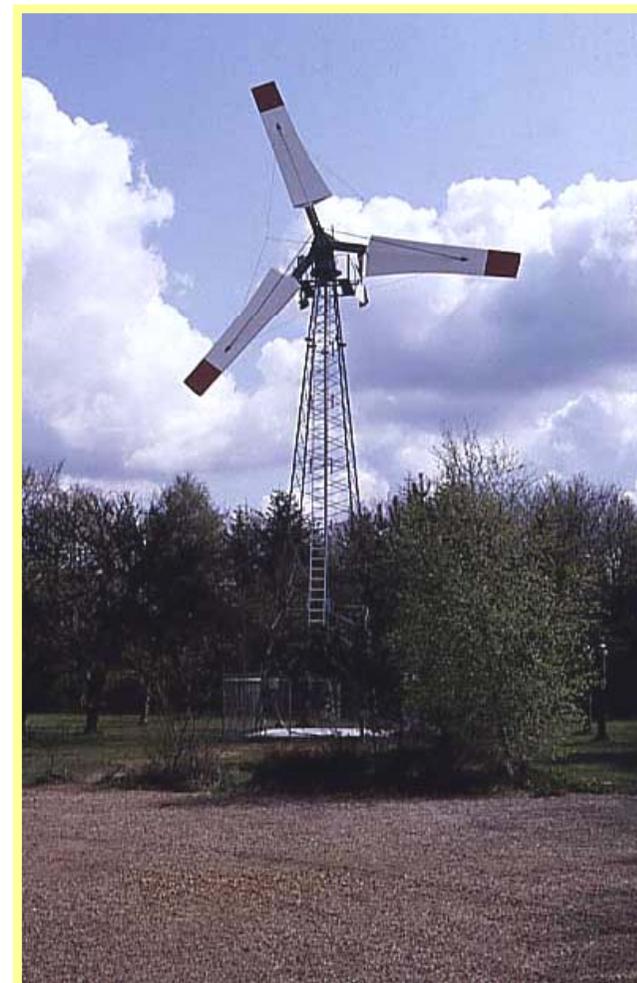
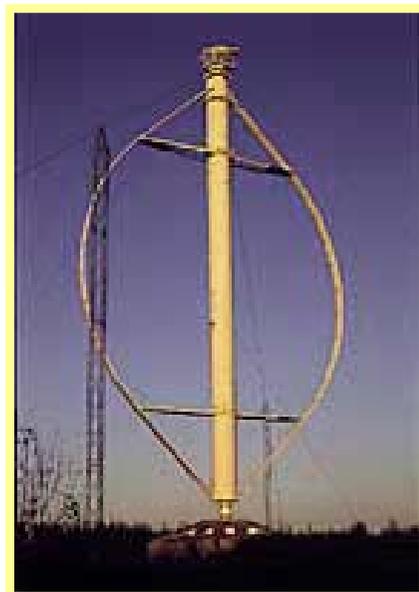
Storia dell'energia eolica



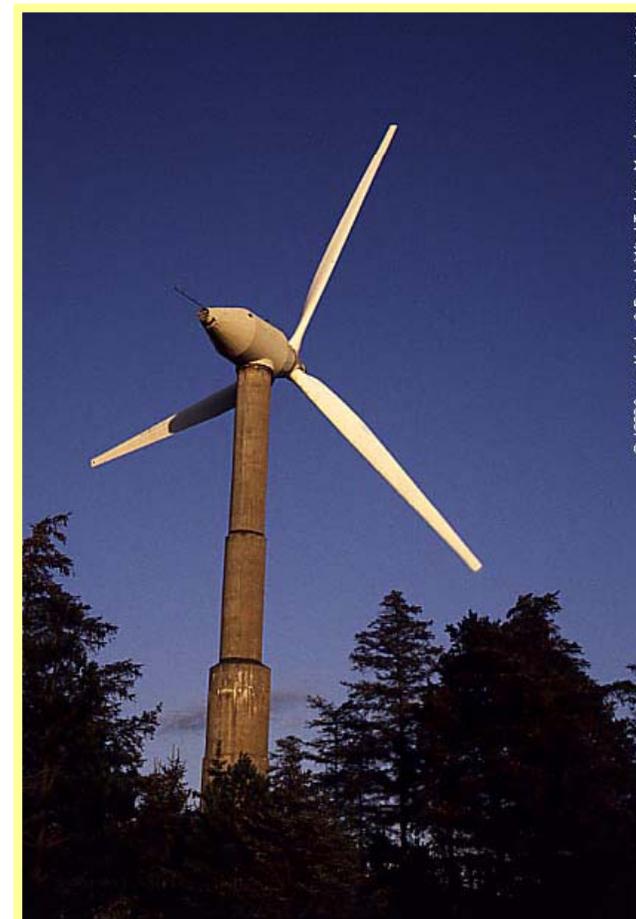
Storia dell'energia eolica



Storia dell'energia eolica



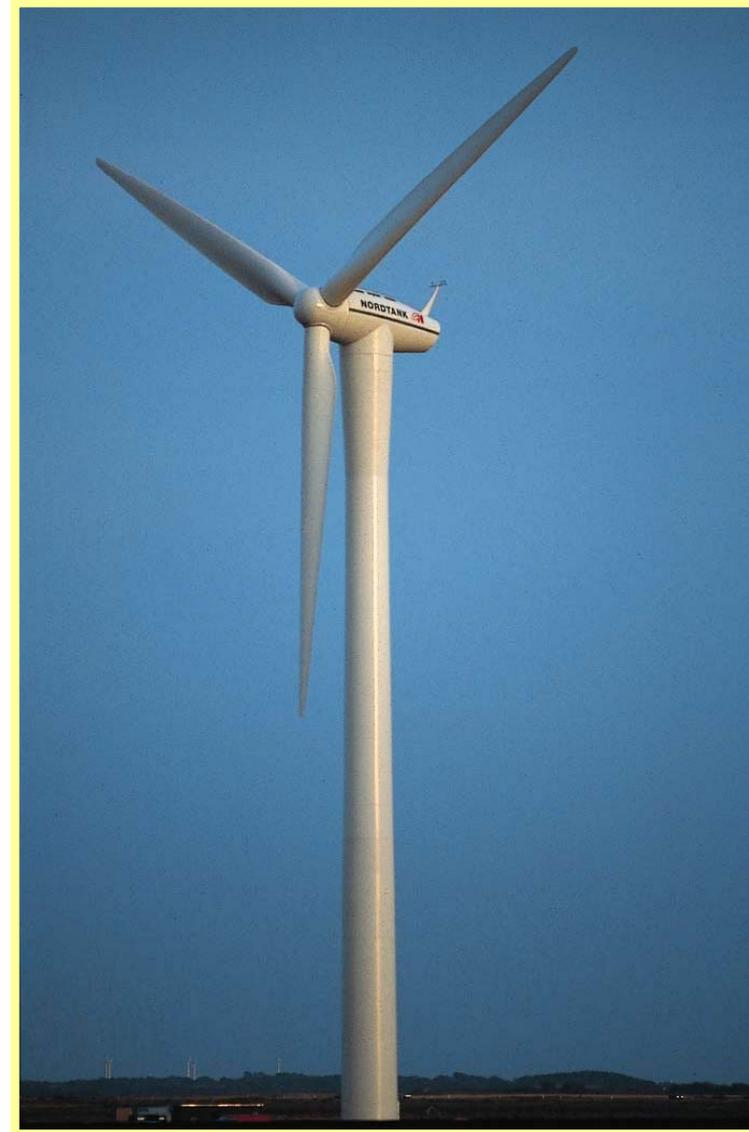
Storia dell'energia eolica



Storia dell'energia eolica



Storia dell'energia eolica





Storia dell'energia eolica



Storia dell'energia eolica



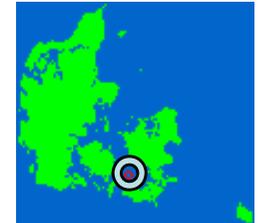
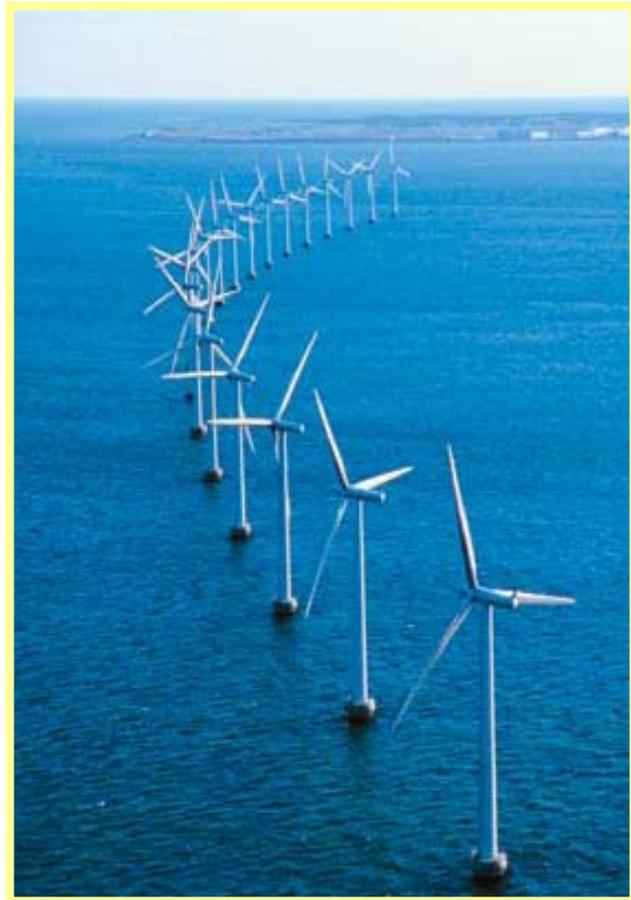
Storia dell'energia eolica



Storia dell'energia eolica



Storia dell'energia eolica



Manufacturer NEG MICON

Type/Version NM 72-1500C

Rated power 1500,0 kW

Secondary generator 400,0 kW

Rotor diameter 72,0 m

Tower IO! Tubular

Country (origin) Denmark

Blade type LM 35

Generator types Two generator

Rated 17,3 rpm

Initial 11,5 rpm

Default hub height 62,0 m

Alternative hub heights (m) 78,0

98,0

0,0

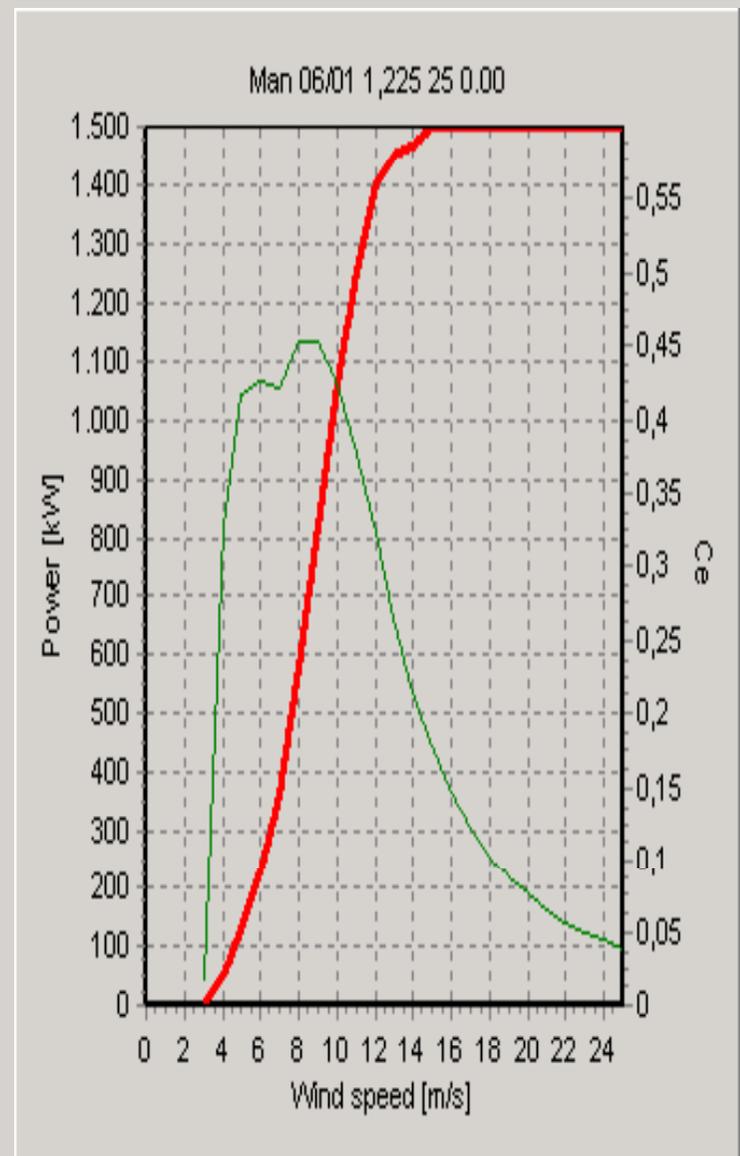
0,0

Valid

Remarks

Load picture

Remove picture



Manufacturer NORDEX

Type/Version N90

Rated power 2300,0 kW

Secondary generator kW

Rotor diameter 90,0 m

Tower !-! Other - unknown

Country (origin) Germany

Blade type LM 43.8

Generator types One generator

Rated 16,9 rpm

Initial 9,6 rpm

Default hub height 100,0 m

Alternative hub heights (m) 80,0

105,0

0,0

0,0

Valid

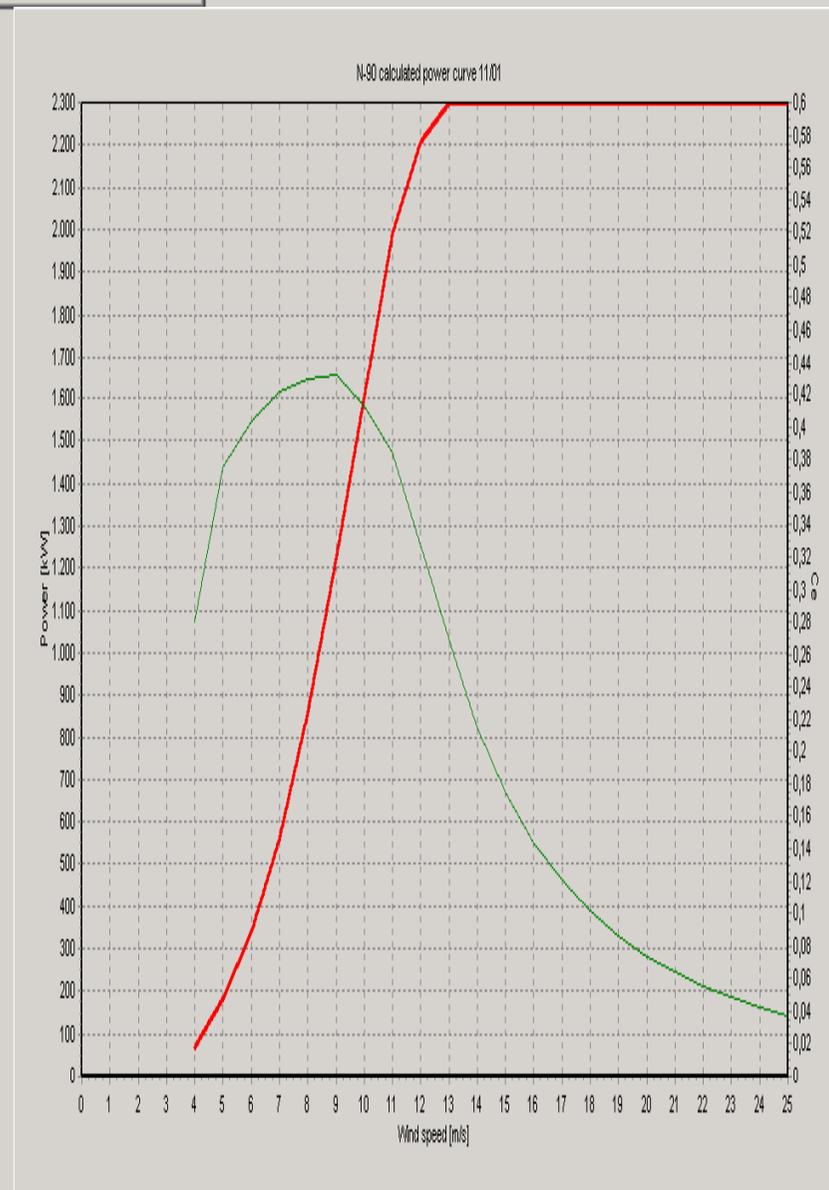
Remarks

80, 100m tubular tower

105 m lattice tower

Load picture

Remove picture



Manufacturer NEG MICON

Type/Version NM92/2750

Rated power 2750,0 kW

Secondary generator kW

Rotor diameter 92,0 m

Tower IO! Tubular

Country (origin) Denmark

Blade type LM 44.8

Generator types One generator

Rated 14,2 rpm

Initial rpm

Default hub height 70,0 m

Alternative hub heights (m) 77,6

0,0

0,0

0,0

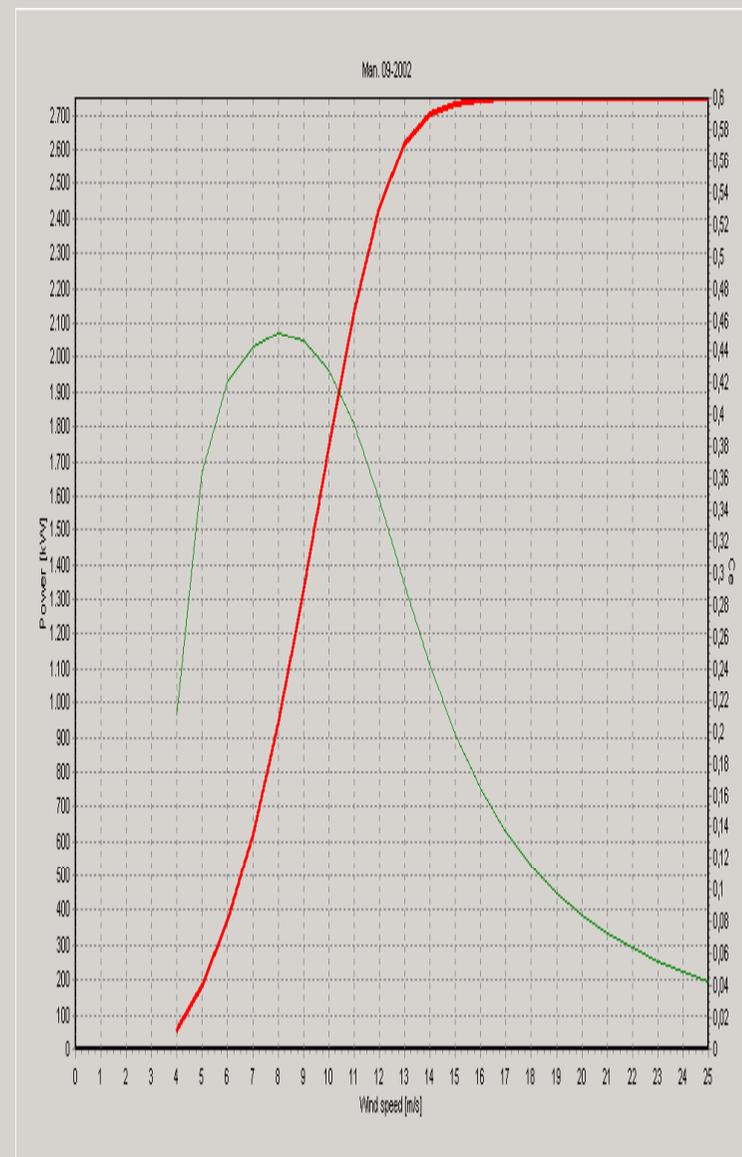
Valid

Remarks

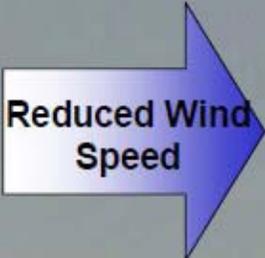


Load picture

Remove picture



Wind Energy Conversion



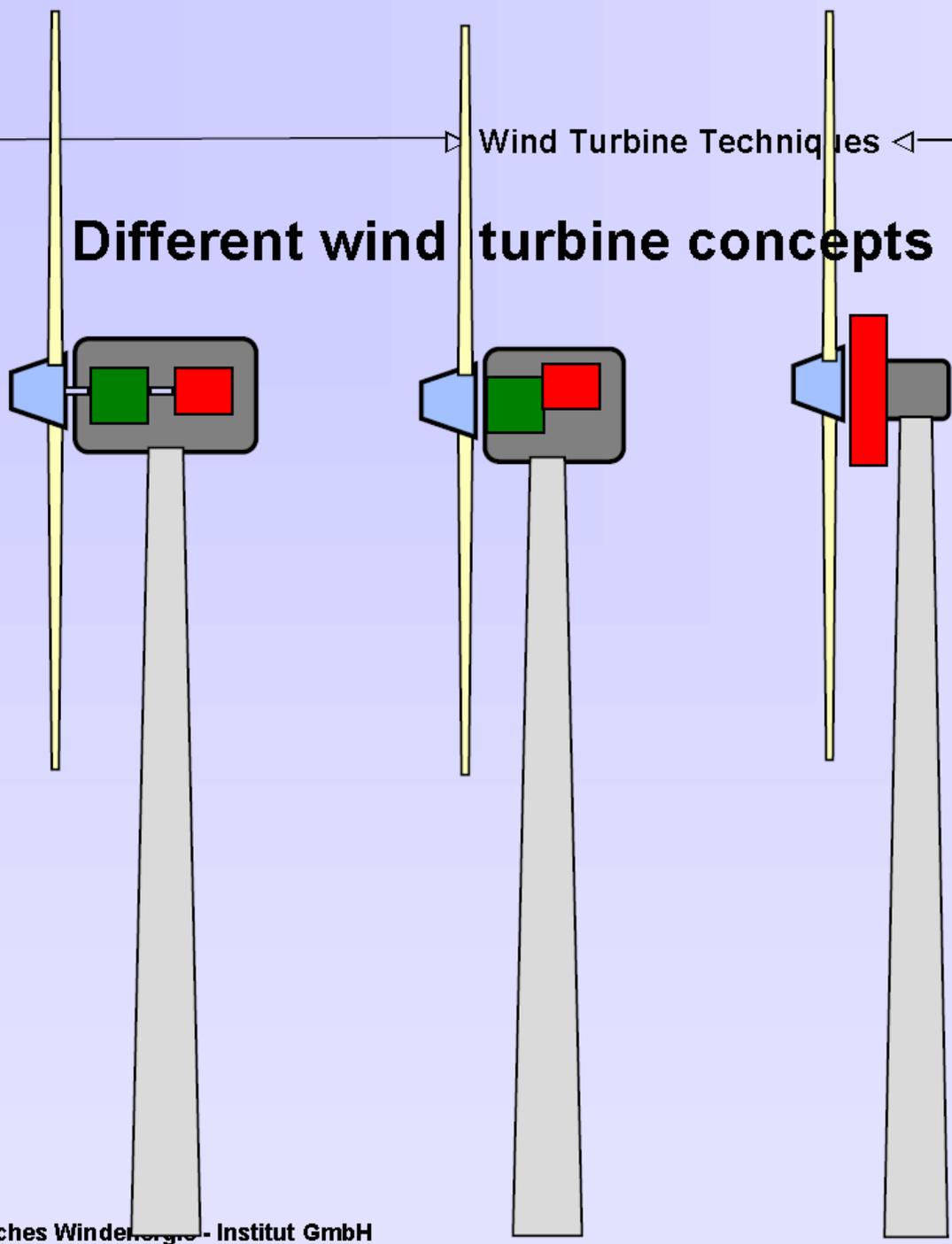
Electrical Energy



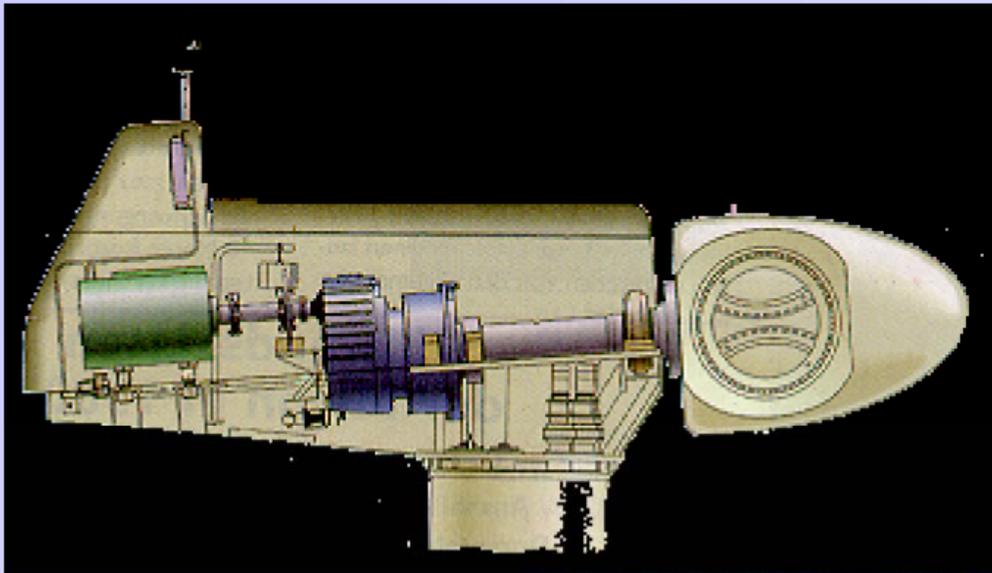


Wind Turbine Techniques

Different wind turbine concepts

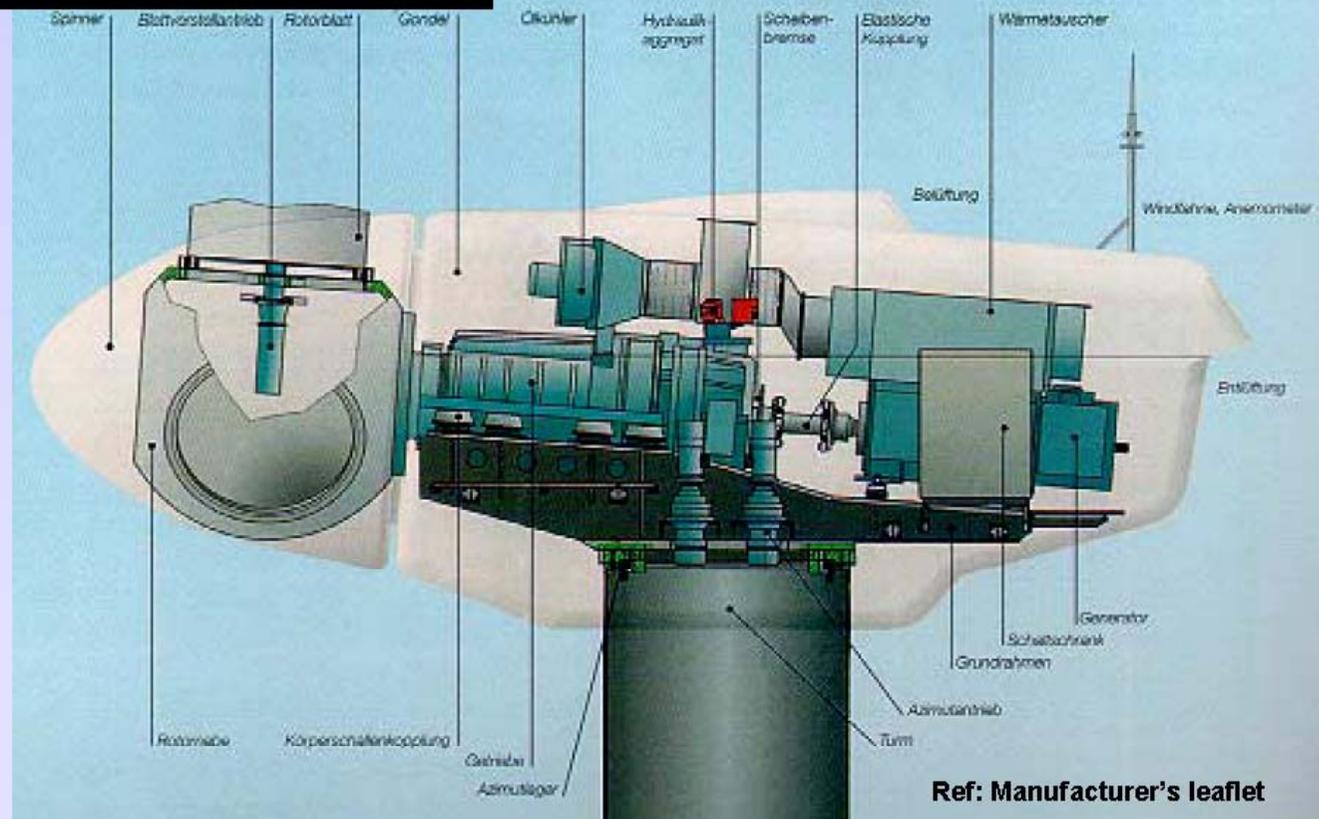


- Hub
- Rotor
- Shaft
- Gearbox
- Generator
- Tower
- Nacelle



**Wind turbine with gear box
blades fixed (stall control)**

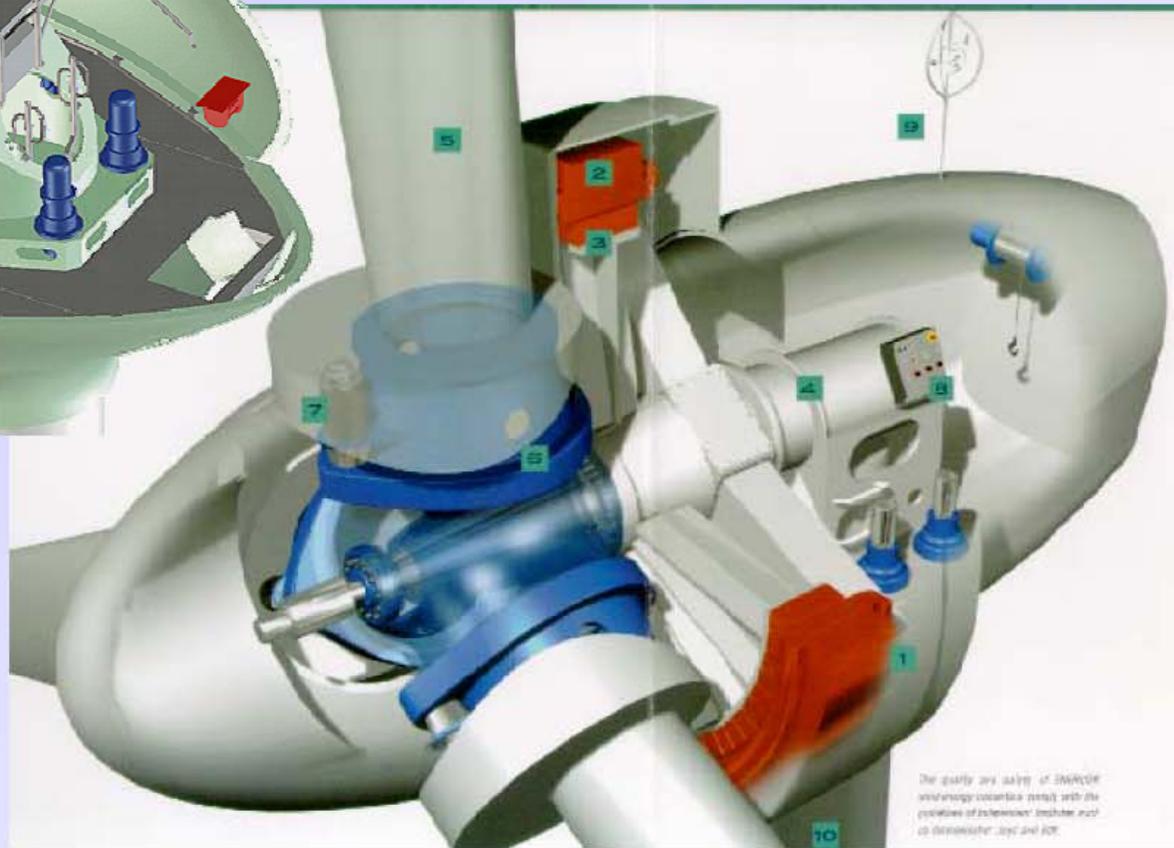
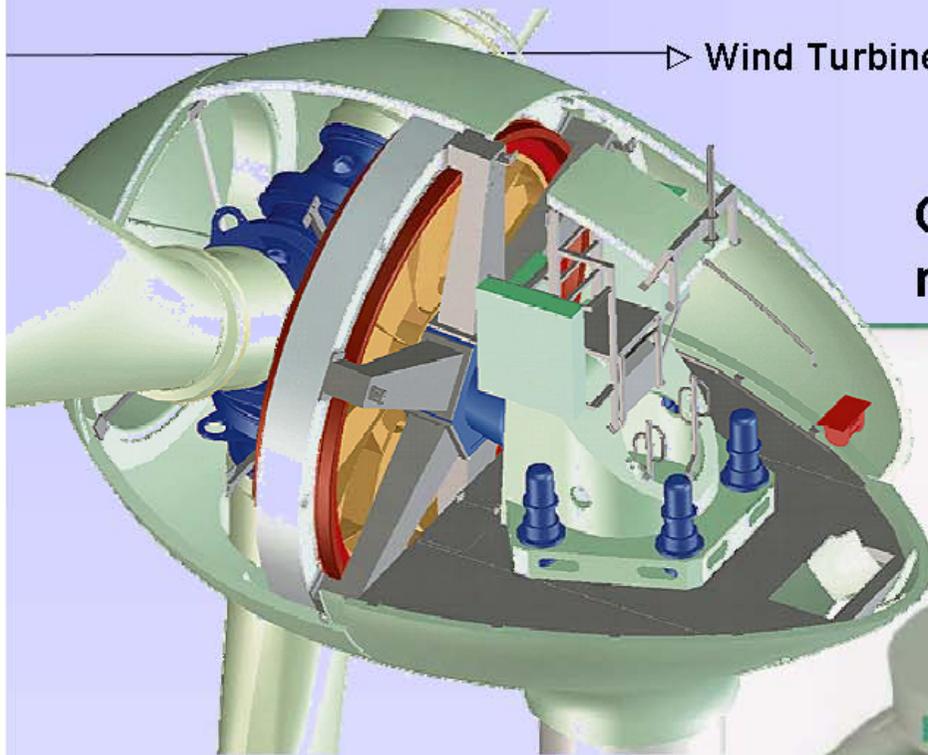
**Wind turbine with
gear box
Pitch controlled**



Ref: Manufacturer's leaflet

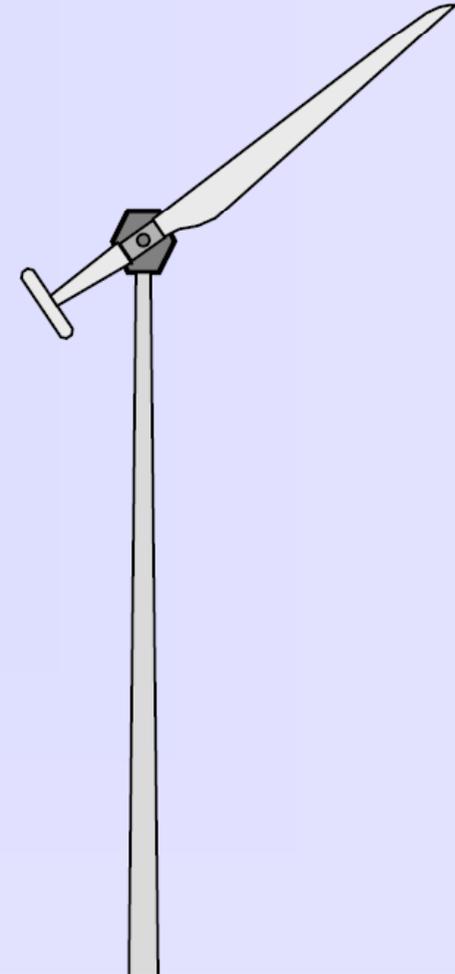
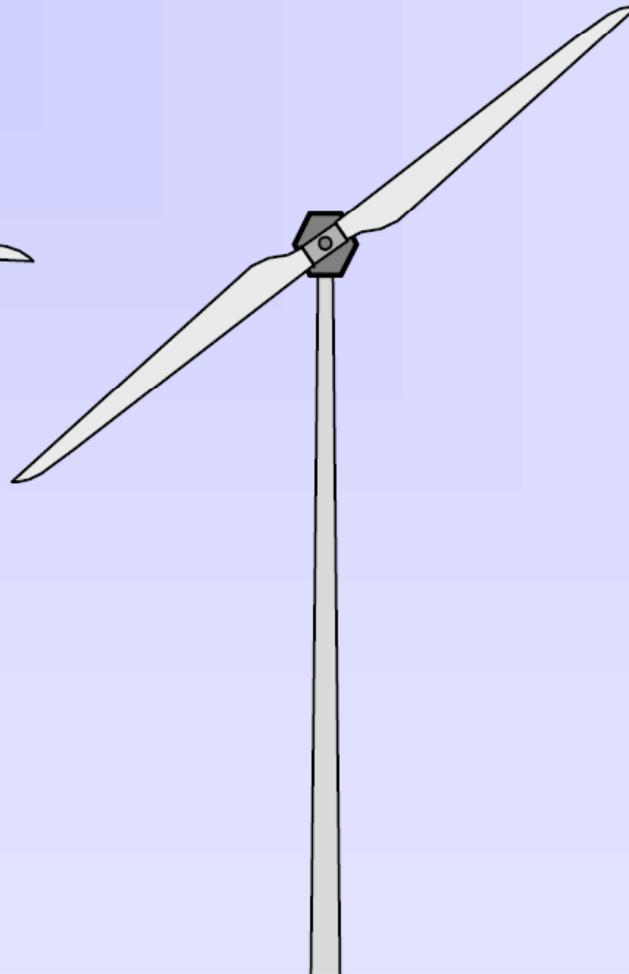
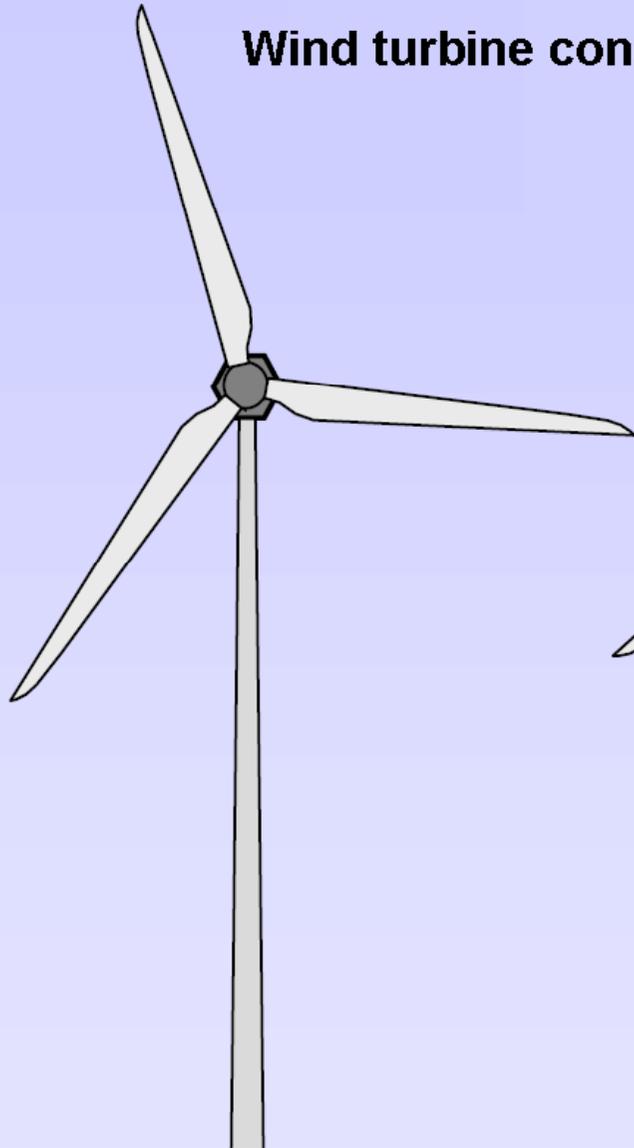


Gearboxless wind turbine with multipole ring generator



Ref: Manufacturer's leaflet

Wind turbine concepts



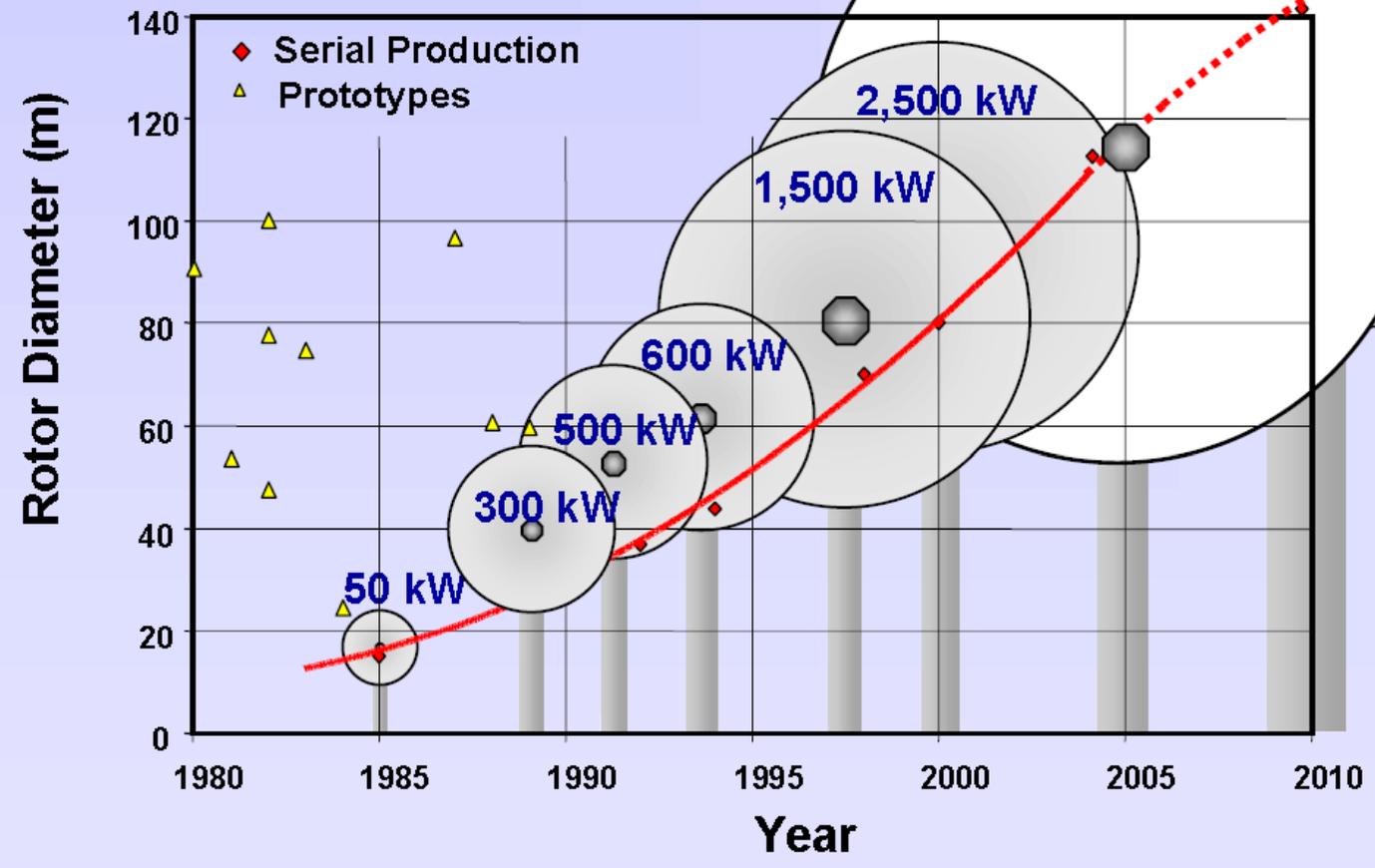


1 4 2001

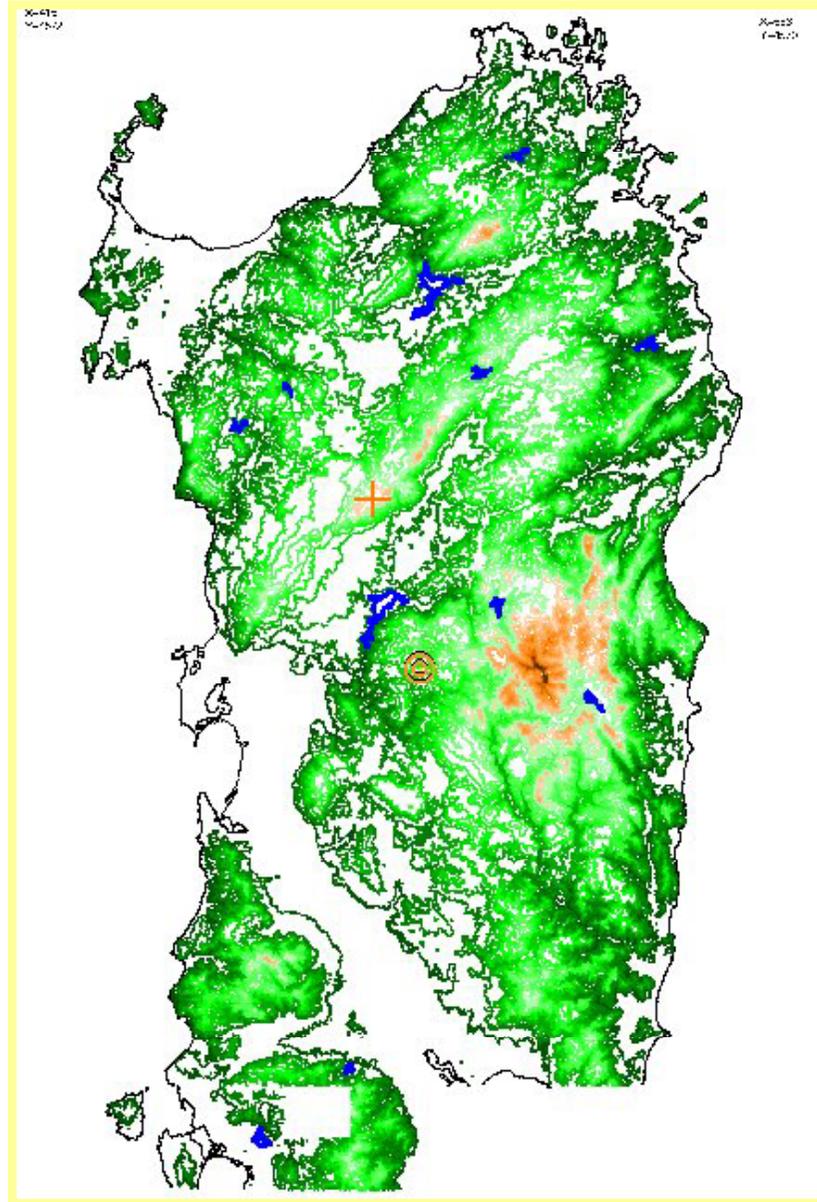
Wind Turbine Techniques



Size Development of WT:



Progetto Sardegna – Input dell'altimetria

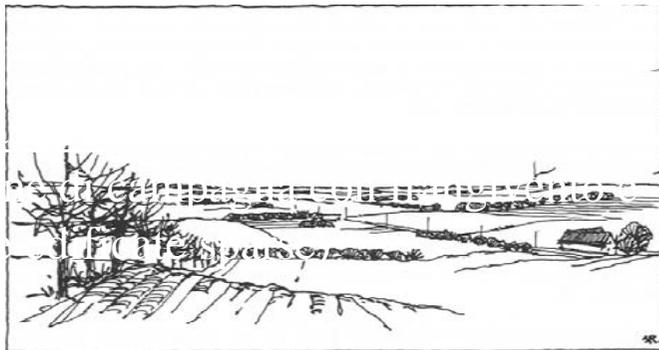
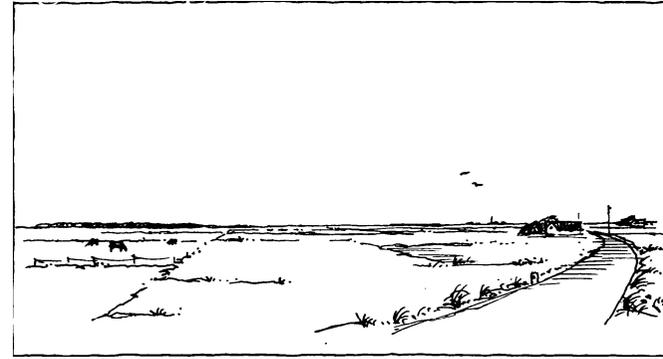
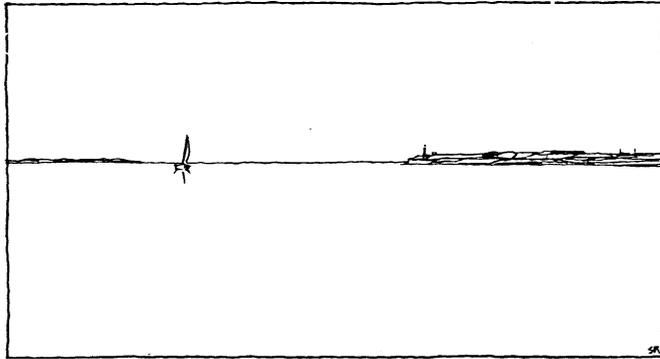


La vegetazione e' un indicatore della ventosità e della direzione del vento



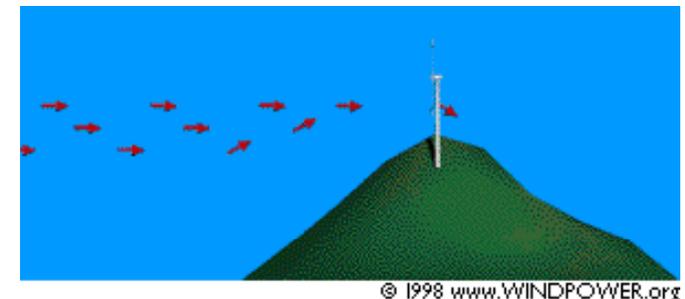
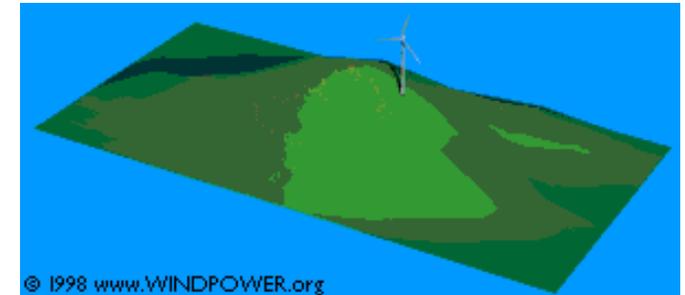
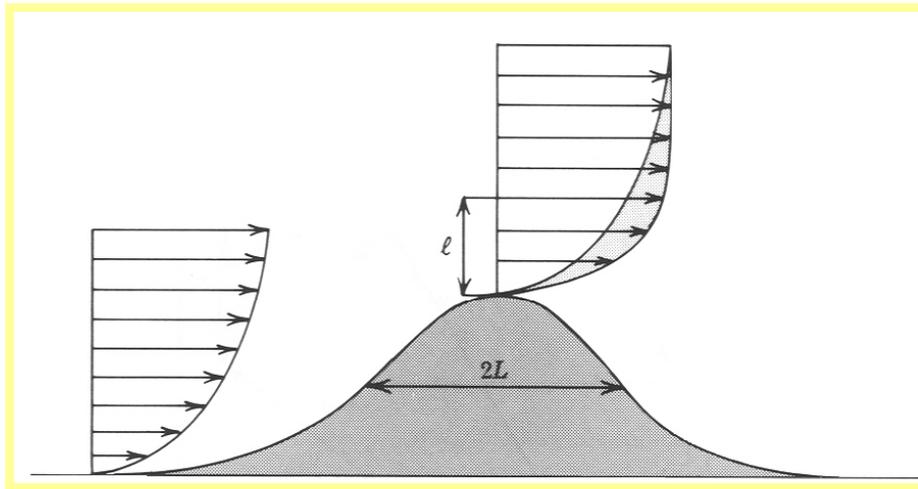
Valutazione della risorsa energetica

- Classe di rugosità:



Valutazione della risorsa energetica

- Orografia (Effetti)



Collegamento alla rete elettrica

Potenza installata $< 10\text{MW}$: allaccio MT

Potenza installata $> 10\text{MW}$: allaccio AT o più linee MT

- Stato della rete

Analisi del carico cui è soggetta la rete esistente

- Esigenze funzionali

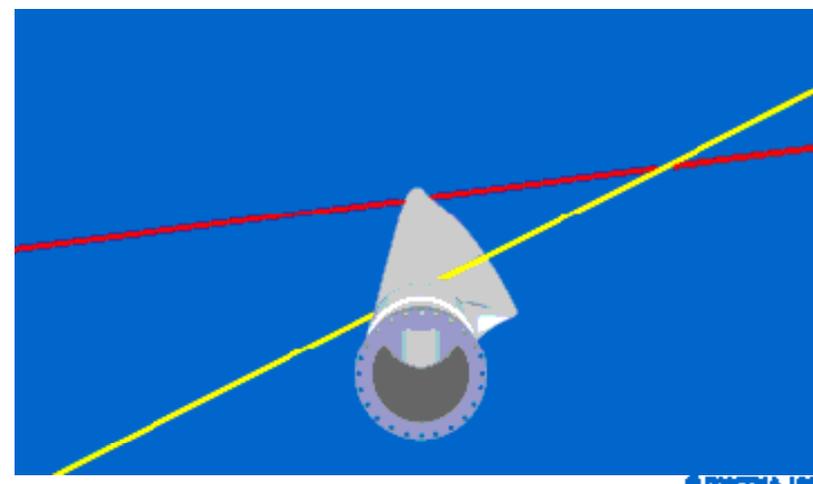
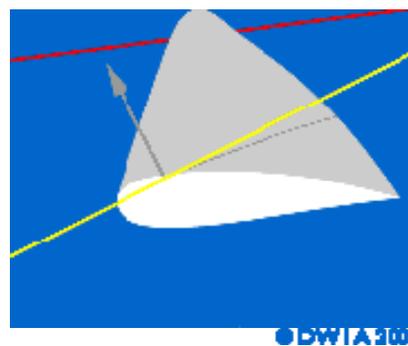
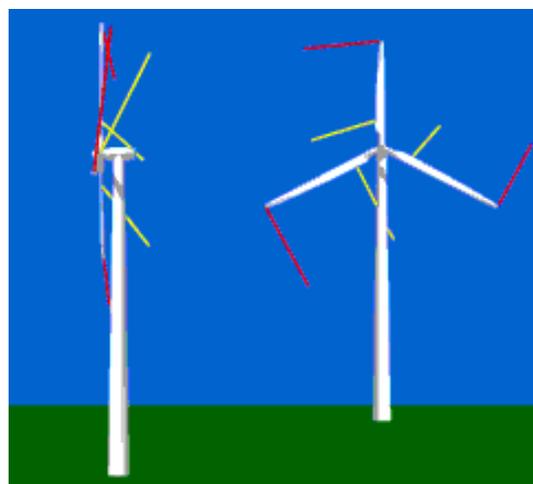
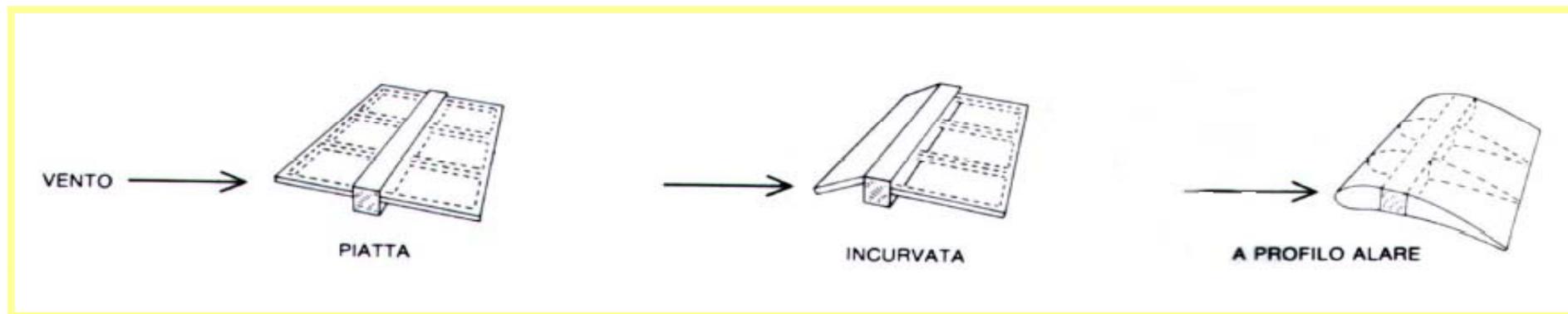
Continuità della produzione in caso di guasto in rete

- Costi di costruzione

Distanza dalla rete

Tipologia di linea (area o interrata)

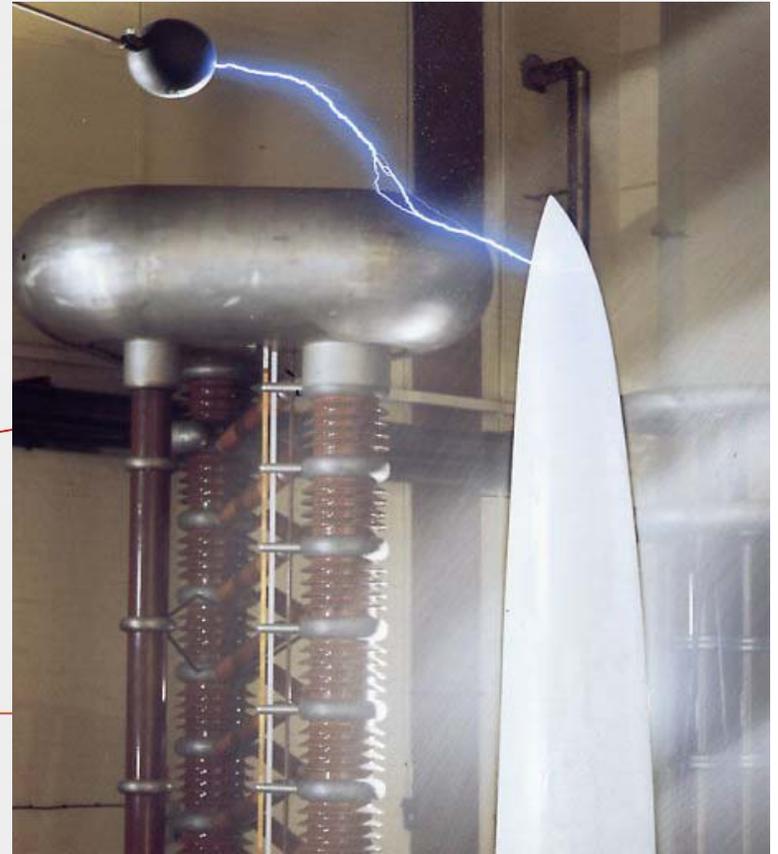
Evoluzione del tipo di pala



Dispositivo per la protezione da scariche atmosferiche

Blitzableiter aus Edelstahl

Blitzableitungssystem



















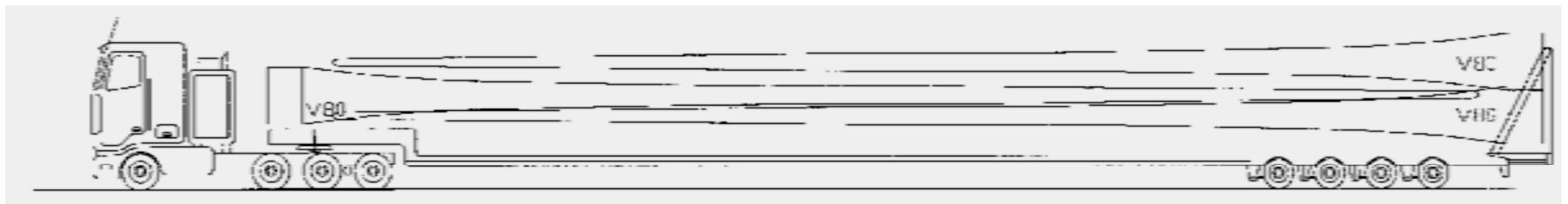
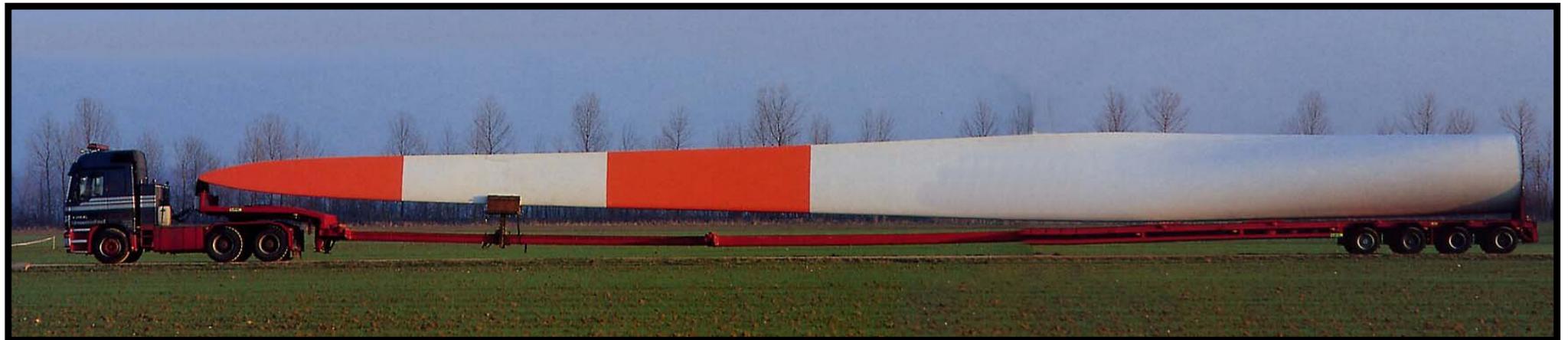
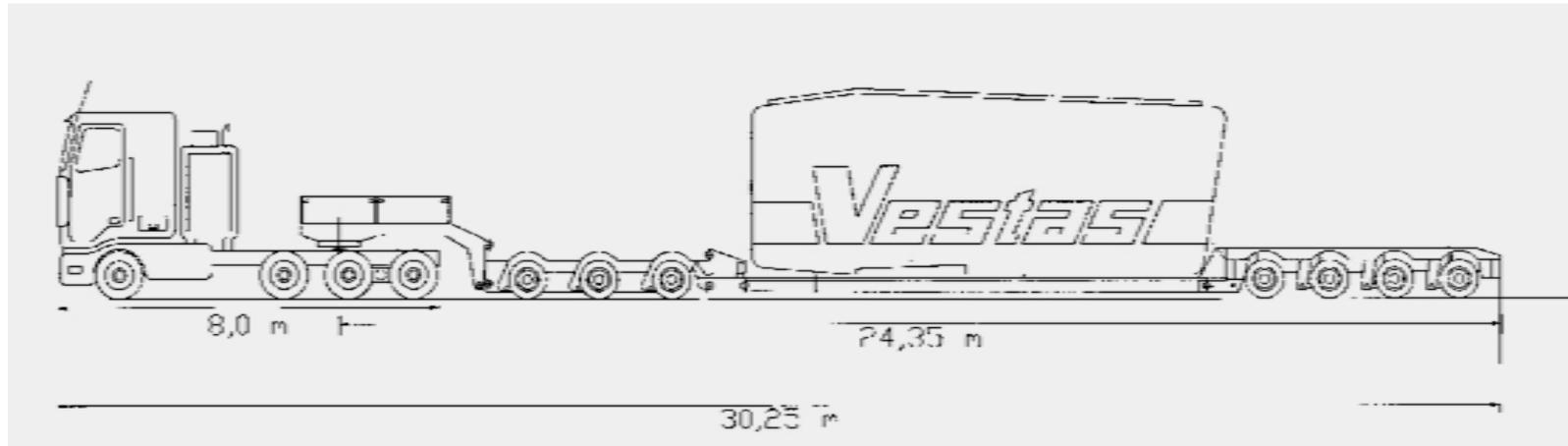
BPA
BORSIG ENERGY



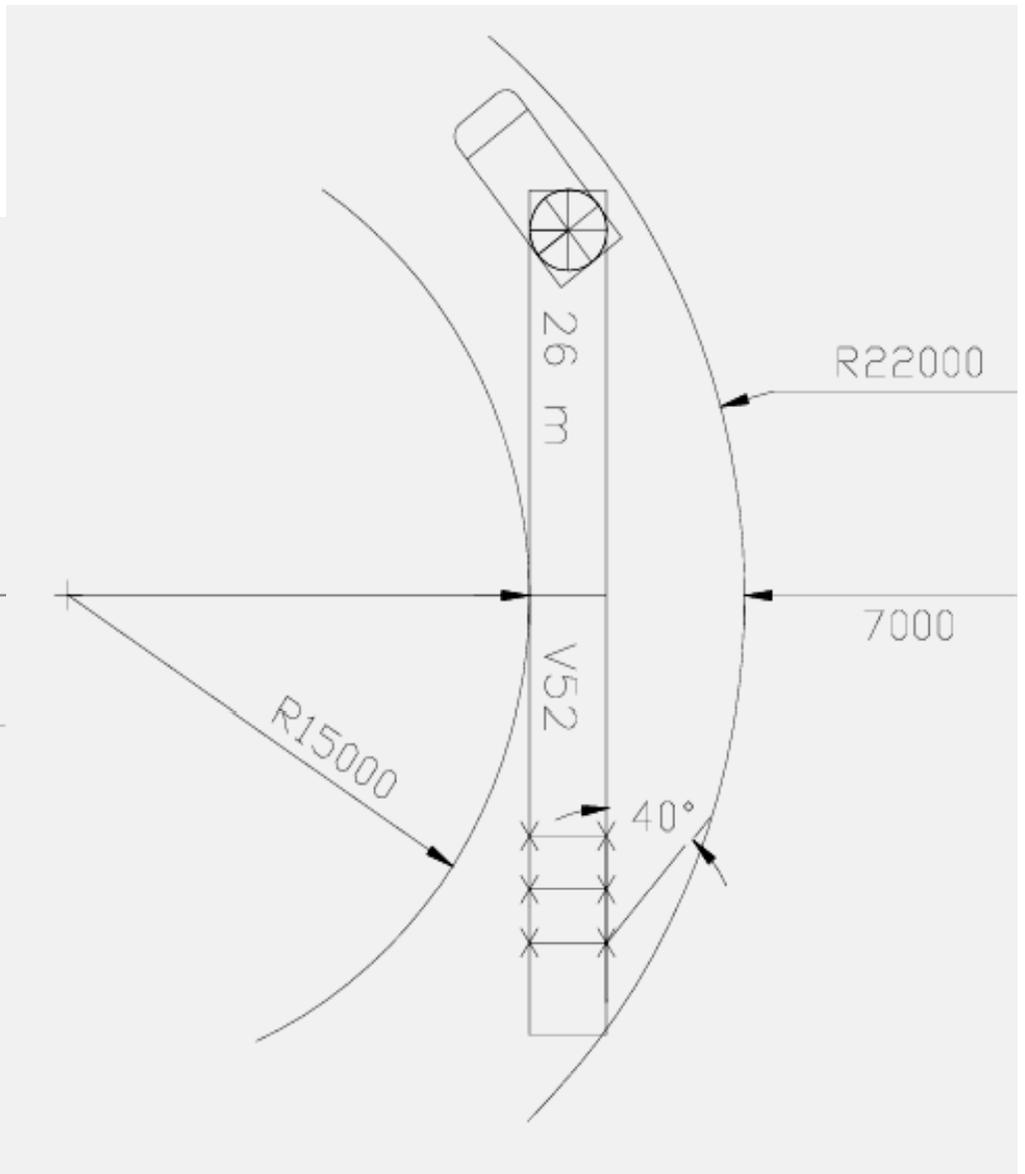
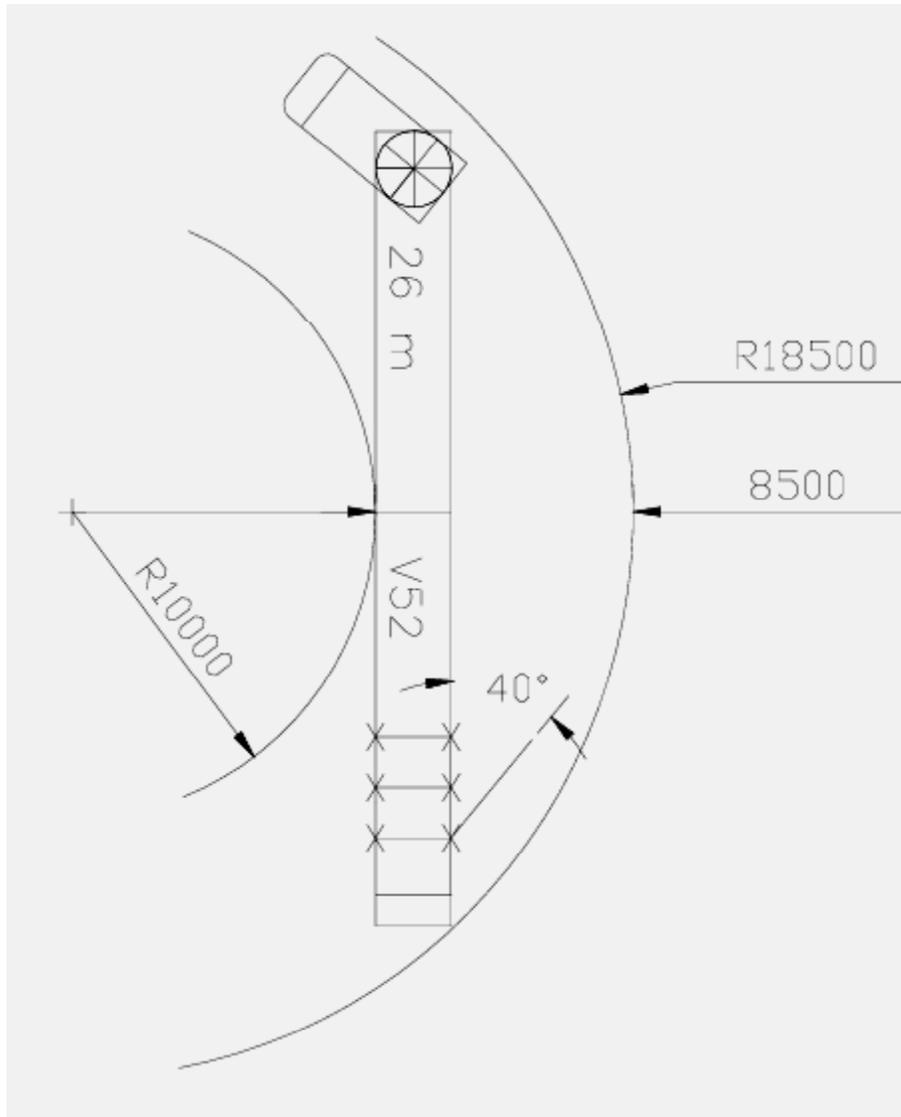
Accessibilità trasporti



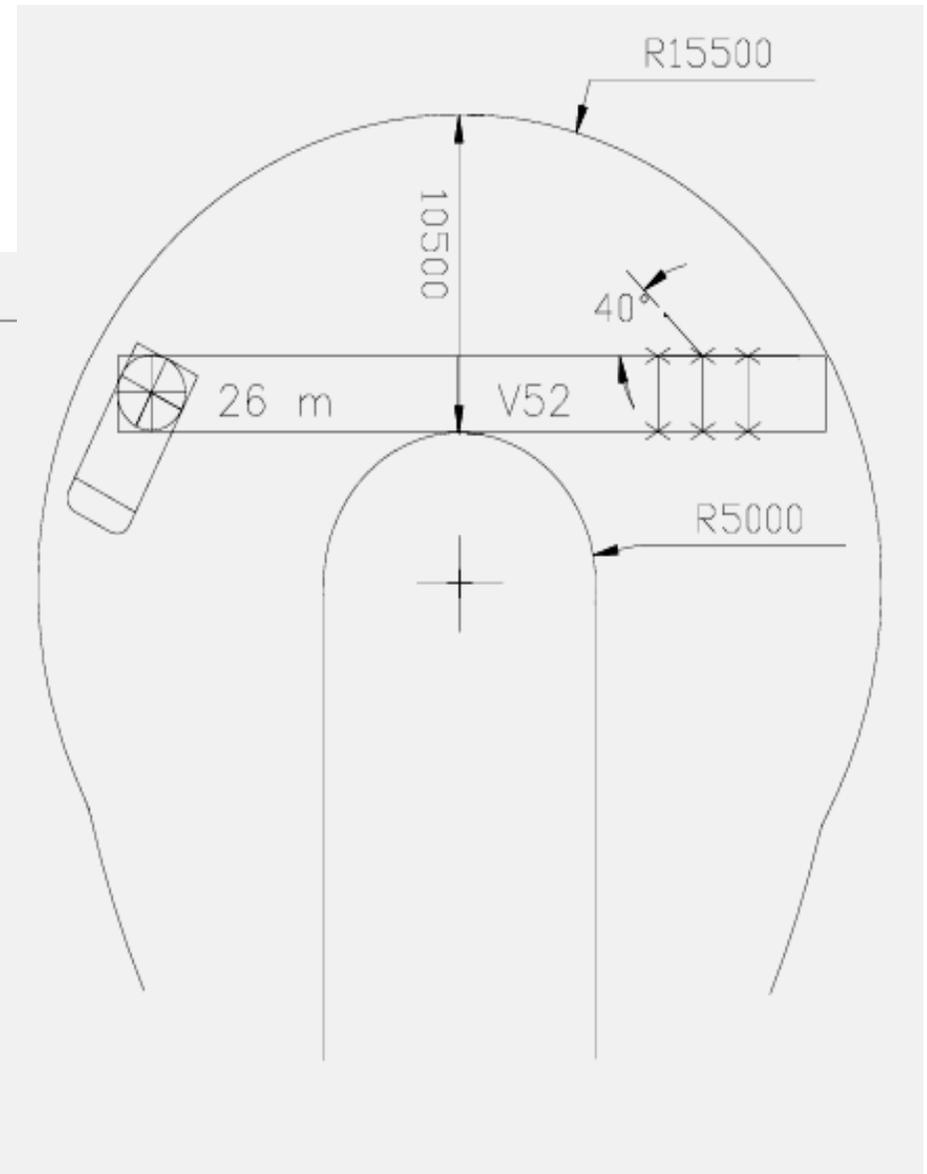
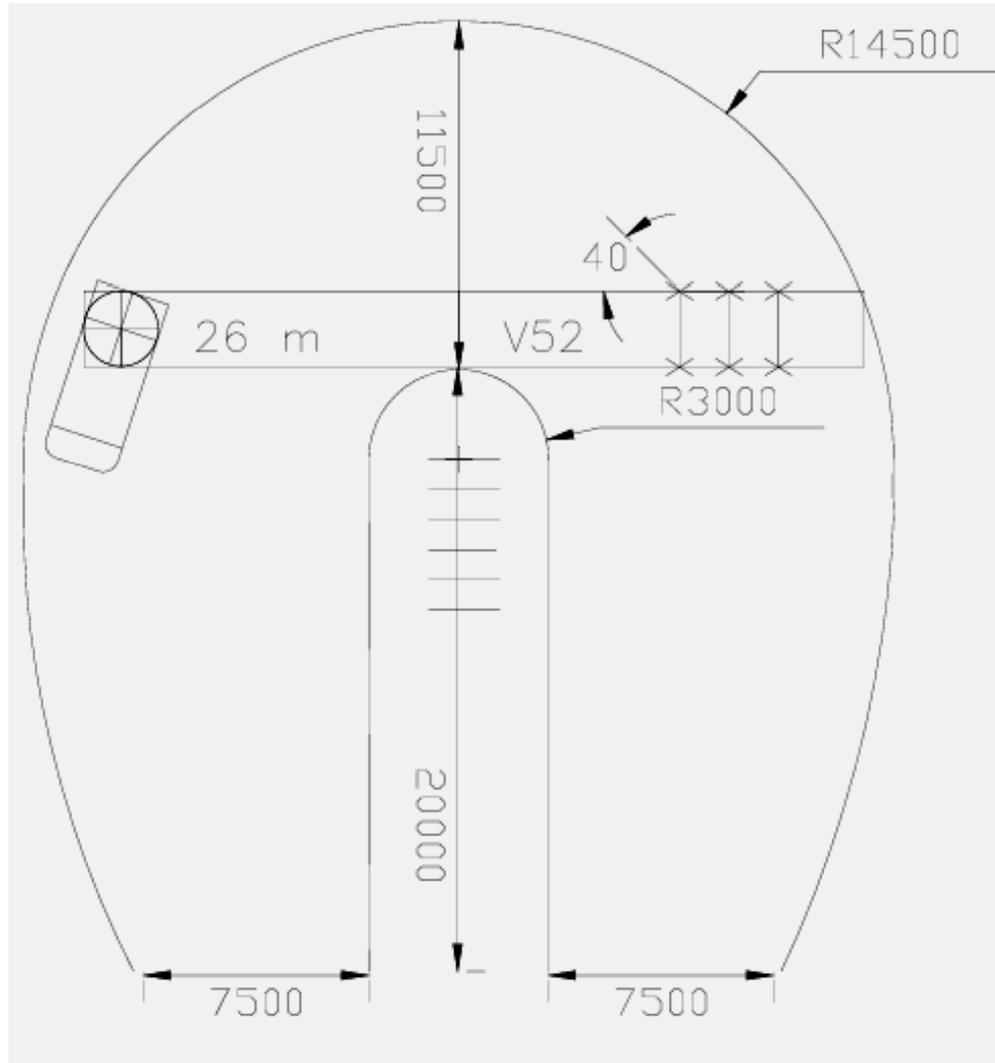
Accessibilità trasporti



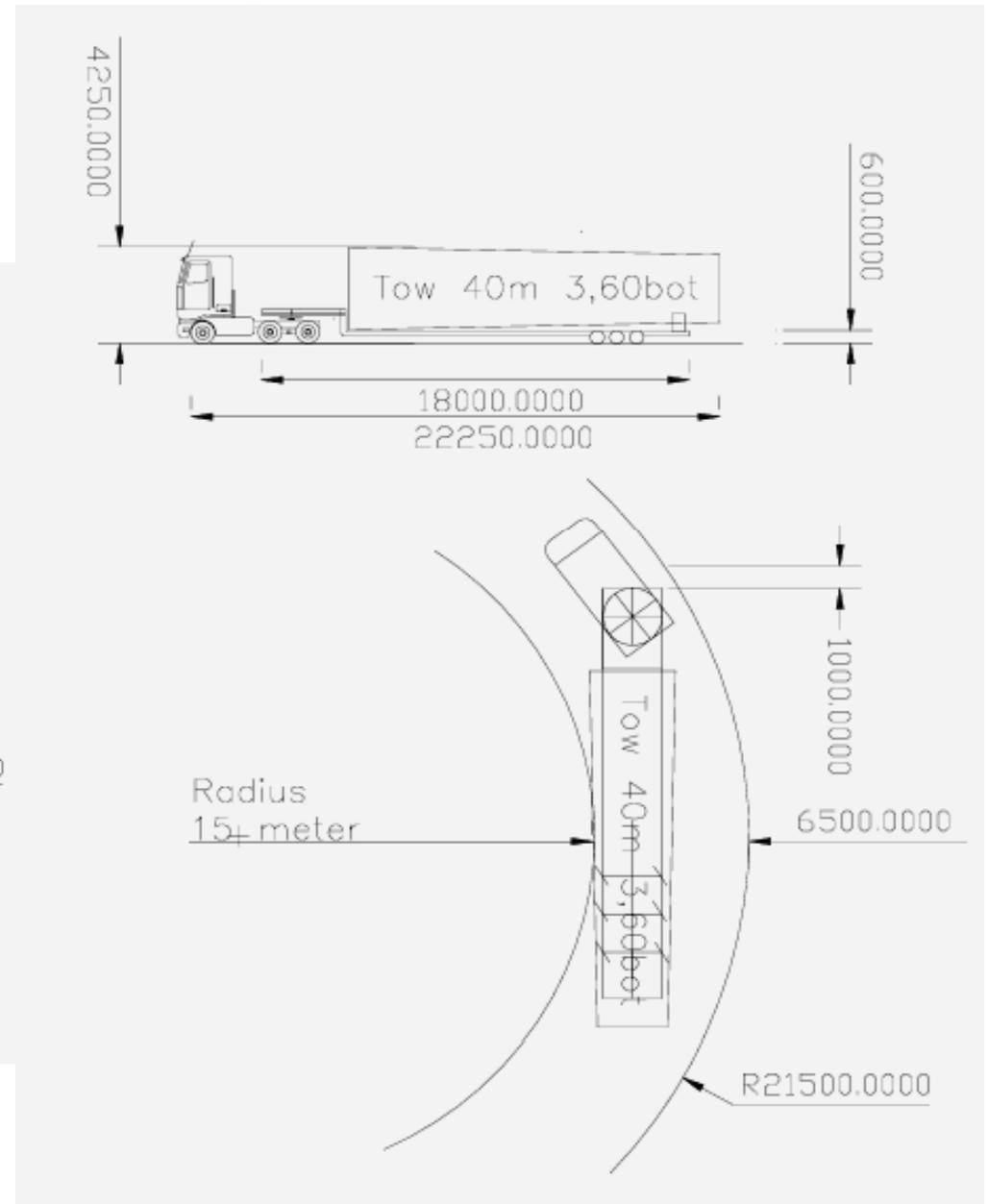
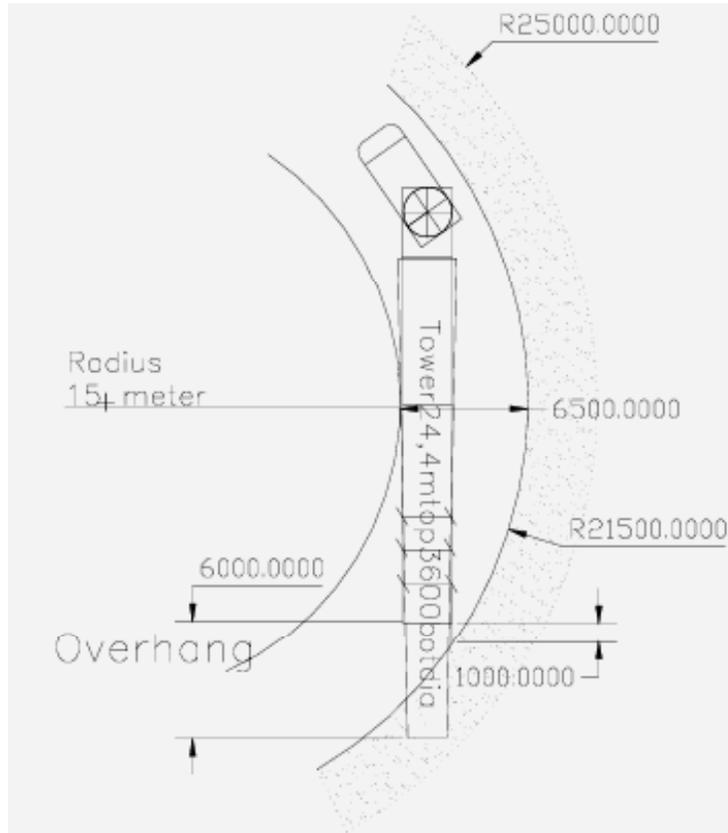
Accessibilità trasporti



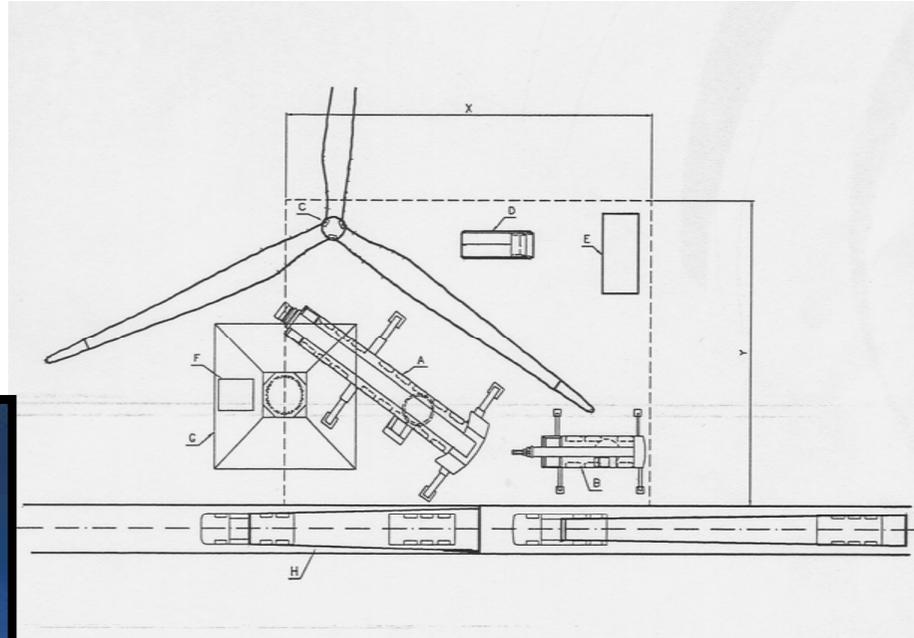
Accessibilità trasporti



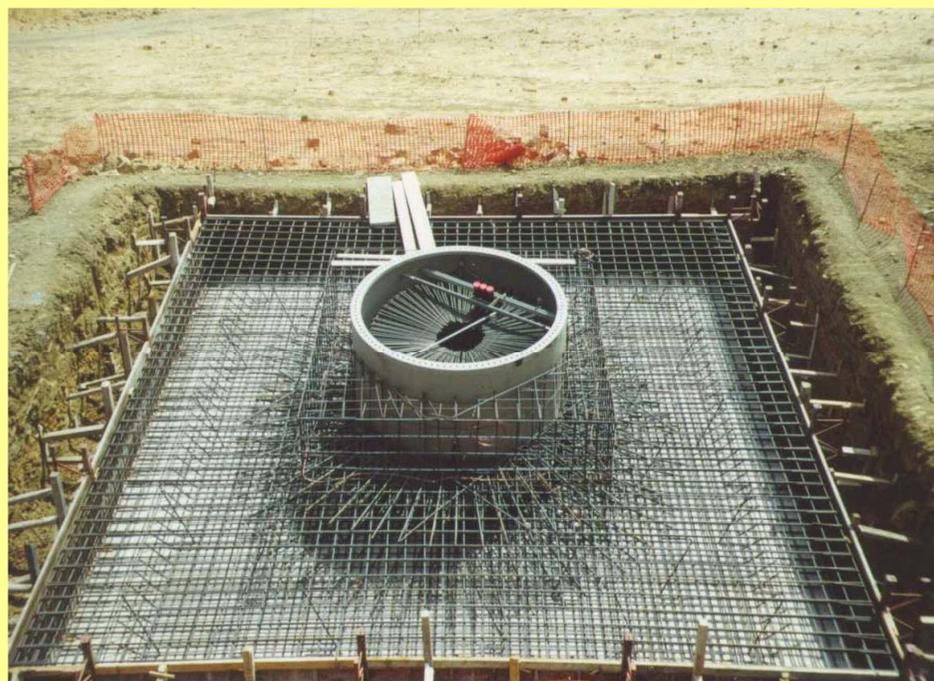
Accessibilità trasporti



Accessibilità trasporti



Opere di fondazione



Opere di fondazione







Occupazione del territorio



Occupazione del territorio

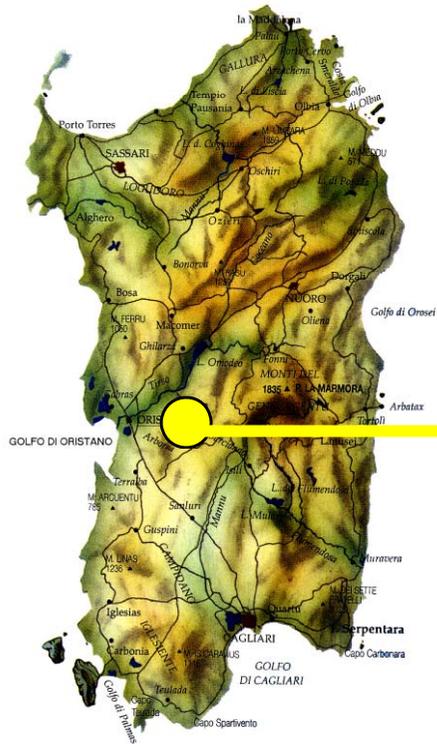


Occupazione del territorio



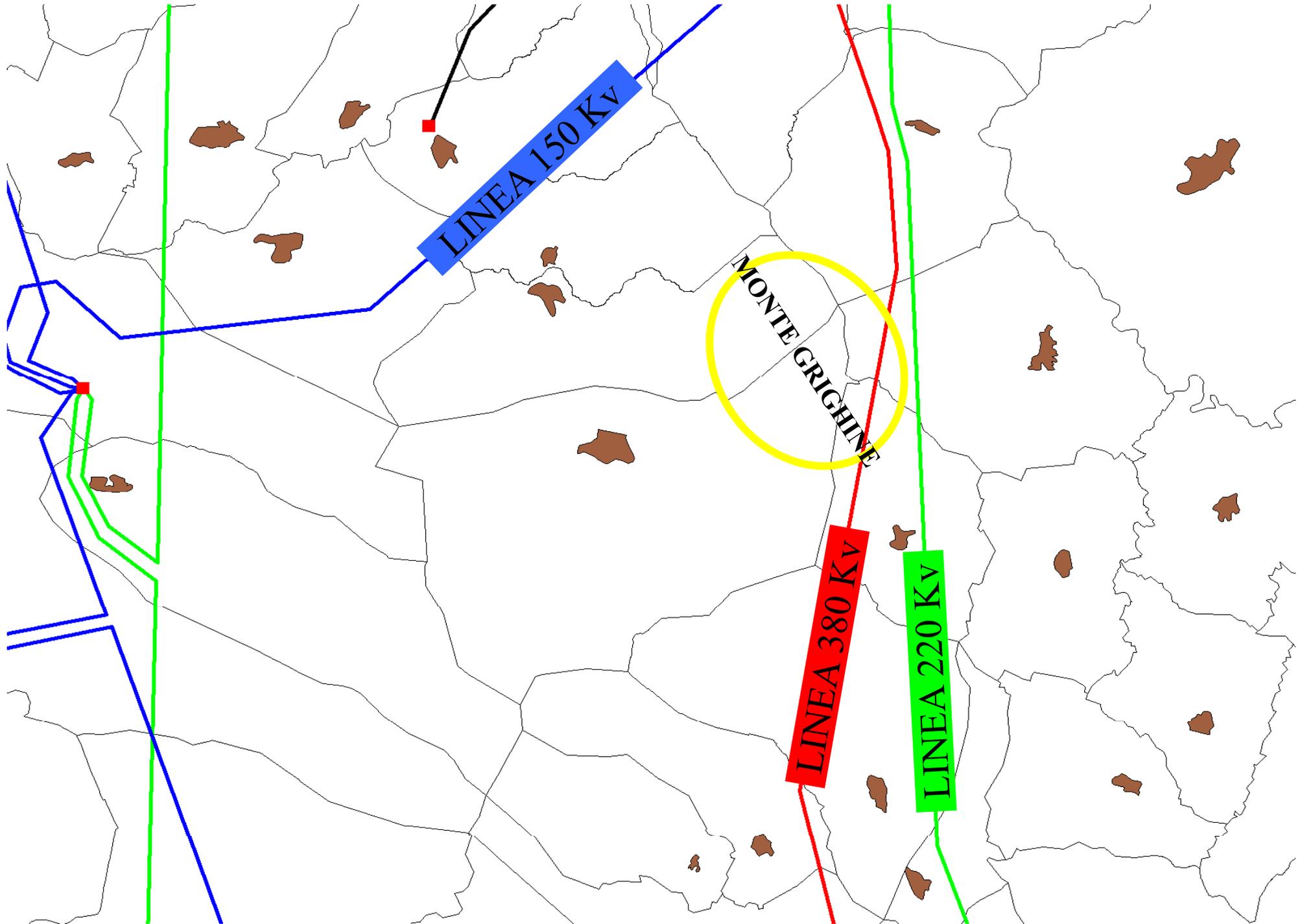
Impatto sulla flora

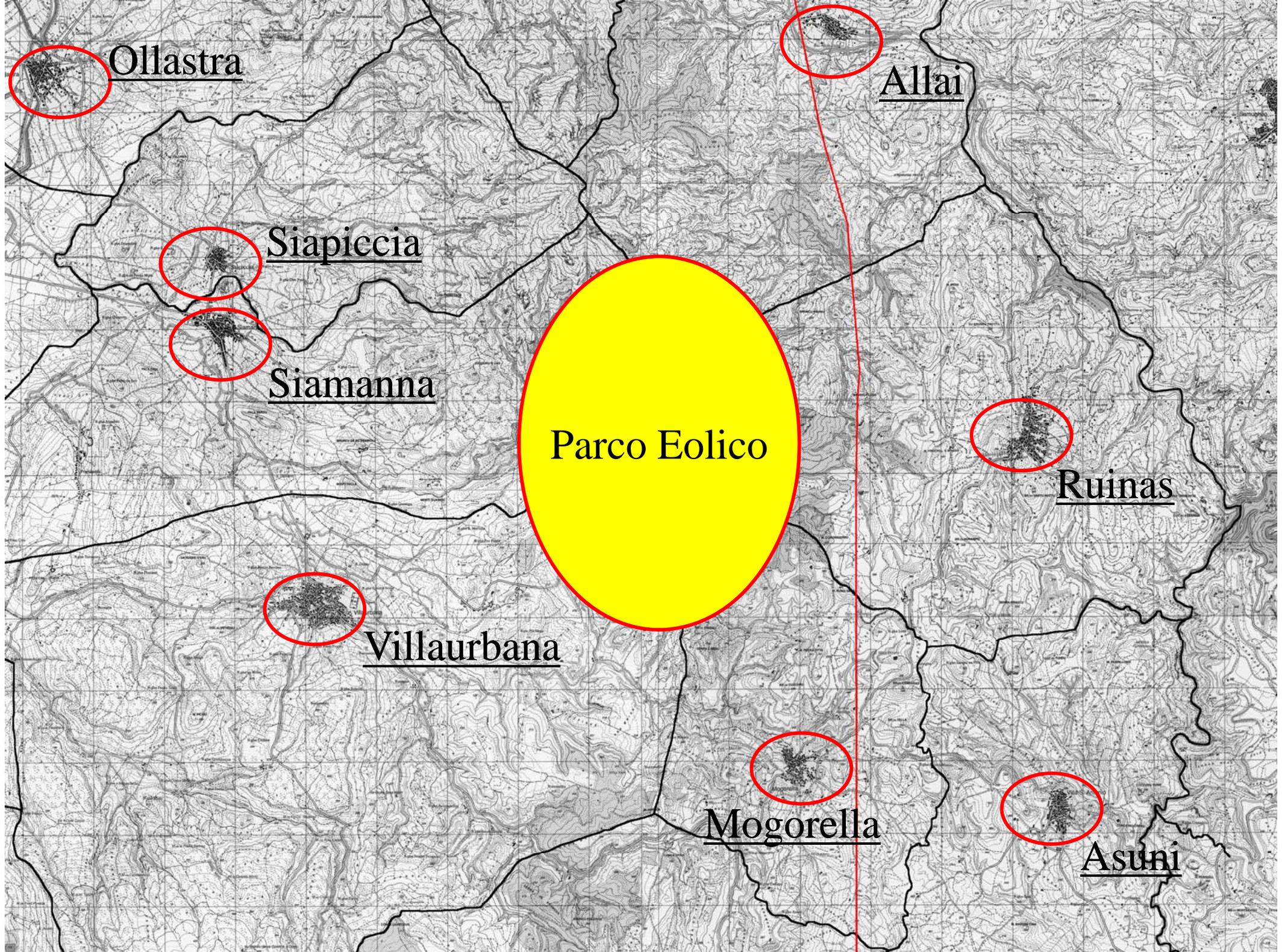




Inquadramento del sito

Situazione linee elettriche





Ollastra

Allai

Siapiccia

Siamanna

Parco Eolico

Ruinas

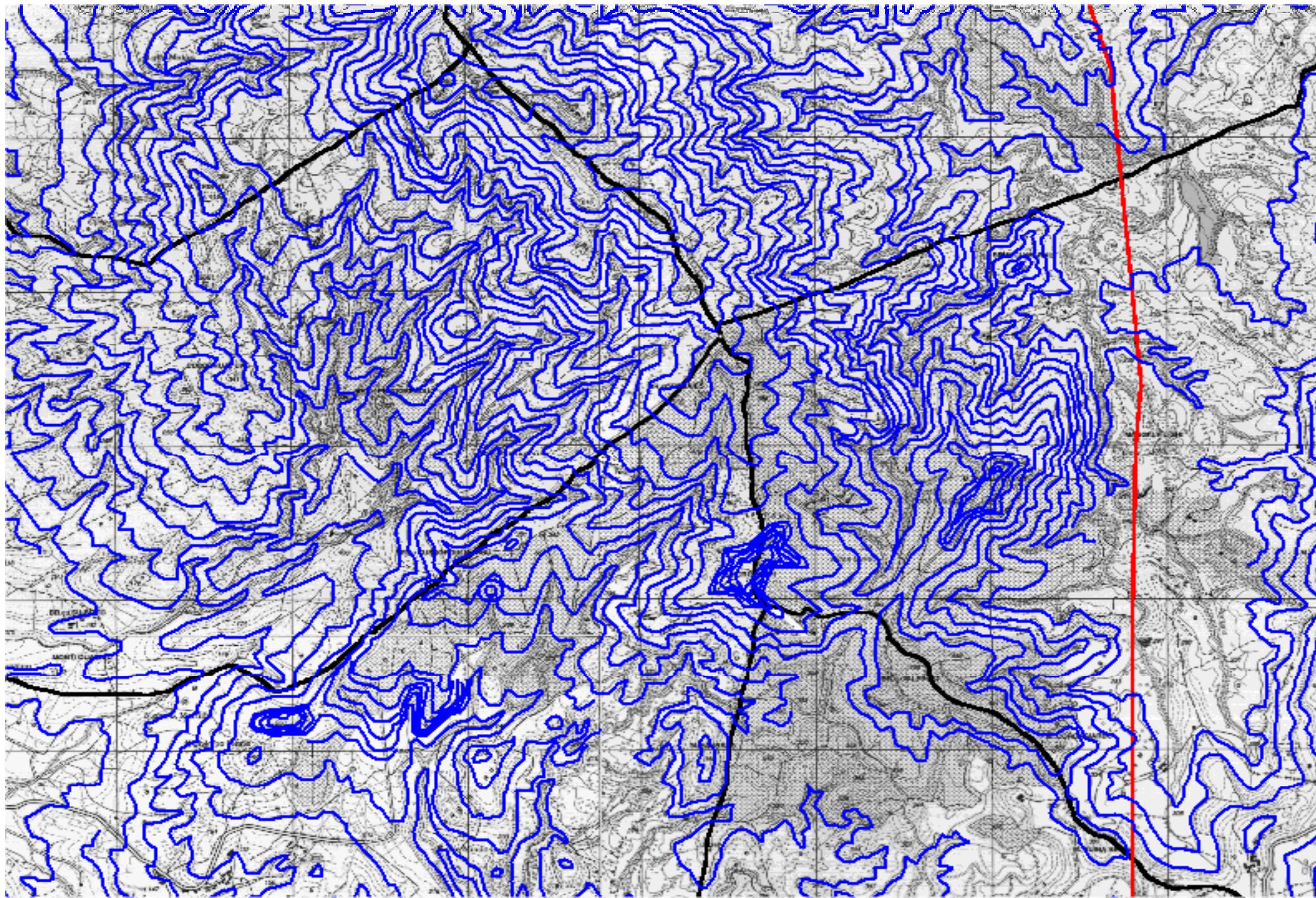
Villaurbana

Mogorella

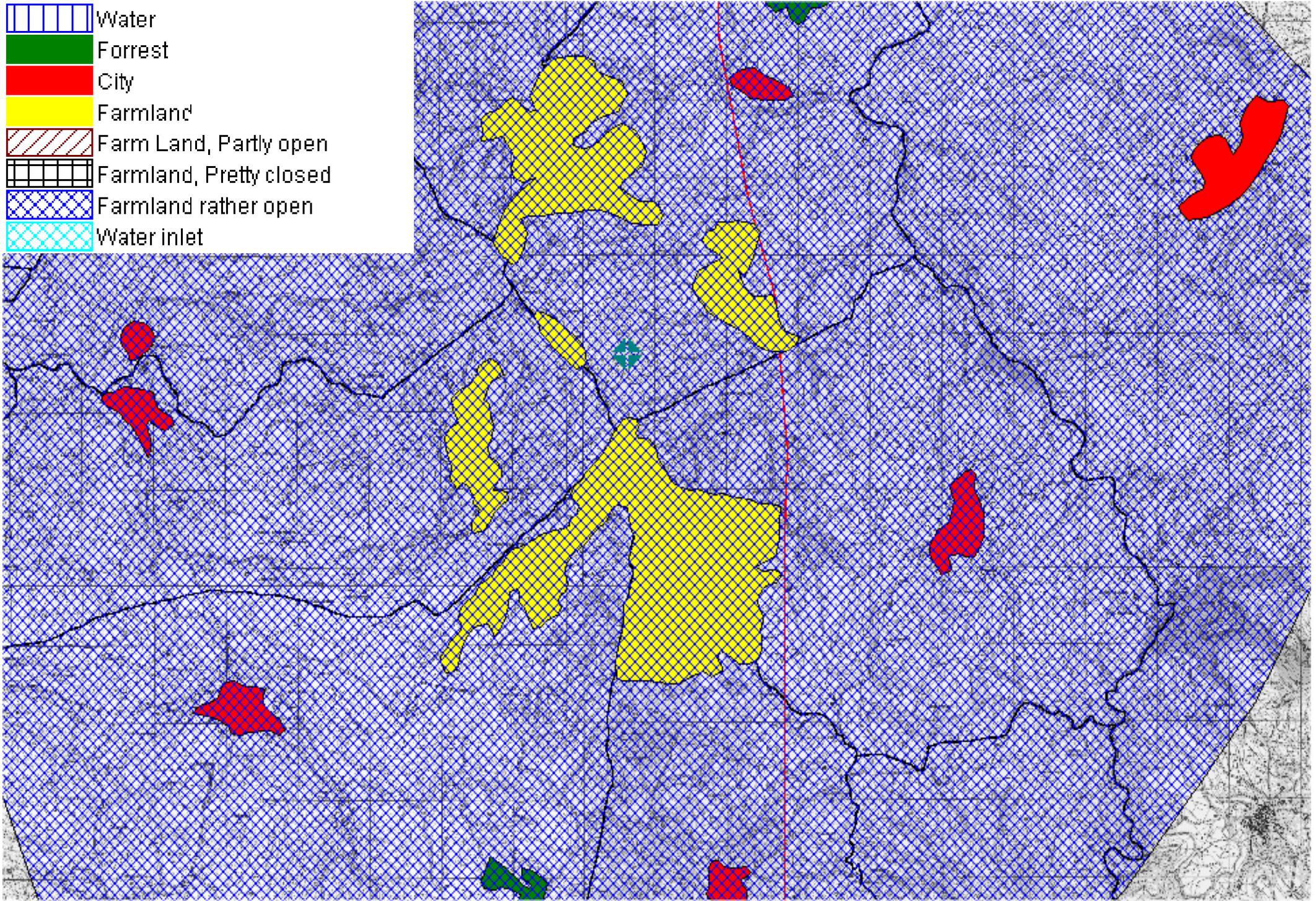
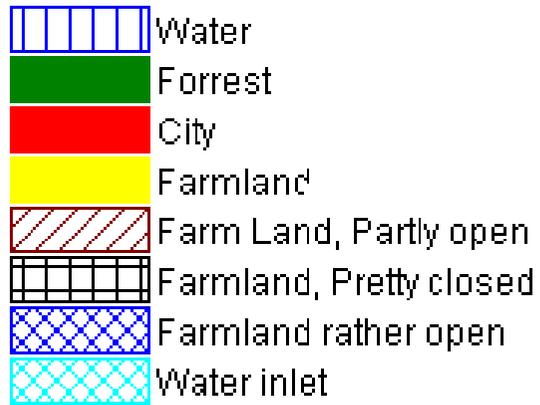
Asuni



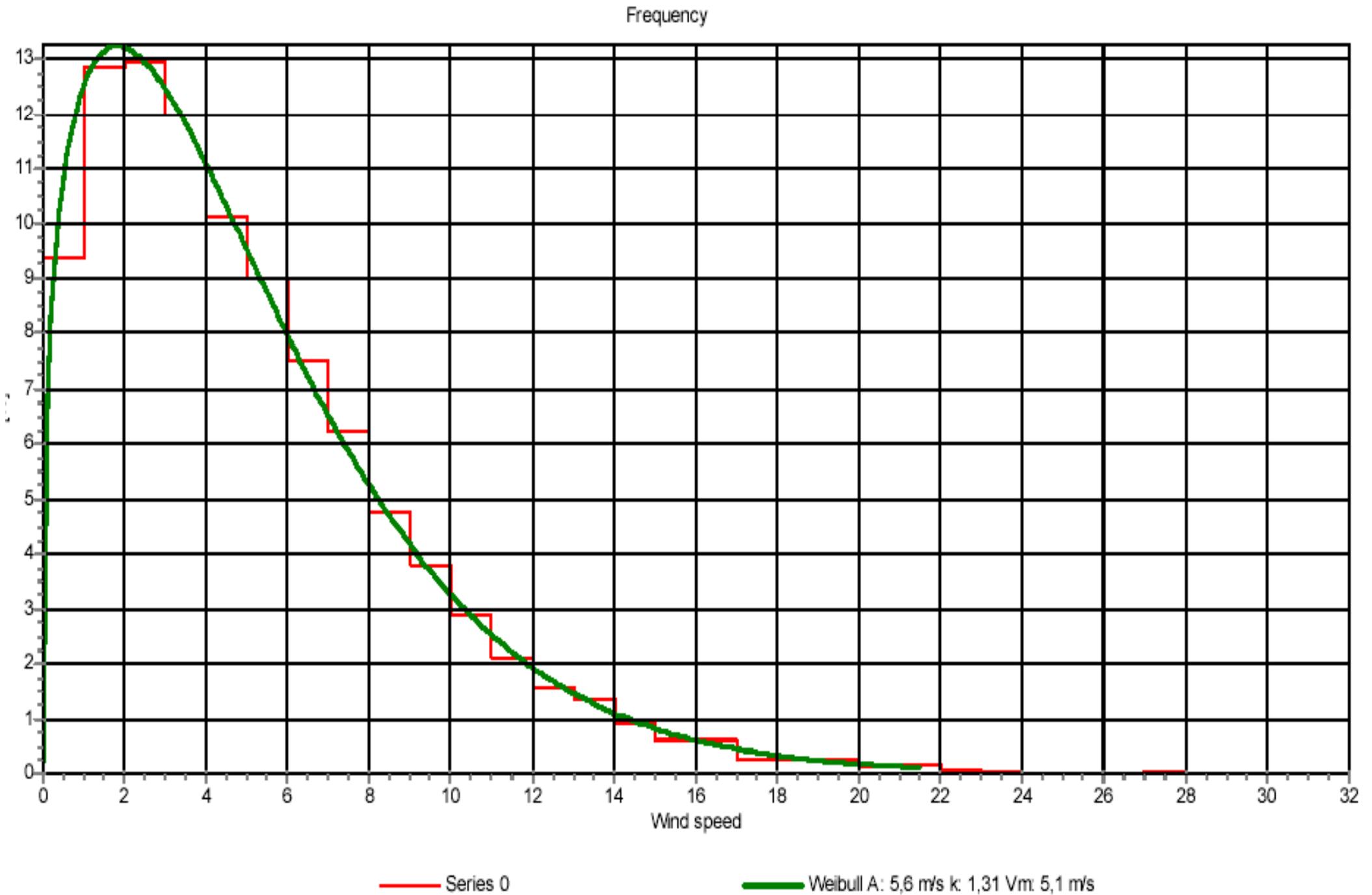
Studio preliminare – input dei dati - altimetria



Studio preliminare – input dei dati - rugosità



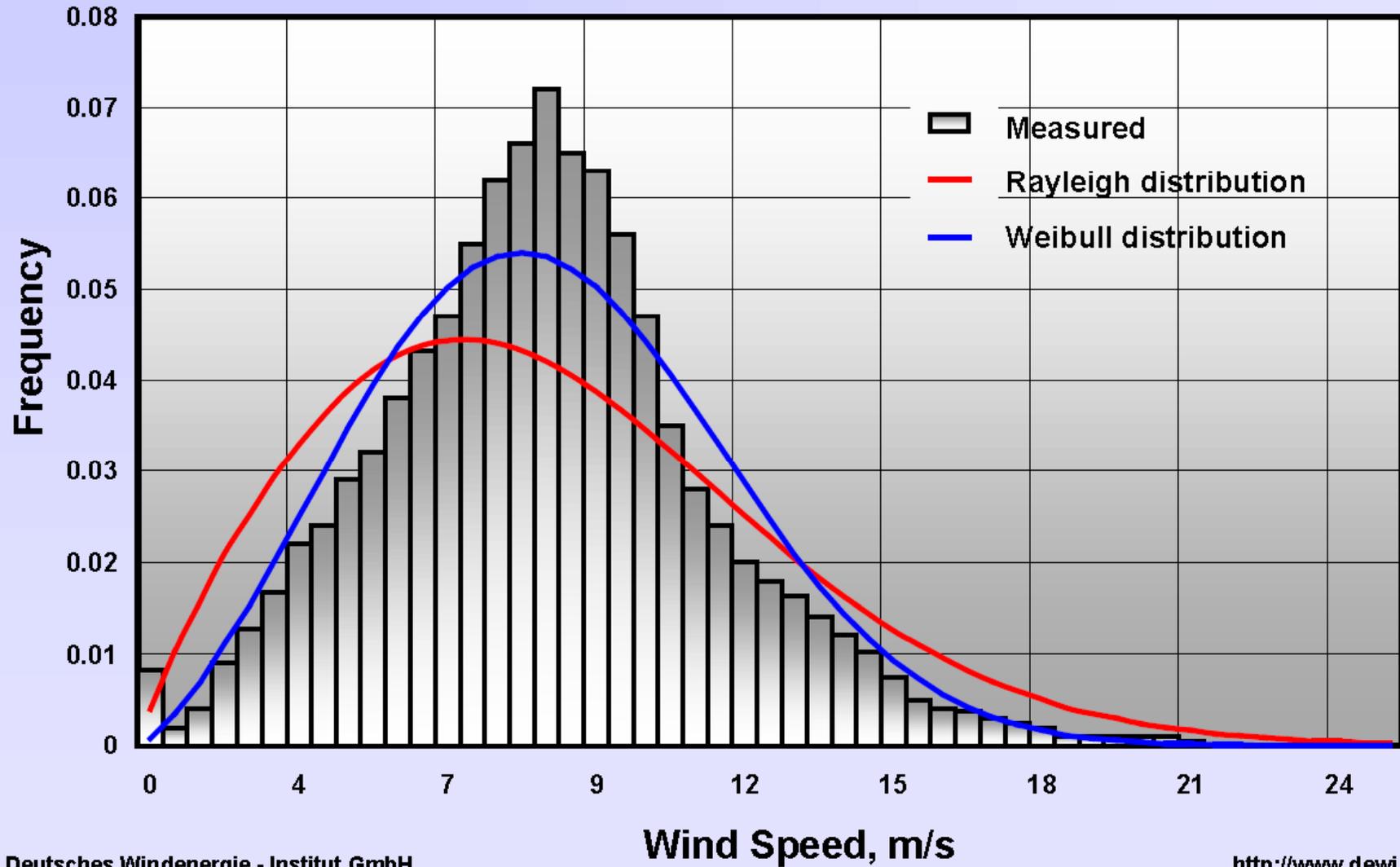
Studio preliminare – dati storici anemologici



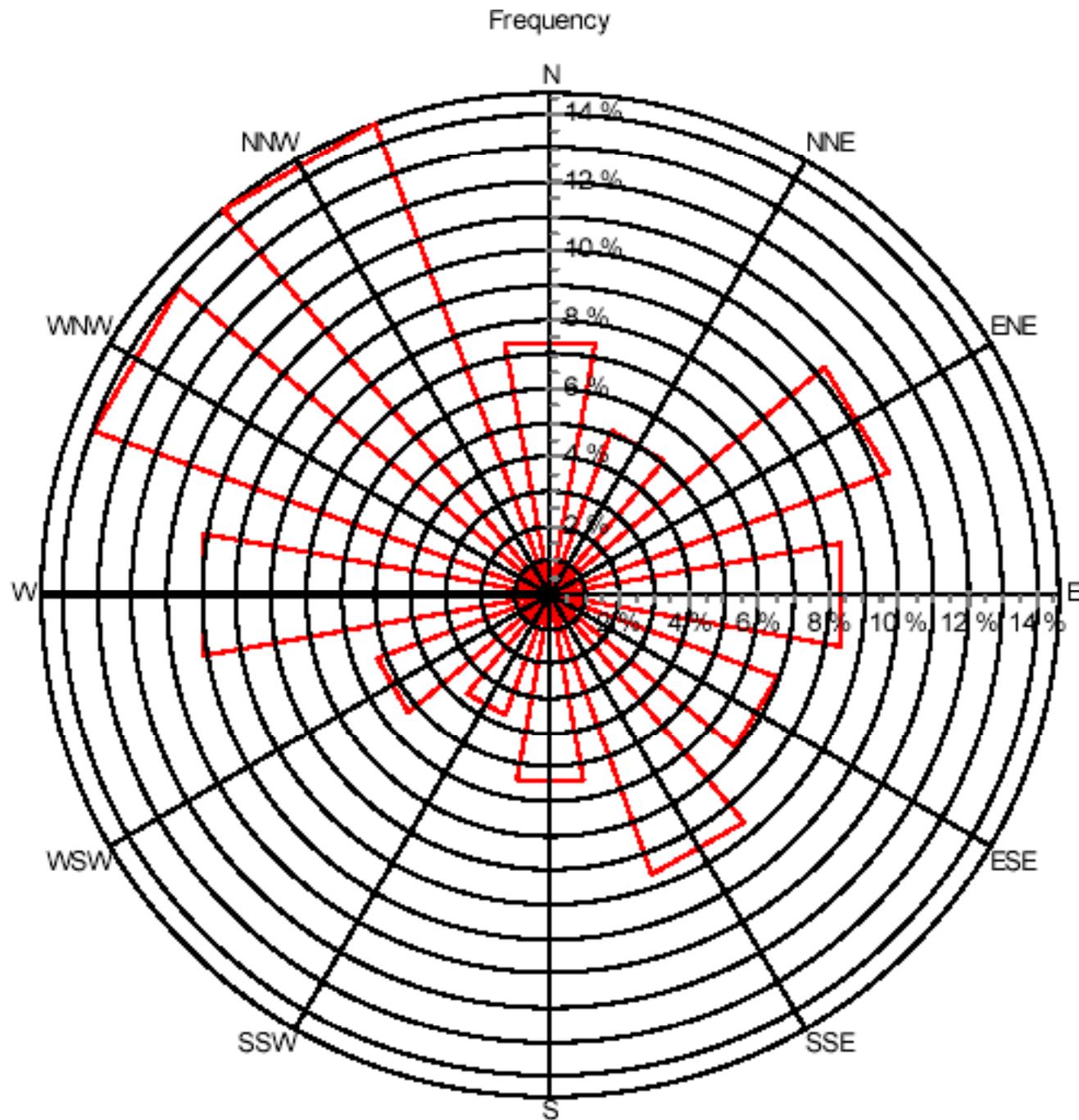
Frequency Distribution of Wind Speed

Measured data and calculated distribution

DEWI

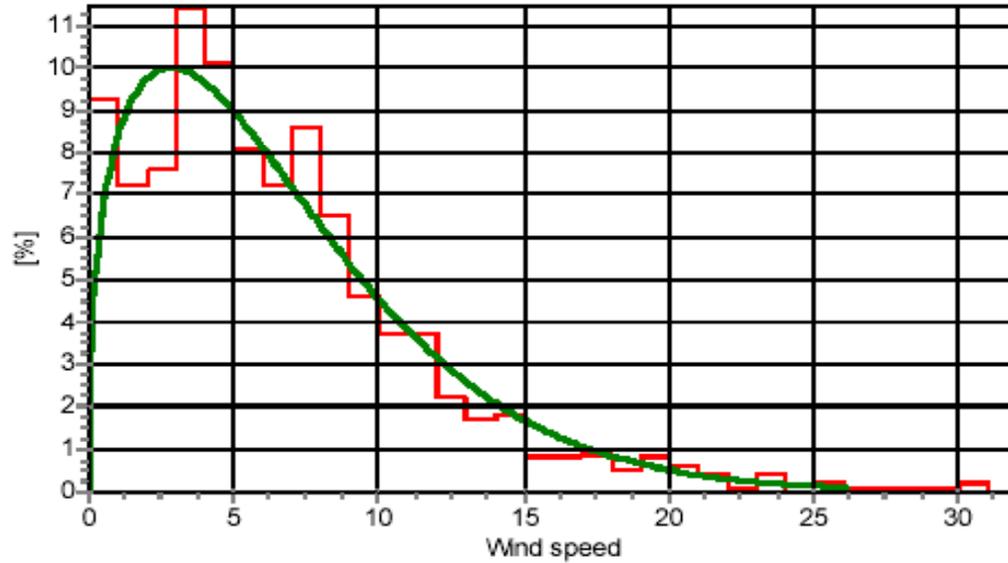


Studio preliminare – dati storici anemologici



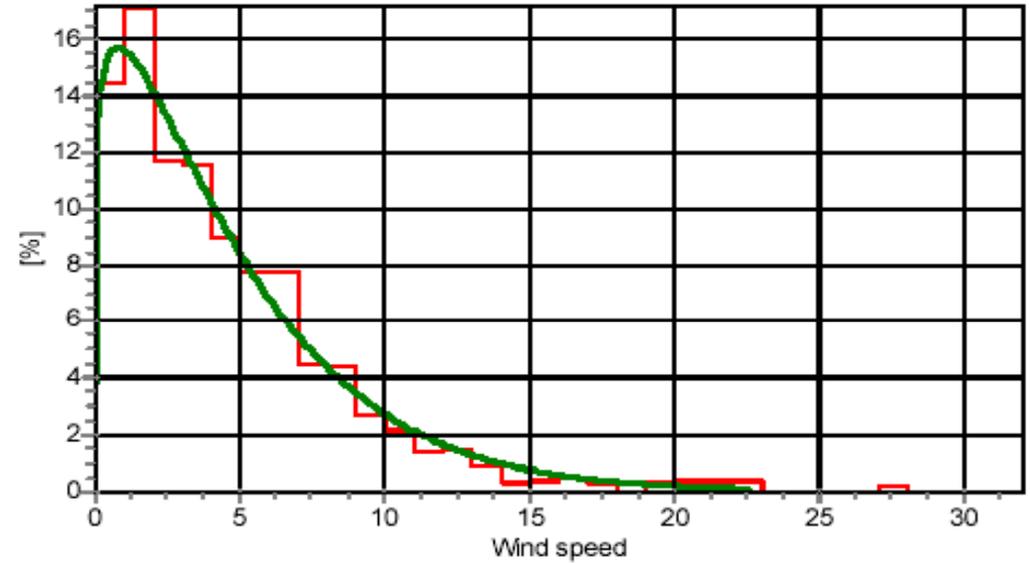
Studio preliminare – dati storici anemologici

Frequency



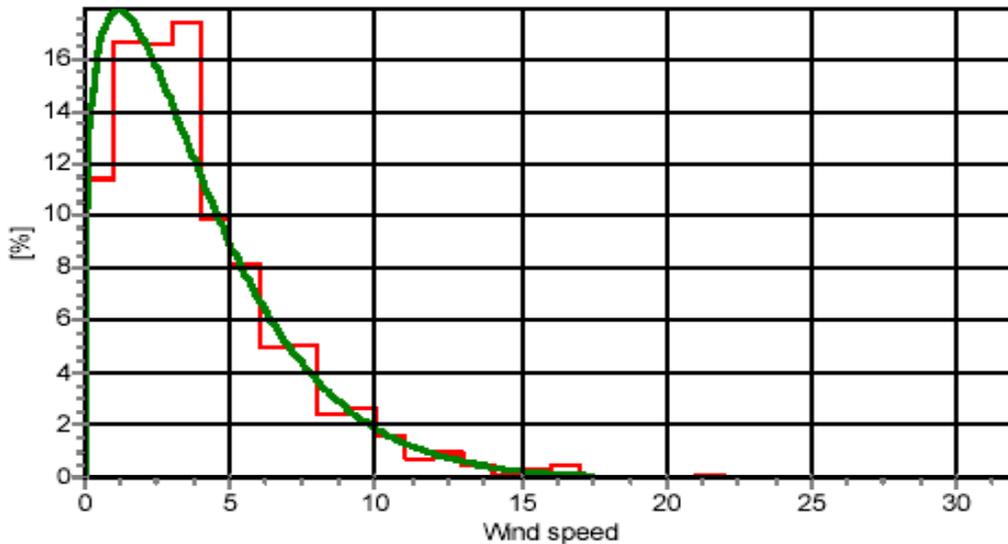
— N
— Weibull A: 7,3 m/s k: 1,37 Vm: 6,7 m/s

Frequency



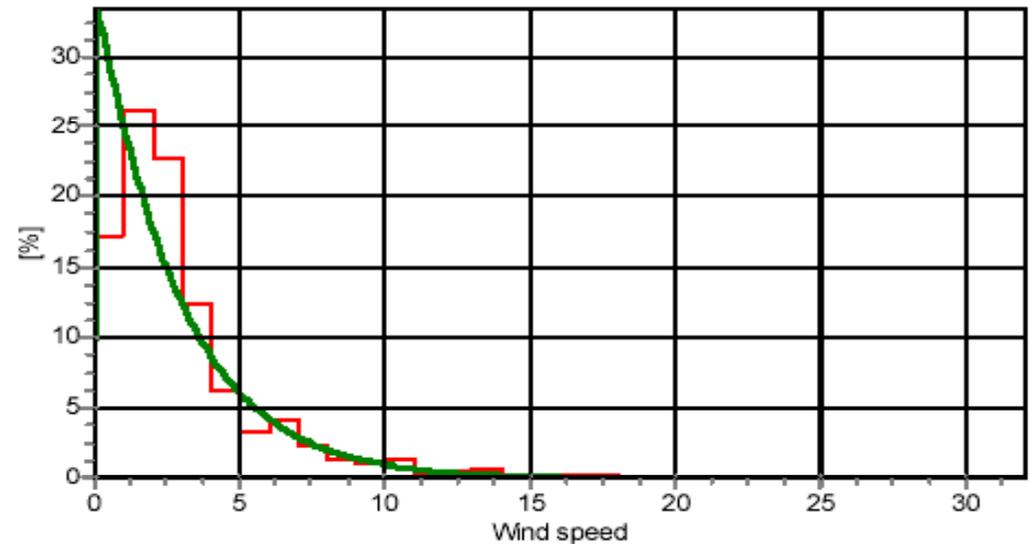
— NNE
— Weibull A: 5,0 m/s k: 1,14 Vm: 4,7 m/s

Frequency



— ENE
— Weibull A: 4,2 m/s k: 1,25 Vm: 3,9 m/s

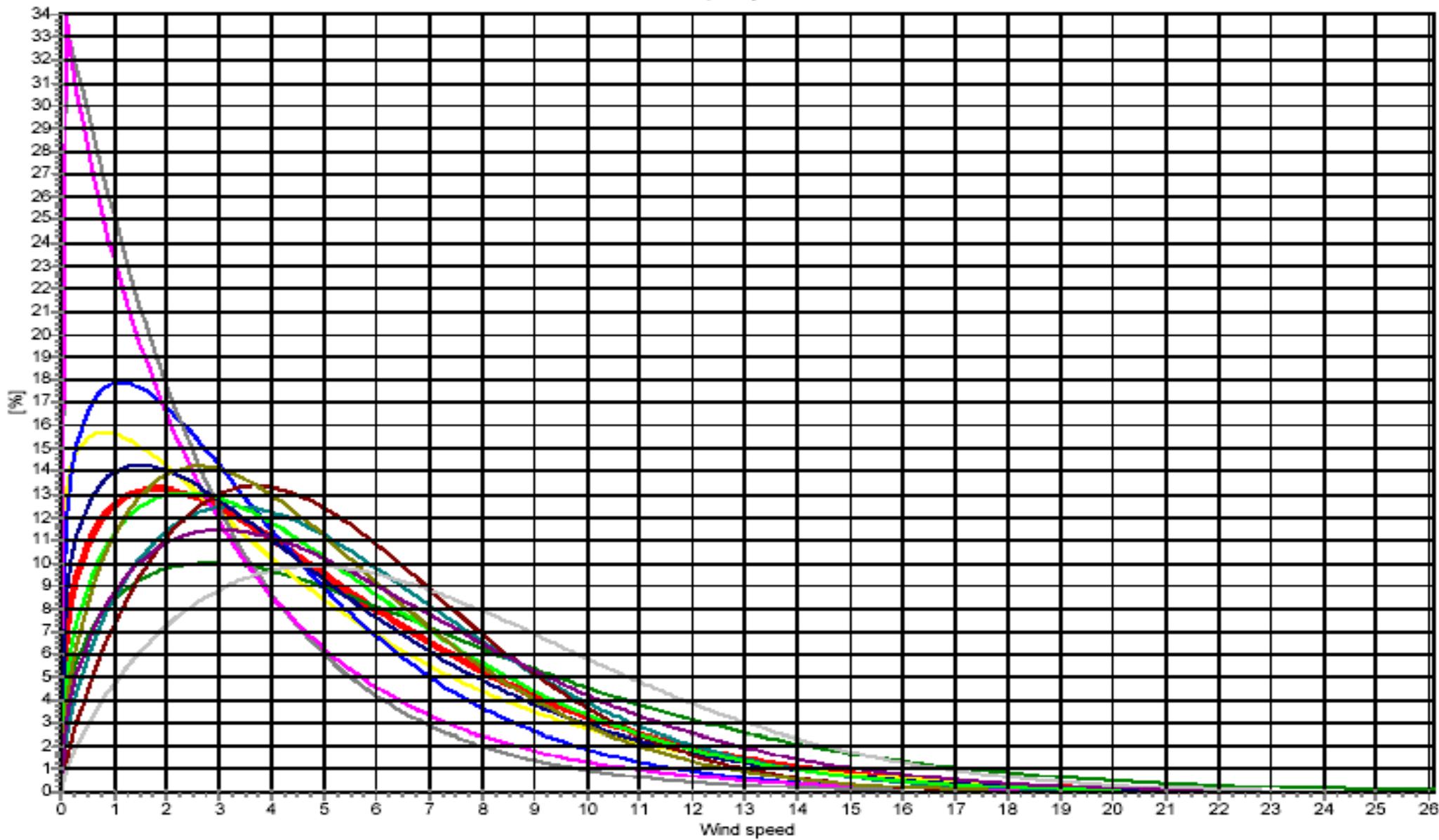
Frequency



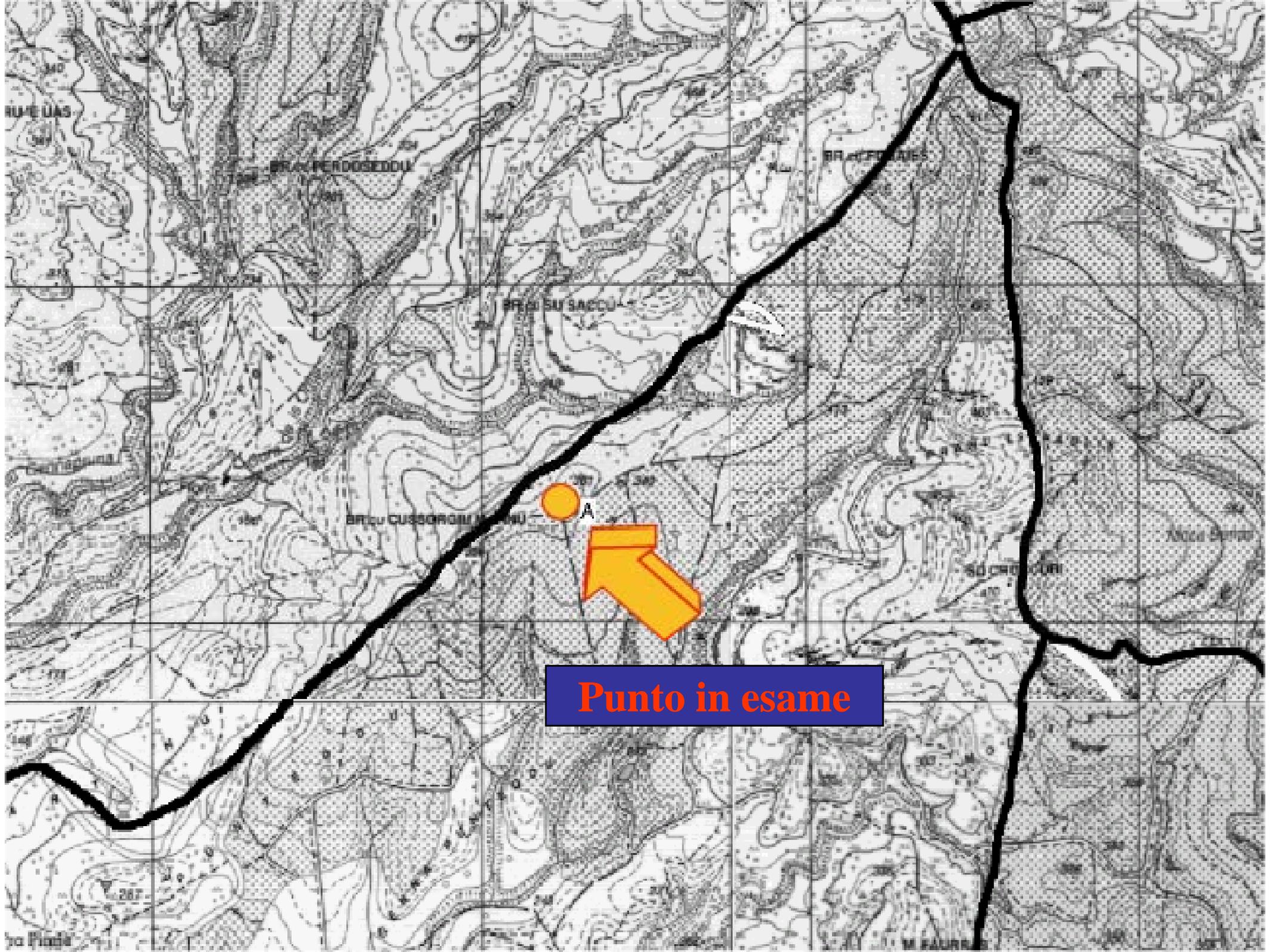
— E
— Weibull A: 2,8 m/s k: 1,02 Vm: 2,8 m/s

Studio preliminare – dati storici anemologici

Frequency



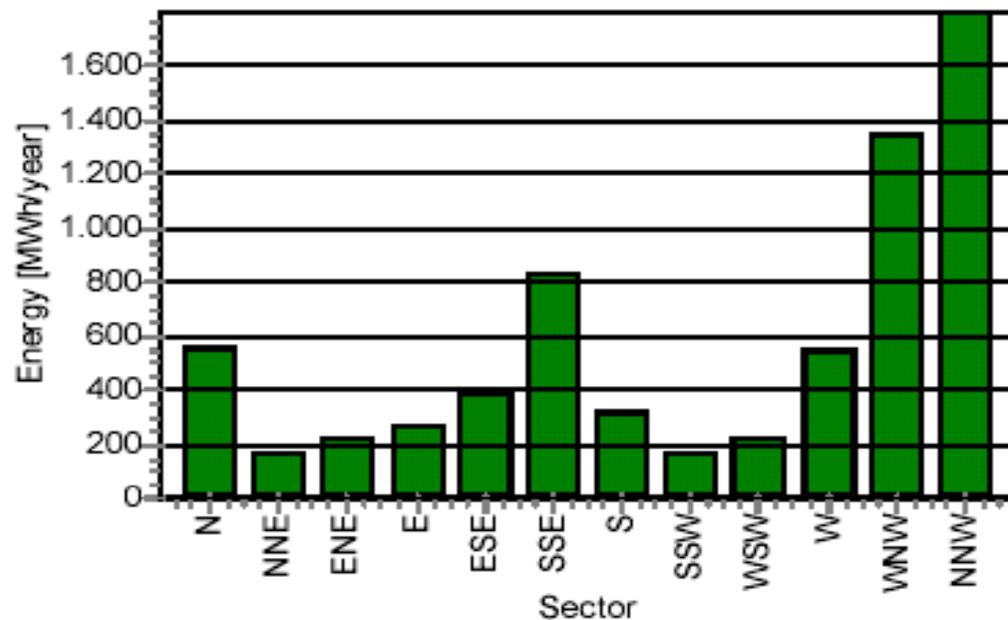
- Total A: 5,6 m/s k: 1,31 Vm 5,1 m/s
- ENE A: 4,2 m/s k: 1,25 Vm 3,9 m/s
- SSEA: 6,1 m/s k: 1,60 Vm 5,5 m/s
- WSWA: 5,8 m/s k: 1,41 Vm 5,1 m/s
- NNW A: 8,0 m/s k: 1,72 Vm 7,1 m/s
- NA: 7,3 m/s k: 1,37 Vm 6,7 m/s
- EA: 2,8 m/s k: 1,02 Vm 2,8 m/s
- SA: 5,2 m/s k: 1,26 Vm 4,8 m/s
- WA: 5,3 m/s k: 1,52 Vm 4,8 m/s
- NNE A: 5,0 m/s k: 1,14 Vm 4,7 m/s
- ESE A: 3,1 m/s k: 0,97 Vm 3,1 m/s
- SSW A: 6,0 m/s k: 1,76 Vm 5,3 m/s
- WNW A: 6,5 m/s k: 1,48 Vm 5,9 m/s



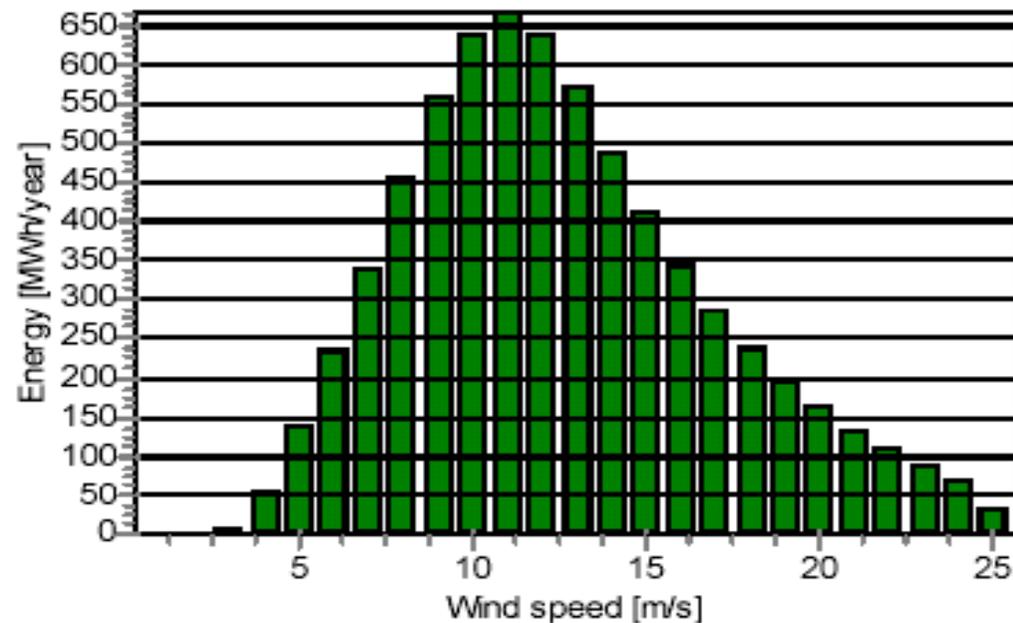
Punto in esame

Studio preliminare – risultati dell’elaborazione dei dati storici anemologici

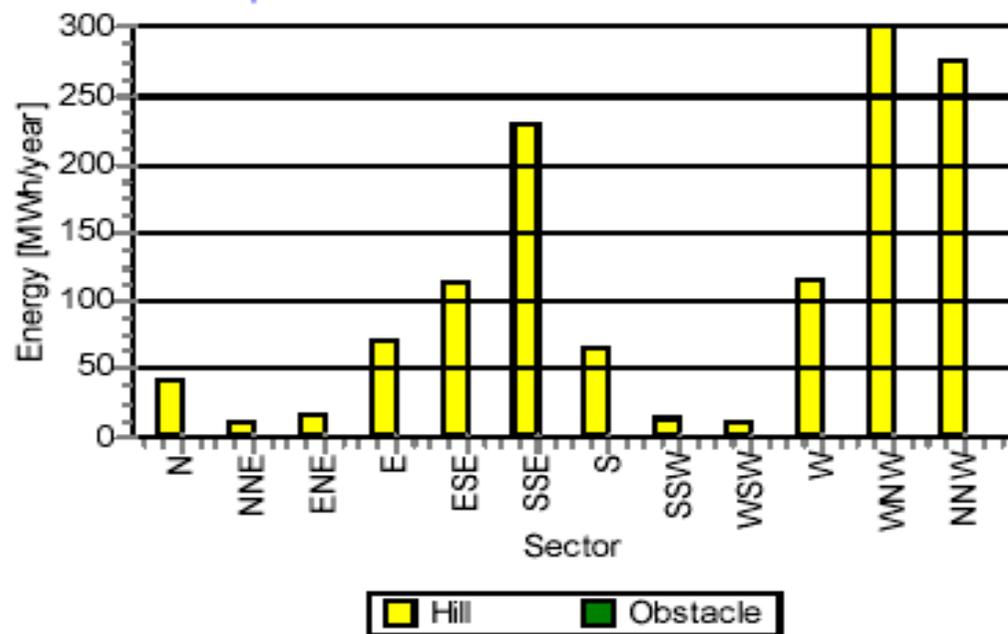
Energy vs. sector



Energy vs. wind speed

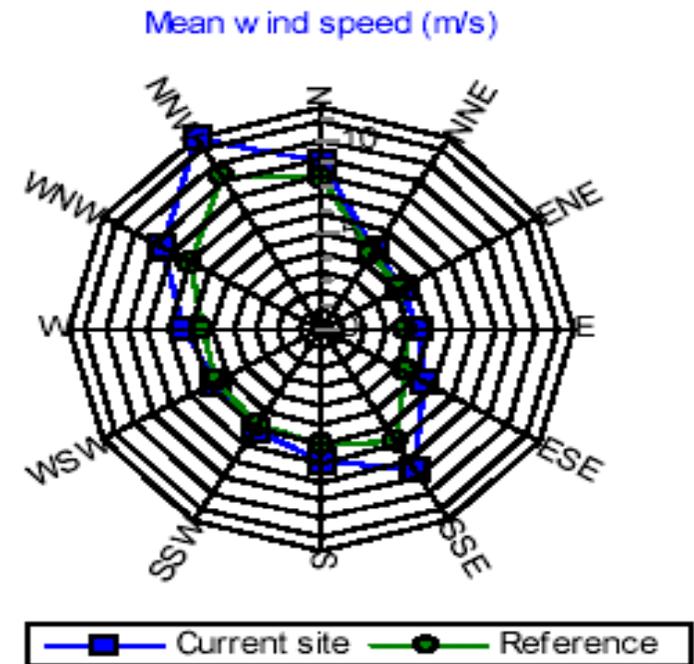
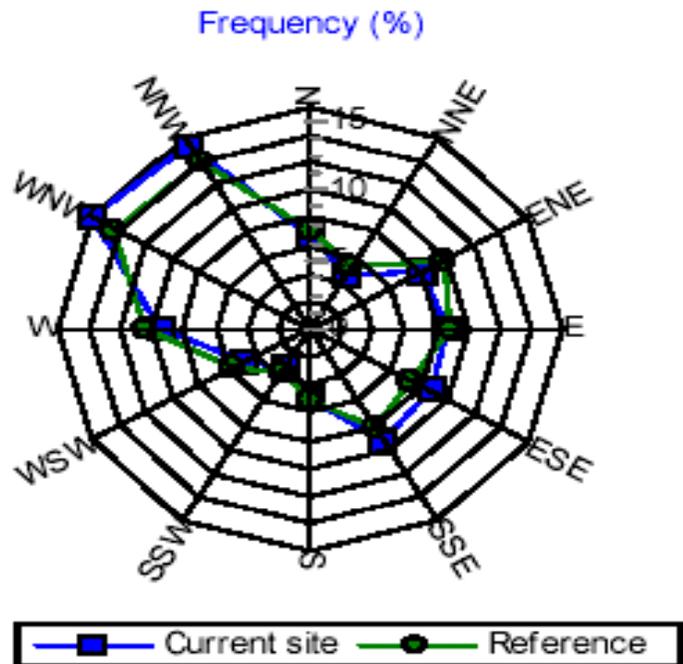
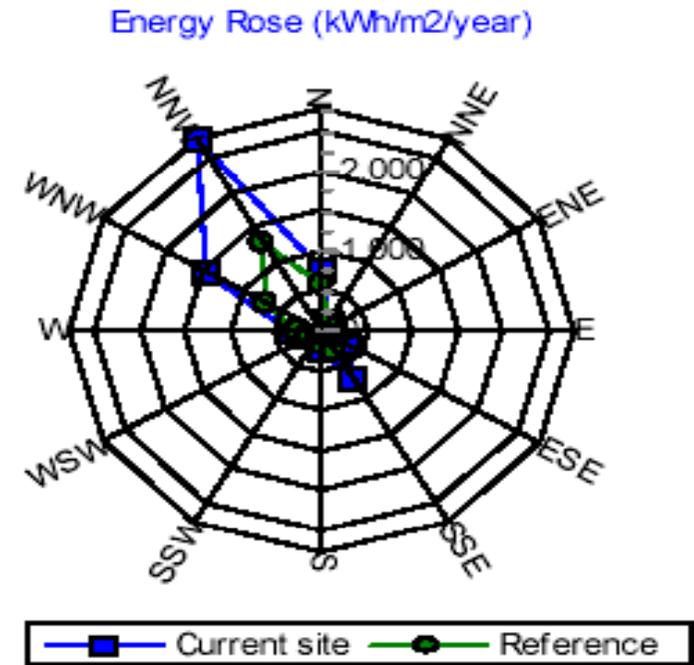
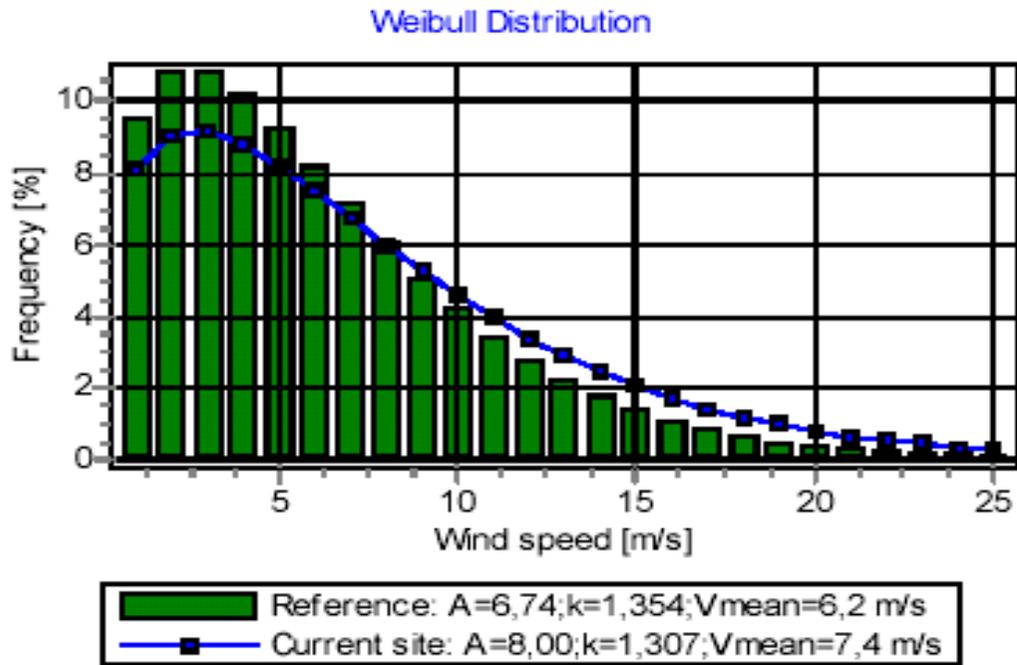


Impact of hills and obstacles vs. sector



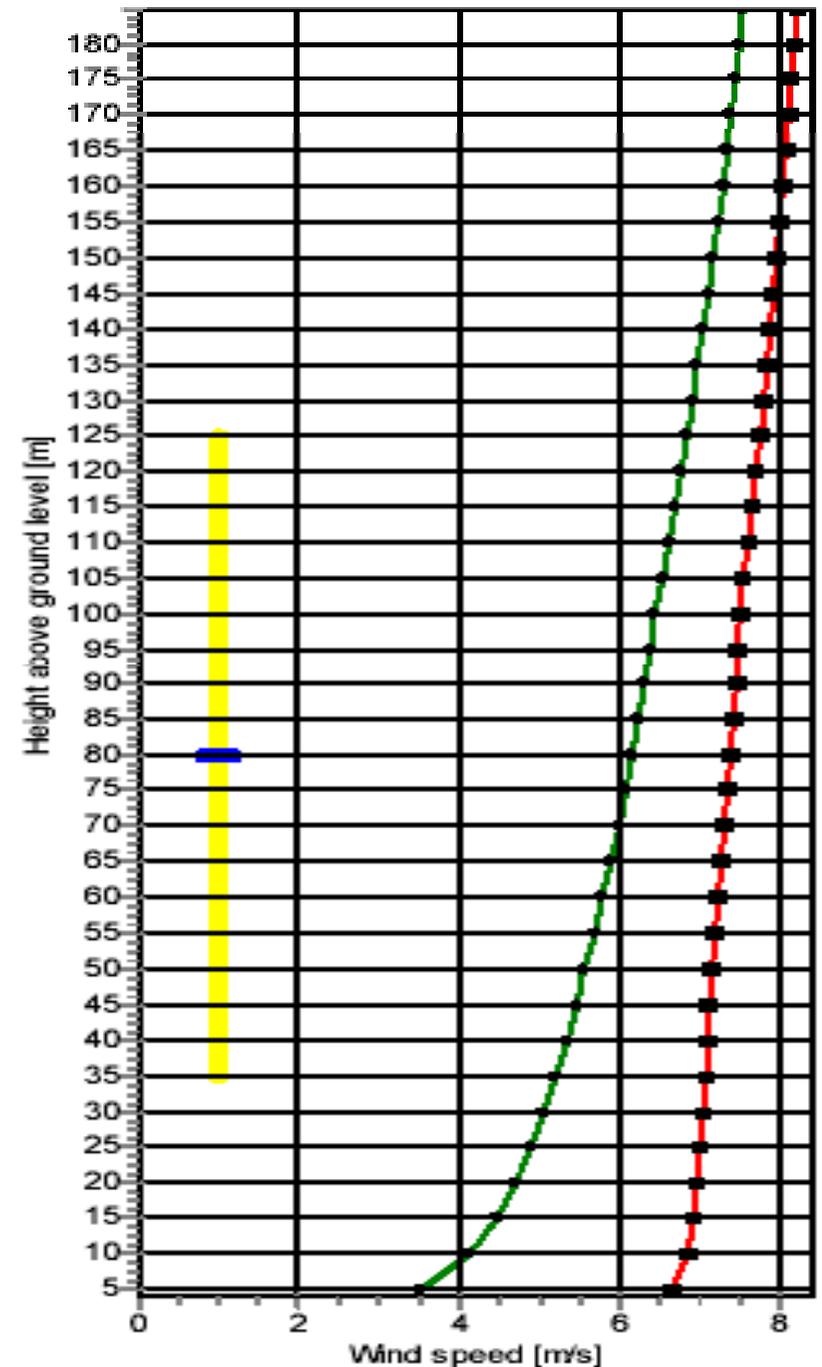
Hill
 Obstacle

Studio preliminare – risultati dell’elaborazione dei dati storici anemologici

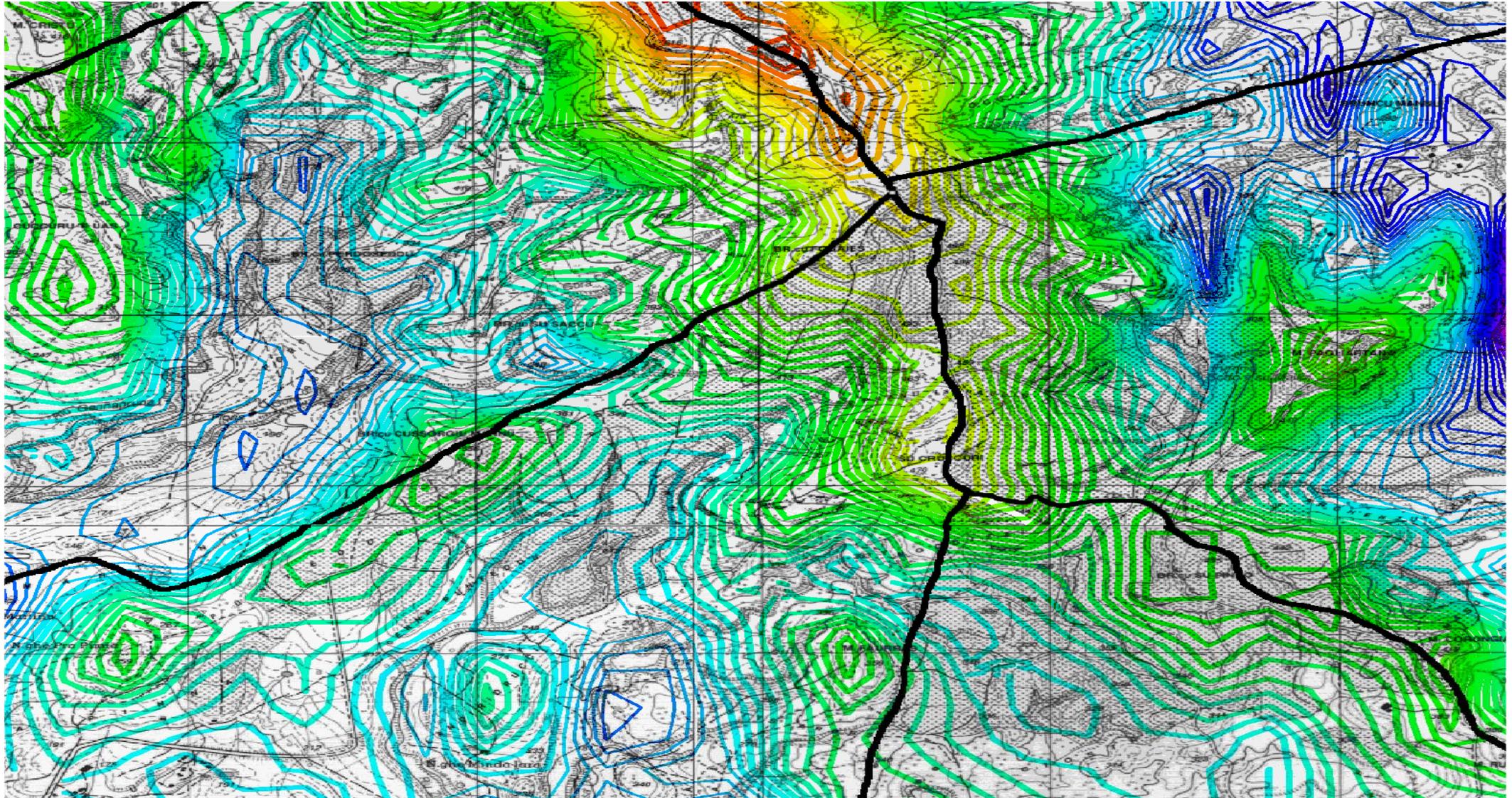


Studio preliminare – risultati dell’elaborazione dei dati storici anemologici

Height	Mean wind speed [m/s]	A-parameter [m/s]	k- parameter	Wind energy [kWh/m2]	Yield [MWh]	Yield change [MWh]	Orography [%]
5	6,7	6,7	1,02	4.927	5.515	-1.331	122,1
10	6,8	7,0	1,08	5.111	5.791	-1.054	86,1
15	6,9	7,2	1,11	5.217	5.947	-899	70,0
20	7,0	7,3	1,13	5.264	6.035	-811	59,5
25	7,0	7,3	1,14	5.282	6.090	-755	52,1
30	7,0	7,4	1,17	5.329	6.186	-660	47,0
35	7,1	7,5	1,19	5.362	6.261	-584	42,8
40	7,1	7,6	1,20	5.386	6.322	-524	39,3
45	7,1	7,6	1,22	5.401	6.375	-471	36,3
50	7,1	7,6	1,23	5.411	6.420	-425	33,8
55	7,2	7,7	1,25	5.463	6.509	-337	31,4
60	7,2	7,8	1,26	5.513	6.587	-259	29,3
65	7,3	7,8	1,28	5.552	6.659	-187	27,4
70	7,3	7,9	1,29	5.591	6.726	-120	25,7
75	7,3	8,0	1,30	5.626	6.788	-57	24,2
80	7,4	8,0	1,31	5.664	6.846	0	22,8
85	7,4	8,0	1,32	5.693	6.902	57	21,6
90	7,4	8,1	1,33	5.725	6.953	107	20,5
95	7,5	8,1	1,34	5.750	7.002	156	19,5
100	7,5	8,2	1,35	5.778	7.049	203	18,5
105	7,5	8,2	1,35	5.865	7.116	270	17,4
110	7,6	8,3	1,35	5.941	7.181	335	16,3
115	7,6	8,3	1,35	6.020	7.240	395	15,4
120	7,7	8,4	1,35	6.090	7.296	450	14,6
125	7,7	8,4	1,35	6.163	7.351	505	13,8
130	7,8	8,5	1,35	6.233	7.403	557	13,1
135	7,8	8,5	1,35	6.300	7.449	603	12,4
140	7,9	8,6	1,36	6.360	7.496	650	11,8
145	7,9	8,6	1,36	6.423	7.541	695	11,2
150	8,0	8,7	1,36	6.484	7.582	736	10,7
155	8,0	8,7	1,36	6.543	7.623	777	10,2
160	8,0	8,8	1,36	6.597	7.662	817	9,8
165	8,1	8,8	1,36	6.653	7.698	852	9,4
170	8,1	8,8	1,36	6.707	7.735	889	9,0
175	8,1	8,9	1,36	6.760	7.769	924	8,6
180	8,2	8,9	1,36	6.812	7.804	959	8,2
185	8,2	9,0	1,36	6.862	7.838	993	7,9
190	8,2	9,0	1,36	6.911	7.866	1.020	7,6
195	8,3	9,0	1,36	6.960	7.898	1.052	7,3
200	8,3	9,1	1,37	7.005	7.928	1.082	7,1



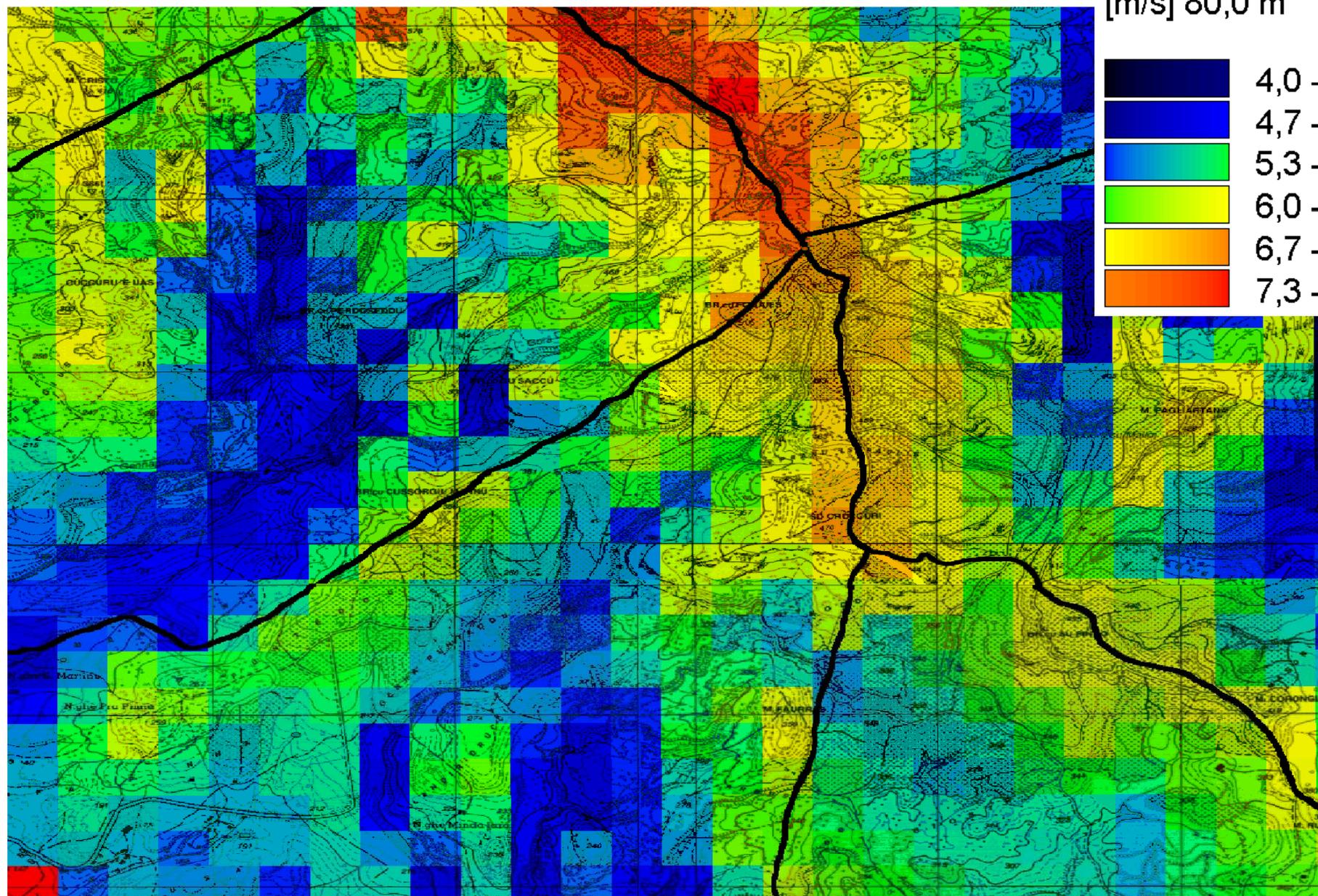
Rappresentazione delle velocità medie attraverso linee



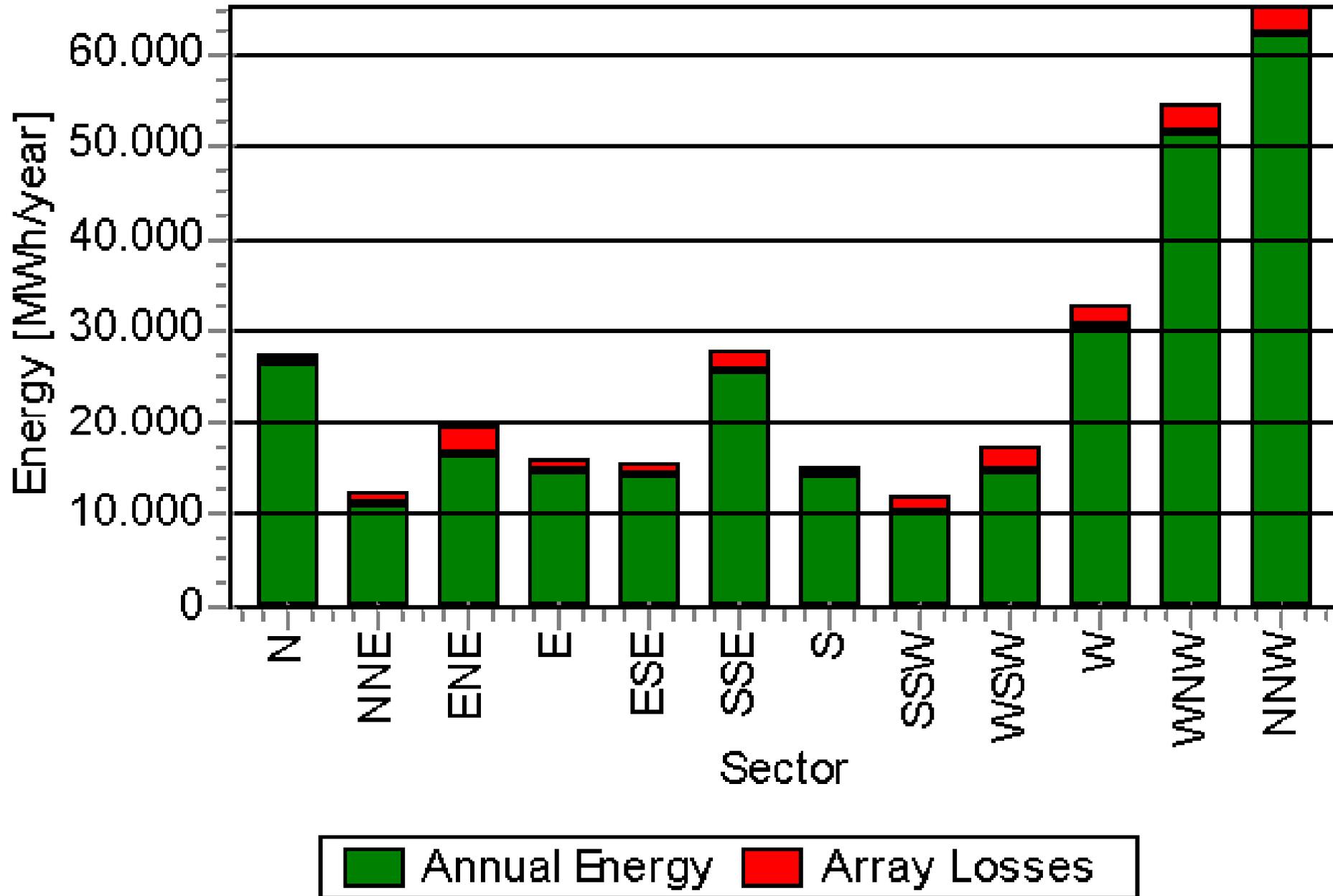
Isolines showing: Mean wind speed Height: 80,0



Mean wind speed
[m/s] 80,0 m



Energy vs. sector



Main Result for Windfarm Calculation

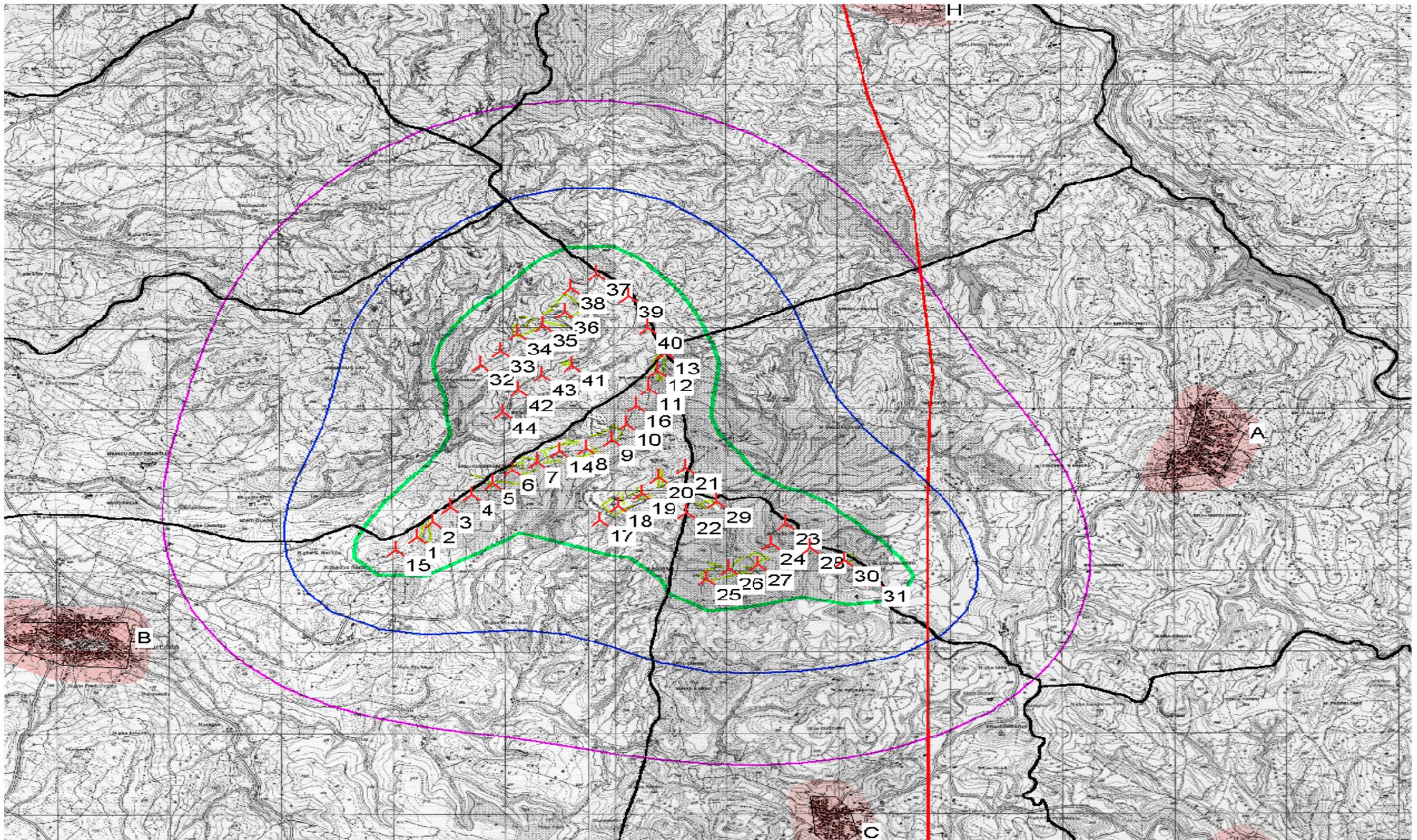
WTG combination	Windfarm energy [MWh]	Windfarm energy - 10 % [MWh]	Windfarm efficiency [%]	Mean WTG energy [MWh]	Capacity factor [%]
Windfarm	291.880,0	262.692,0	92,7	6.633,6	32,9

Directional Analysis

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	25.653,1	9.287,4	13.984,5	11.182,5	11.019,4	23.601,8	12.853,0	9.926,8	13.283,7	24.125,5	45.122,2	60.162,6	260.202,6
+Increase due to hills	[MWh]	2.087,3	3.085,3	5.347,4	4.806,1	4.390,8	4.167,4	2.057,3	2.048,6	3.875,0	8.524,5	9.281,8	5.091,1	54.762,7
-Decrease due to array losses	[MWh]	1.263,1	1.415,4	2.765,9	1.189,4	1.278,8	2.070,5	881,4	1.615,7	2.385,9	1.987,3	2.969,6	3.262,3	23.085,3
Resulting energy	[MWh]	26.477,3	10.957,3	16.566,1	14.799,2	14.131,3	25.698,7	14.028,9	10.359,8	14.772,8	30.662,7	51.434,5	61.991,4	291.880,1
Specific energy	[kWh/m ²]													1.043
Specific energy	[kWh/kW]													2.884
Increase due to hills	[%]	8,1	33,2	38,2	43,0	39,8	17,7	16,0	20,6	29,2	35,3	20,6	8,5	21,0
Decrease due to array losses	[%]	4,6	11,4	14,3	7,4	8,3	7,5	5,9	13,5	13,9	6,1	5,5	5,0	7,3
Utilization	[%]	11,2	13,4	19,8	21,6	18,2	19,7	17,9	18,4	15,3	18,0	13,6	11,6	14,6
Operational	[Hours/year]	478	362	651	628	526	533	342	258	384	723	971	898	6.752
Full Load Equivalent	[Hours/year]	262	108	164	146	140	254	139	102	146	303	508	613	2.884

*) Influence of array losses and regional correction factor not included

Controllo dell'emissione acustica

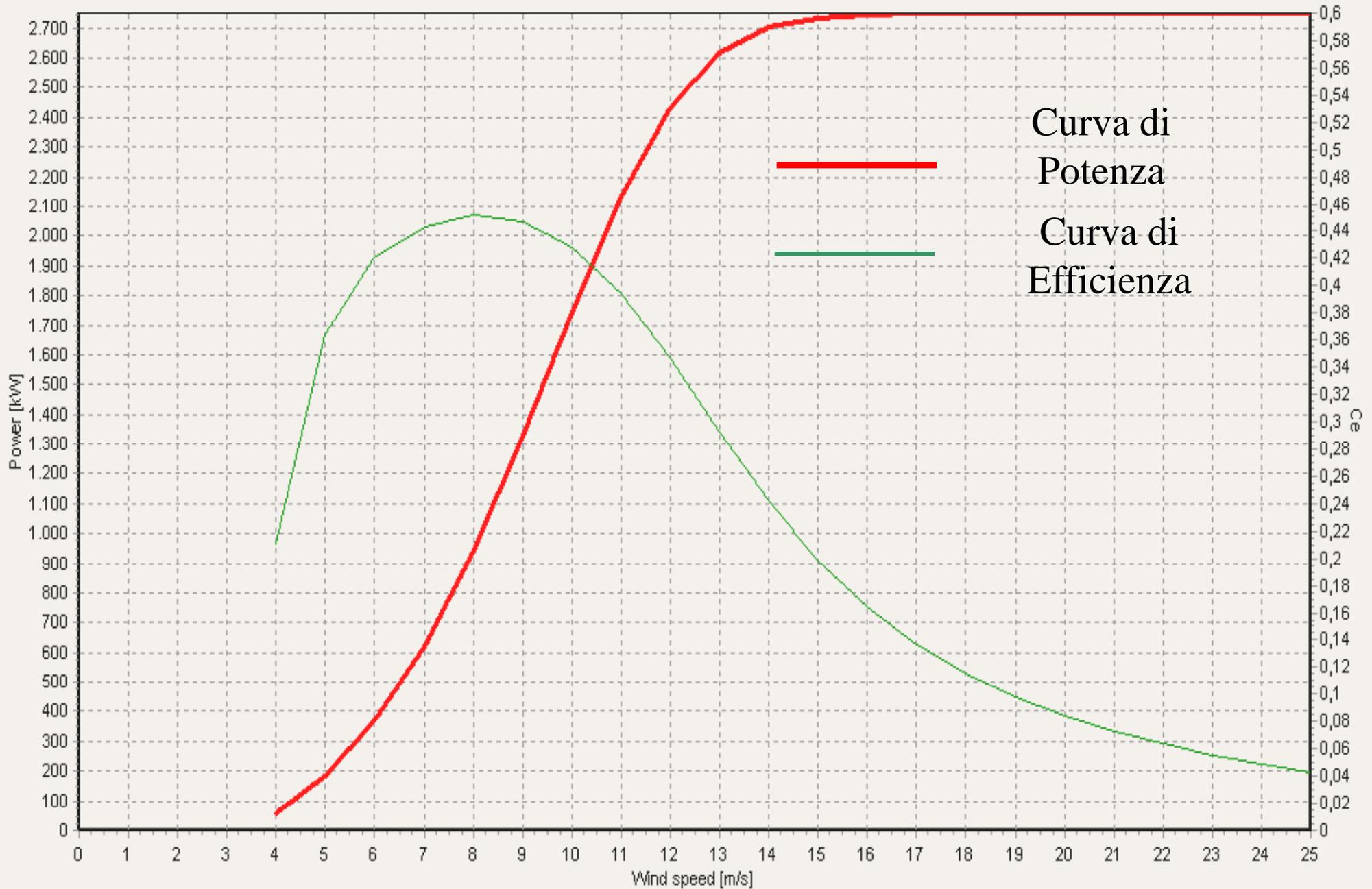


 New WTG  Noise sensitive area
Height above sea level from active line object

 25 dB(A)  35 dB(A)  45 dB(A)  55 dB(A)  65 dB(A)

Curve di Potenza e di Efficienza

Man. 09-2002



Manufacturer NEG MICON

Type/Version NM92/2750

Rated power 2750,0 kW

Secondary generator kW

Rotor diameter 92,0 m

Tower IO! Tubular

Country (origin) Denmark

Blade type LM 44.8

Generator types One generator

Rated 14,2 rpm

Initial rpm

Default hub height 70,0 m

Alternative hub heights (m) 77,6

0,0

0,0

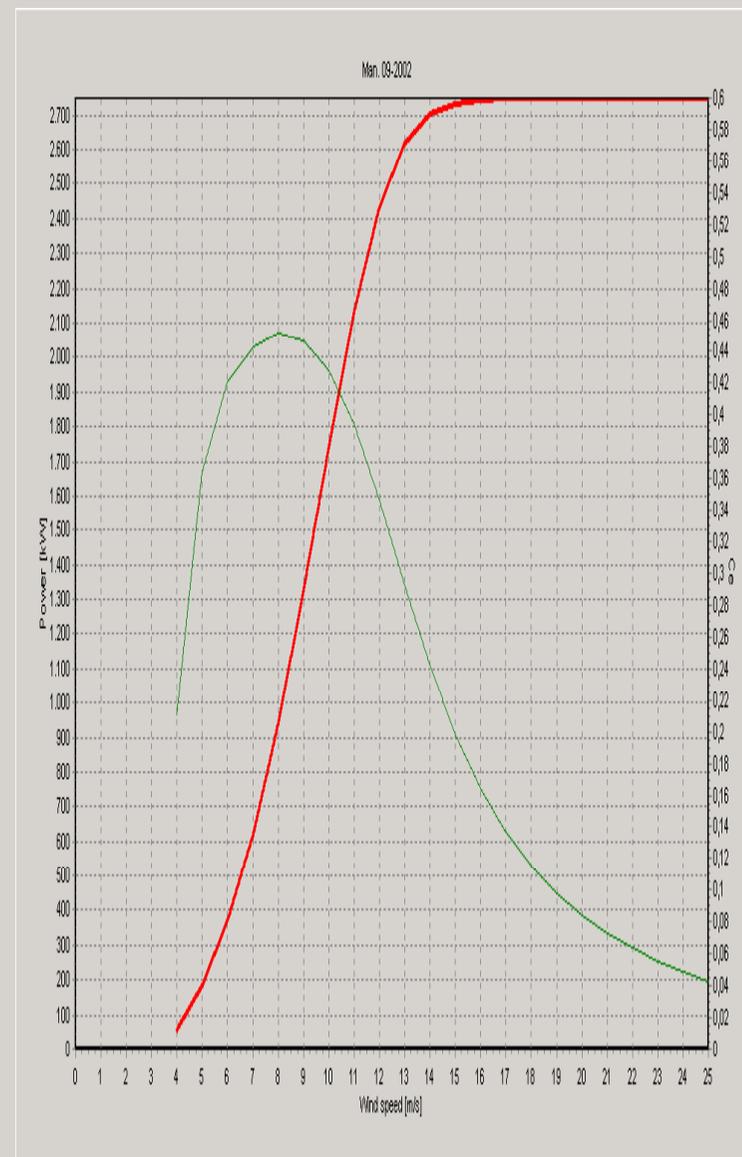
0,0

Valid

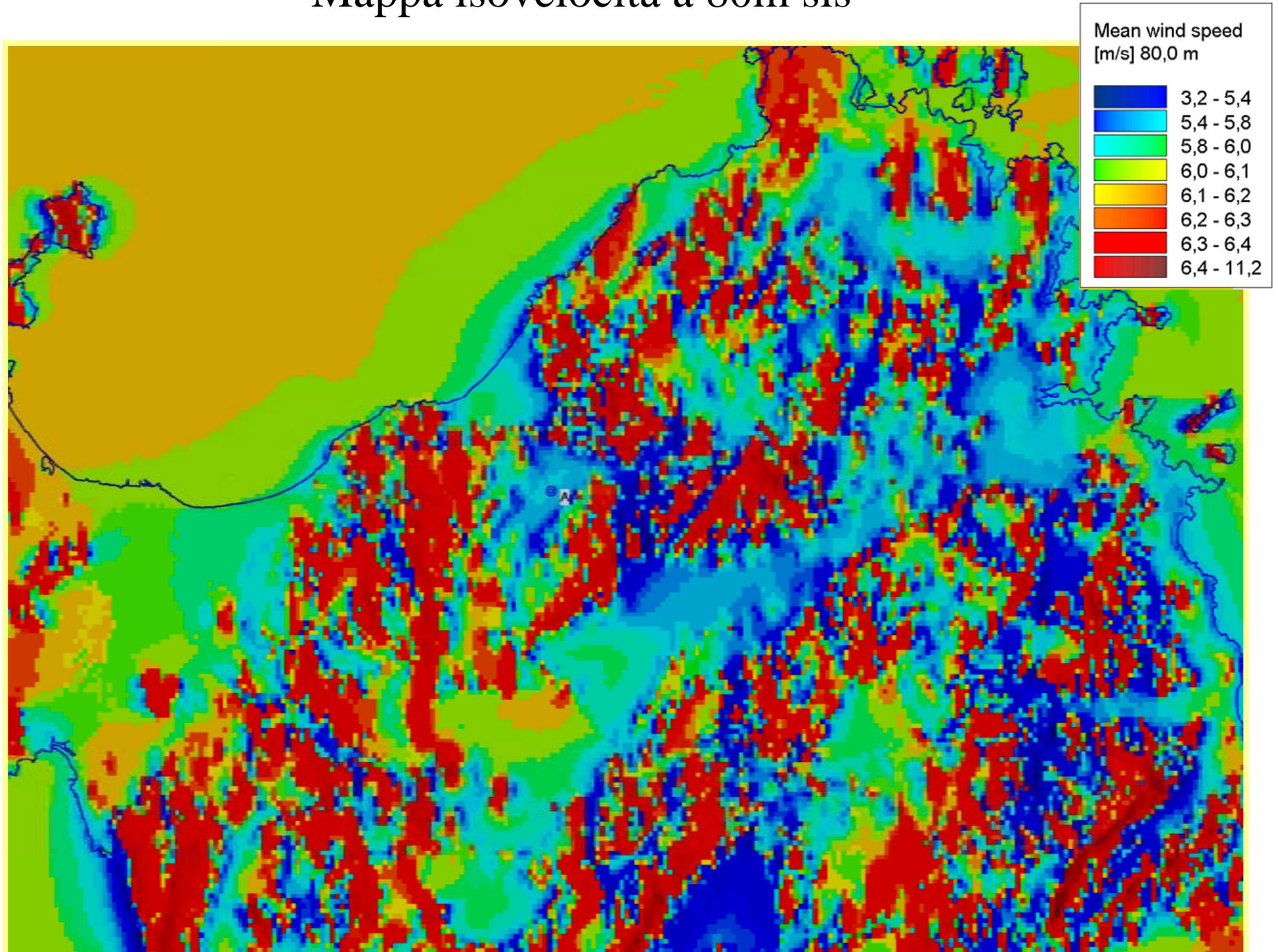
Remarks

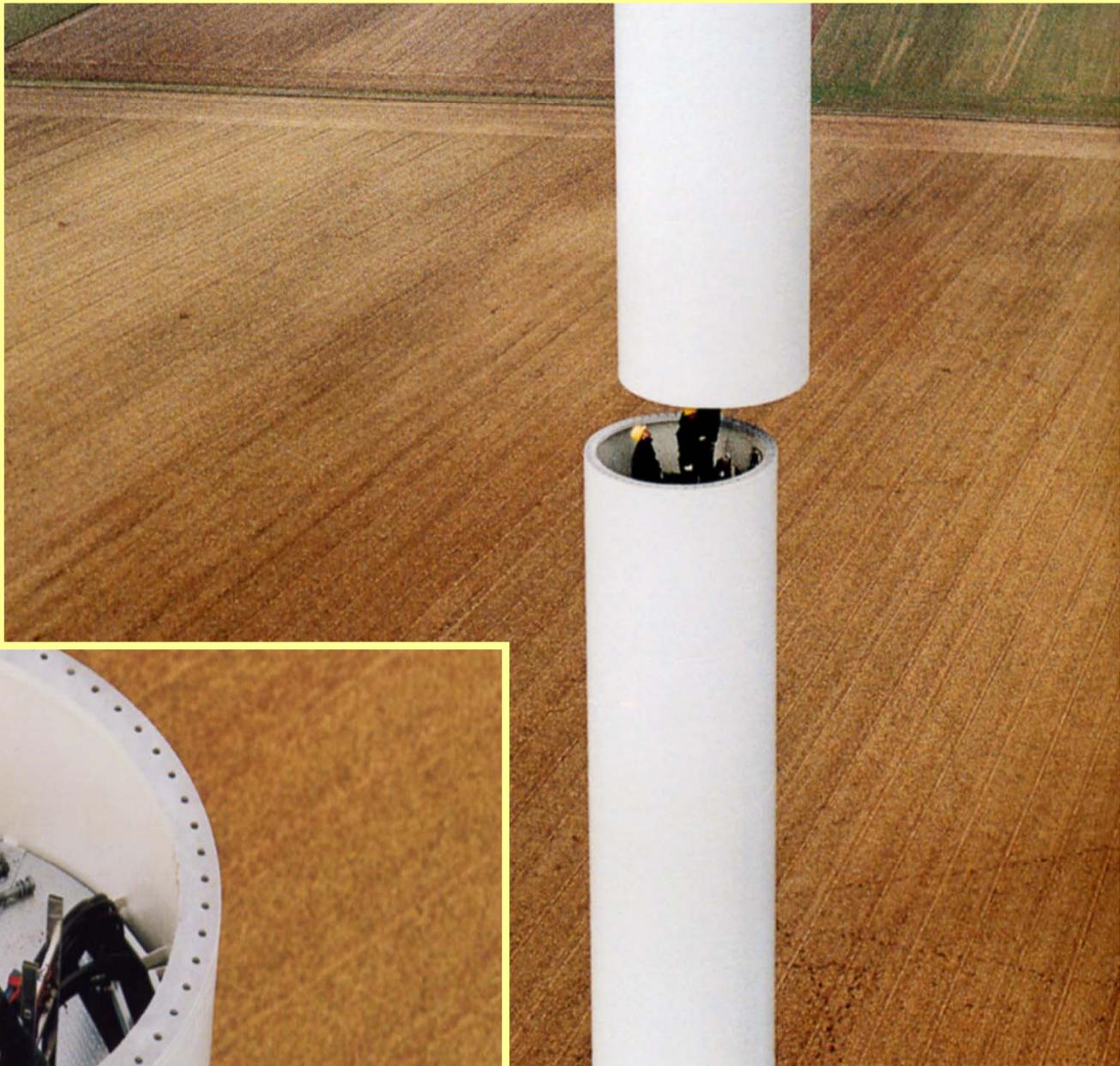
Load picture

Remove picture



Mappa isovelocità a 80m sls



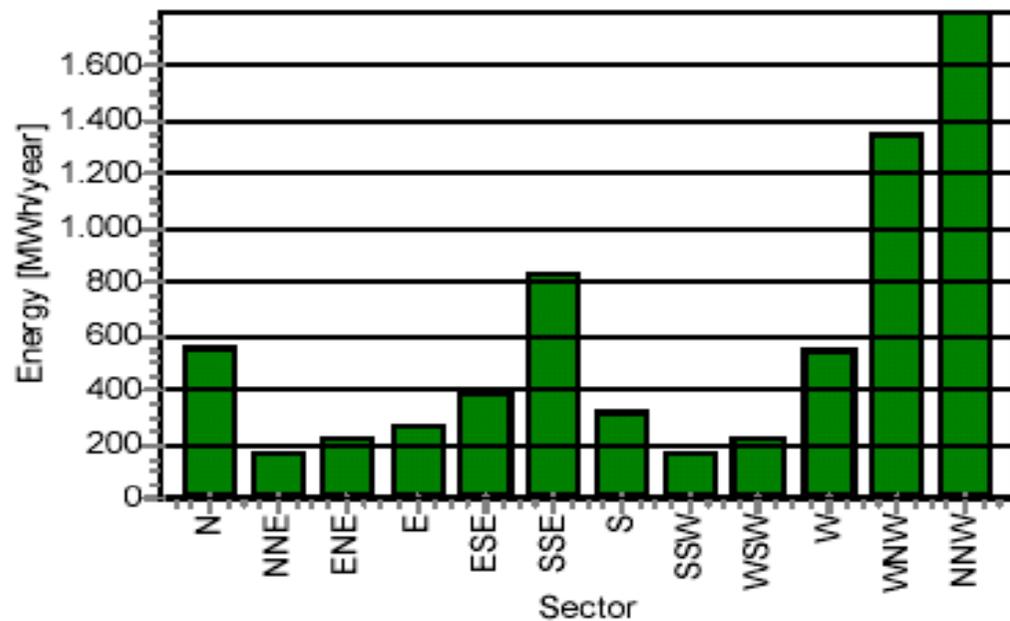


Occupazione del territorio

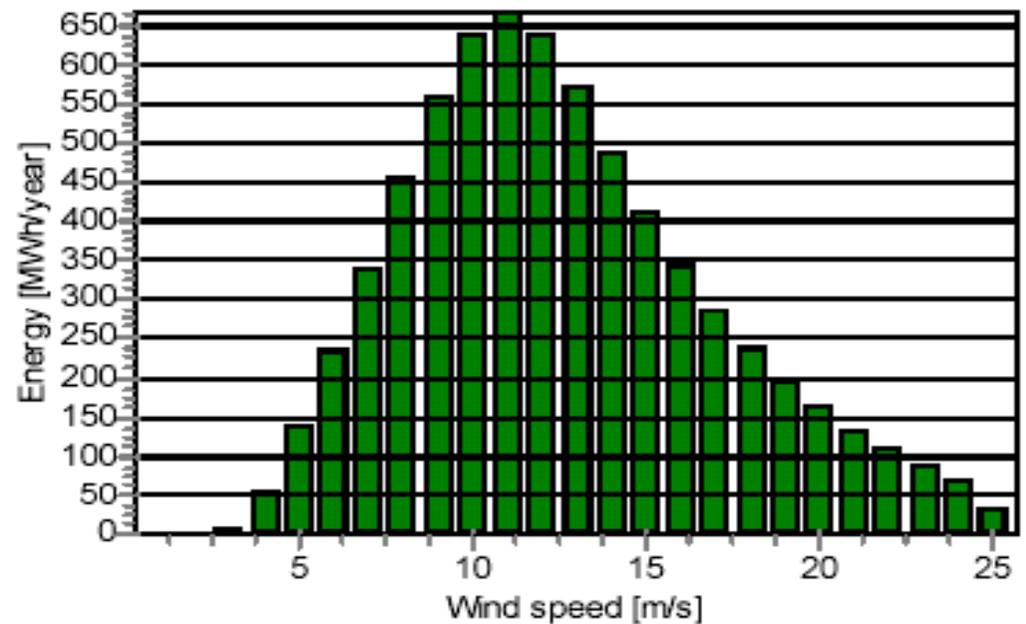


Studio preliminare – risultati dell’elaborazione dei dati storici anemologici

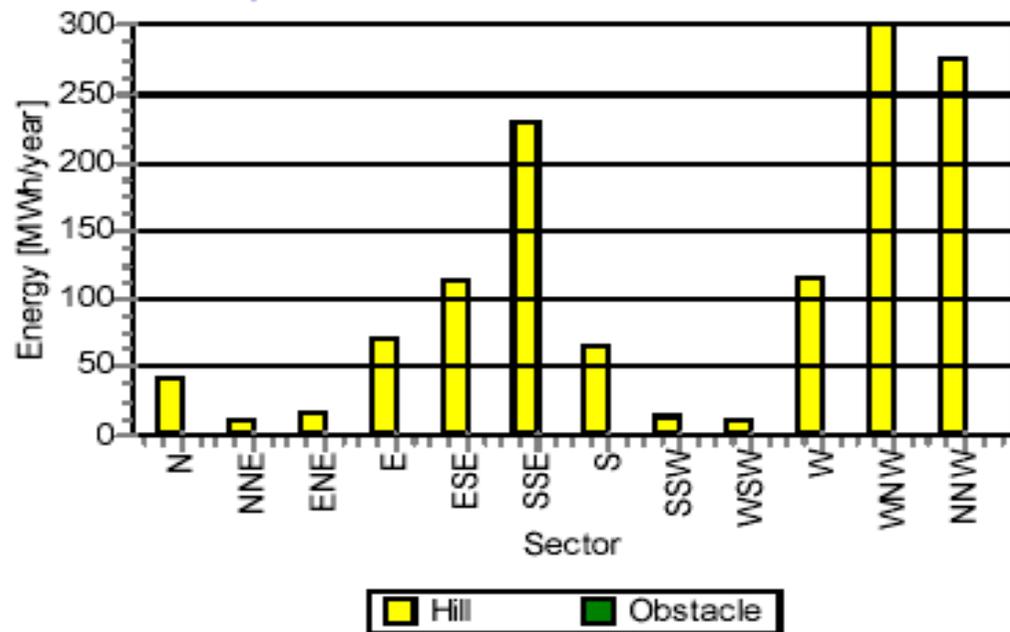
Energy vs. sector



Energy vs. wind speed



Impact of hills and obstacles vs. sector



Controllo dell'efficienza del parco e della produzione media attesa

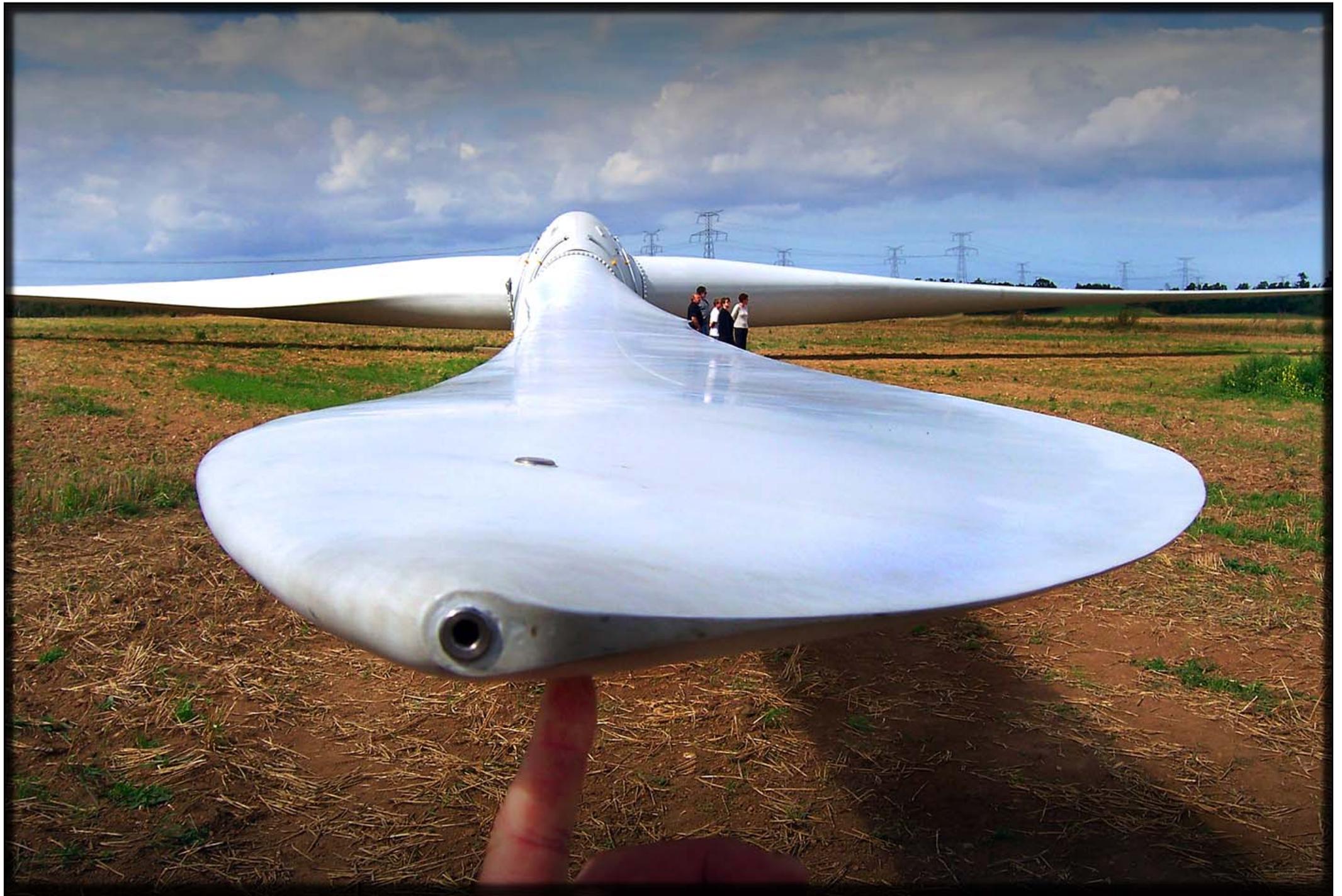
Main Result for Windfarm Calculation

WTG combination	Windfarm energy [MWh]	Windfarm energy - 10 % [MWh]	Windfarm efficiency [%]	Mean WTG energy [MWh]	Capacity factor [%]
Windfarm	291.880,0	262.692,0	92,7	6.633,6	32,9

Directional Analysis

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	25.653,1	9.287,4	13.984,5	11.182,5	11.019,4	23.601,8	12.853,0	9.926,8	13.283,7	24.125,5	45.122,2	60.162,6	260.202,6
+Increase due to hills	[MWh]	2.087,3	3.085,3	5.347,4	4.806,1	4.390,8	4.167,4	2.057,3	2.048,6	3.875,0	8.524,5	9.281,8	5.091,1	54.762,7
-Decrease due to array losses	[MWh]	1.263,1	1.415,4	2.765,9	1.189,4	1.278,8	2.070,5	881,4	1.615,7	2.385,9	1.987,3	2.969,6	3.262,3	23.085,3
Resulting energy	[MWh]	26.477,3	10.957,3	16.566,1	14.799,2	14.131,3	25.698,7	14.028,9	10.359,8	14.772,8	30.662,7	51.434,5	61.991,4	291.880,1
Specific energy	[kWh/m ²]													1.043
Specific energy	[kWh/kW]													2.884
Increase due to hills	[%]	8,1	33,2	38,2	43,0	39,8	17,7	16,0	20,6	29,2	35,3	20,6	8,5	21,0
Decrease due to array losses	[%]	4,6	11,4	14,3	7,4	8,3	7,5	5,9	13,5	13,9	6,1	5,5	5,0	7,3
Utilization	[%]	11,2	13,4	19,8	21,6	18,2	19,7	17,9	18,4	15,3	18,0	13,6	11,6	14,6
Operational	[Hours/year]	478	362	651	628	526	533	342	258	384	723	971	898	6.752
Full Load Equivalent	[Hours/year]	262	108	164	146	140	254	139	102	146	303	508	613	2.884

*) Influence of array losses and regional correction factor not included









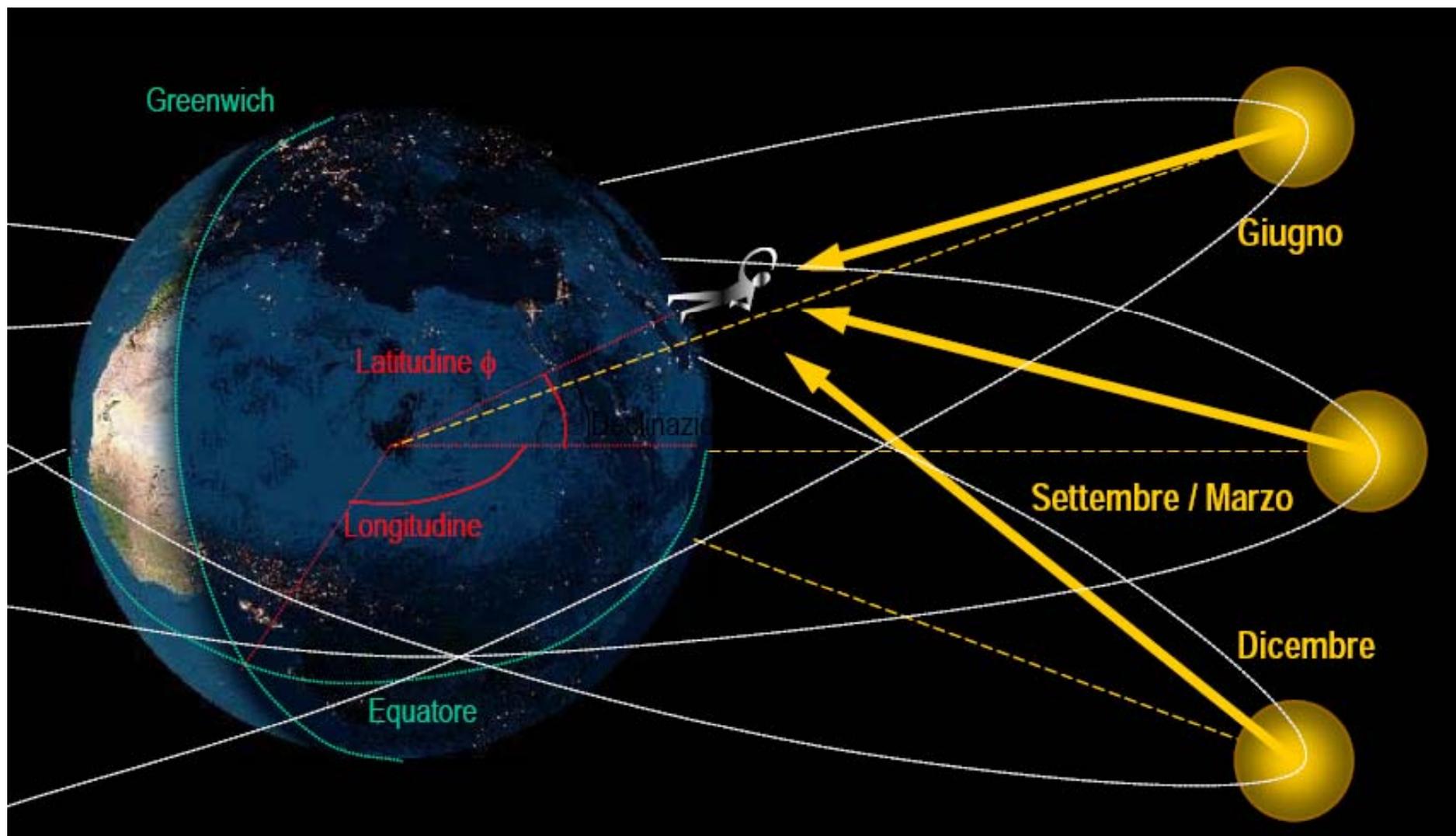


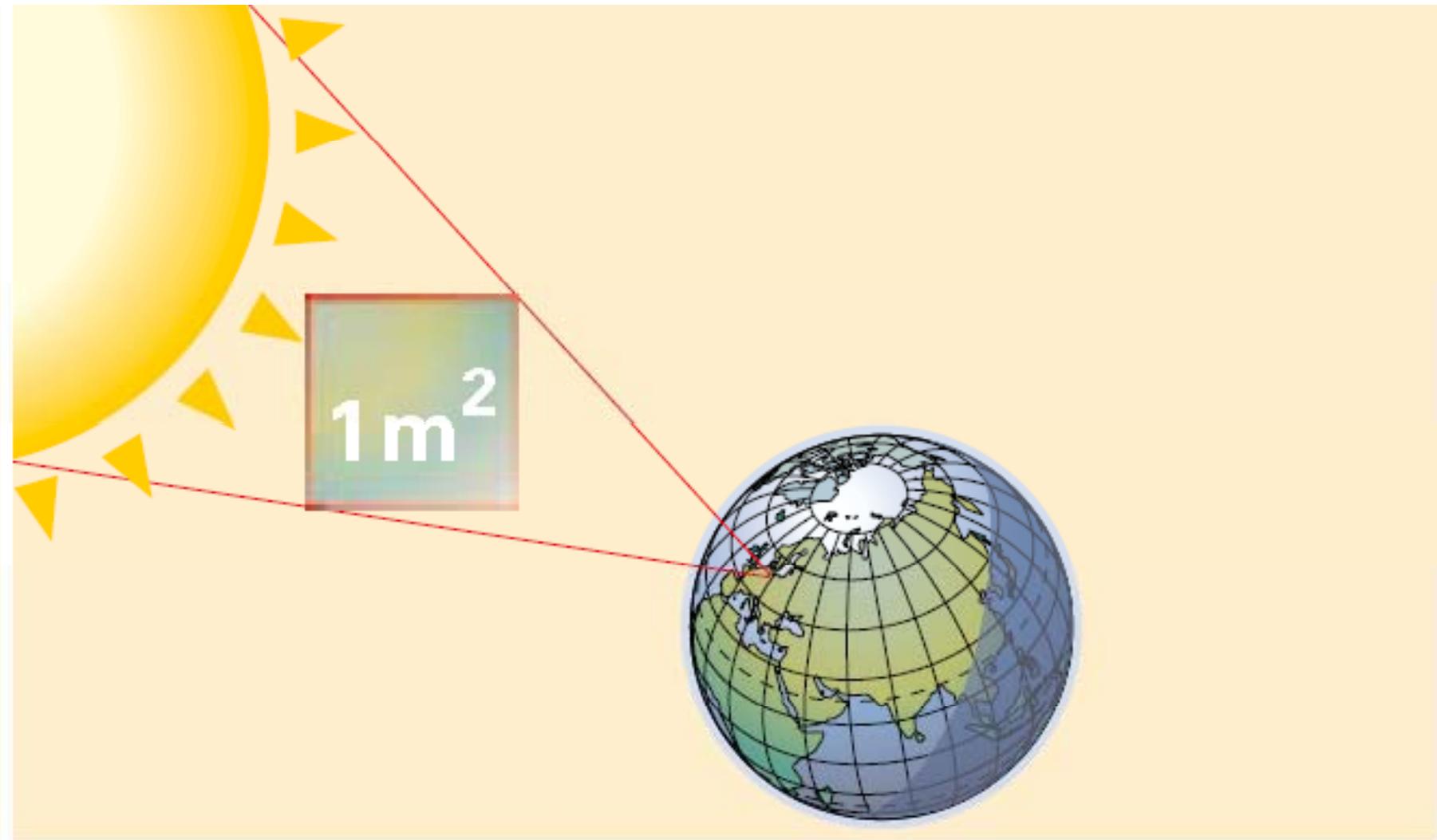






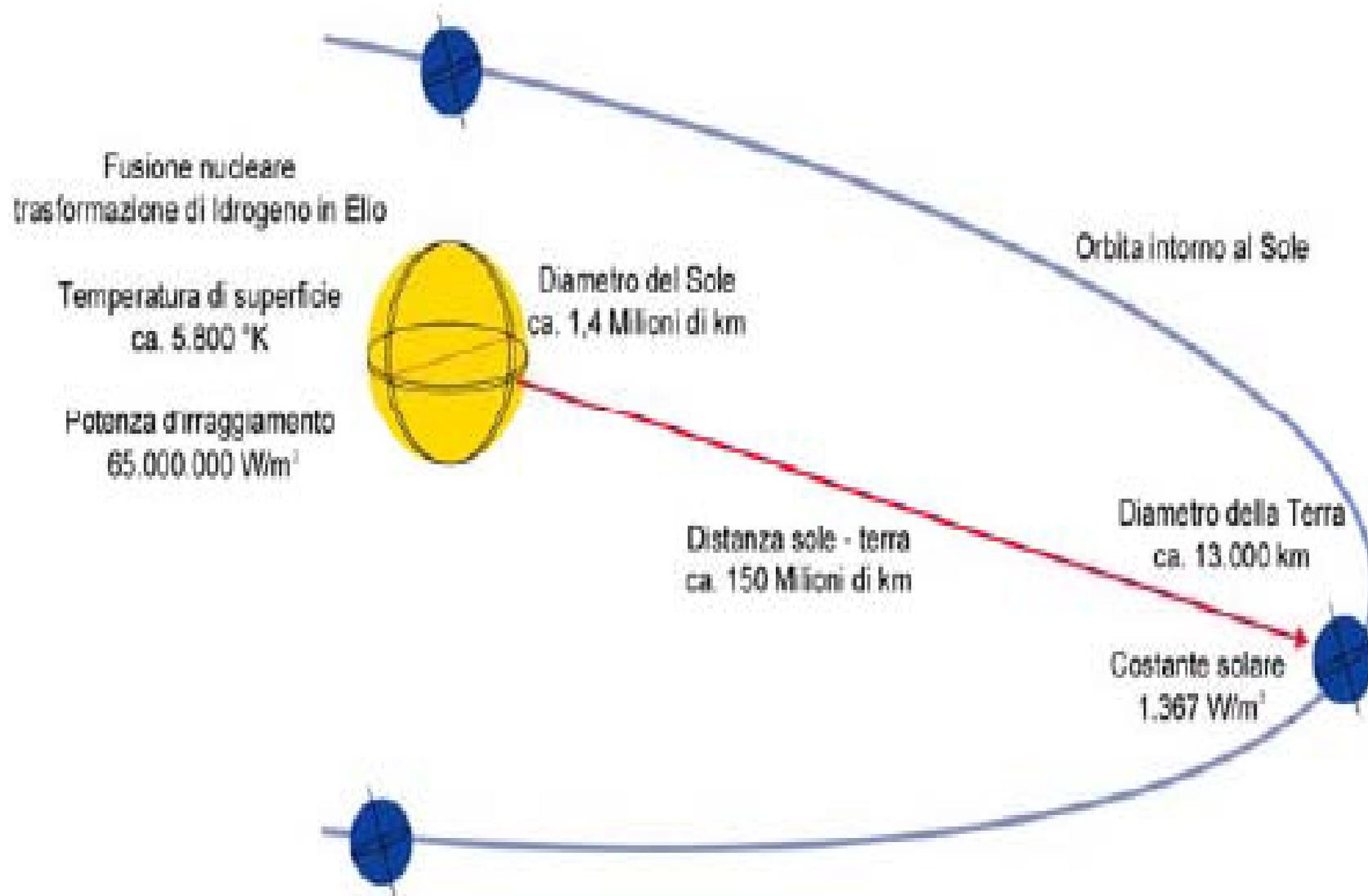
L' ENERGIA SOLARE





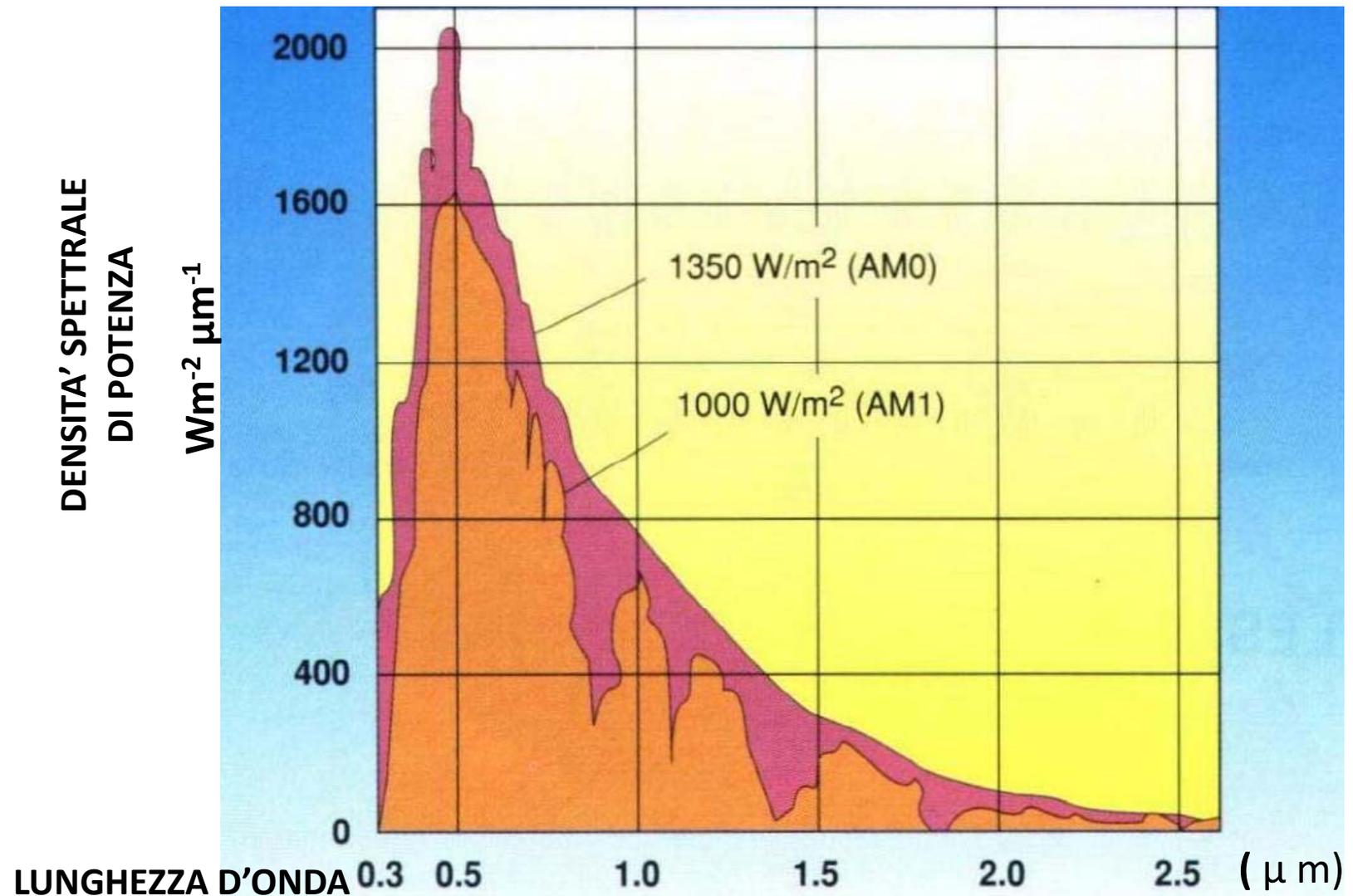
1.367 W/m² di emissioni di radiazioni all'impatto con l'atmosfera terrestre

Il sistema solare

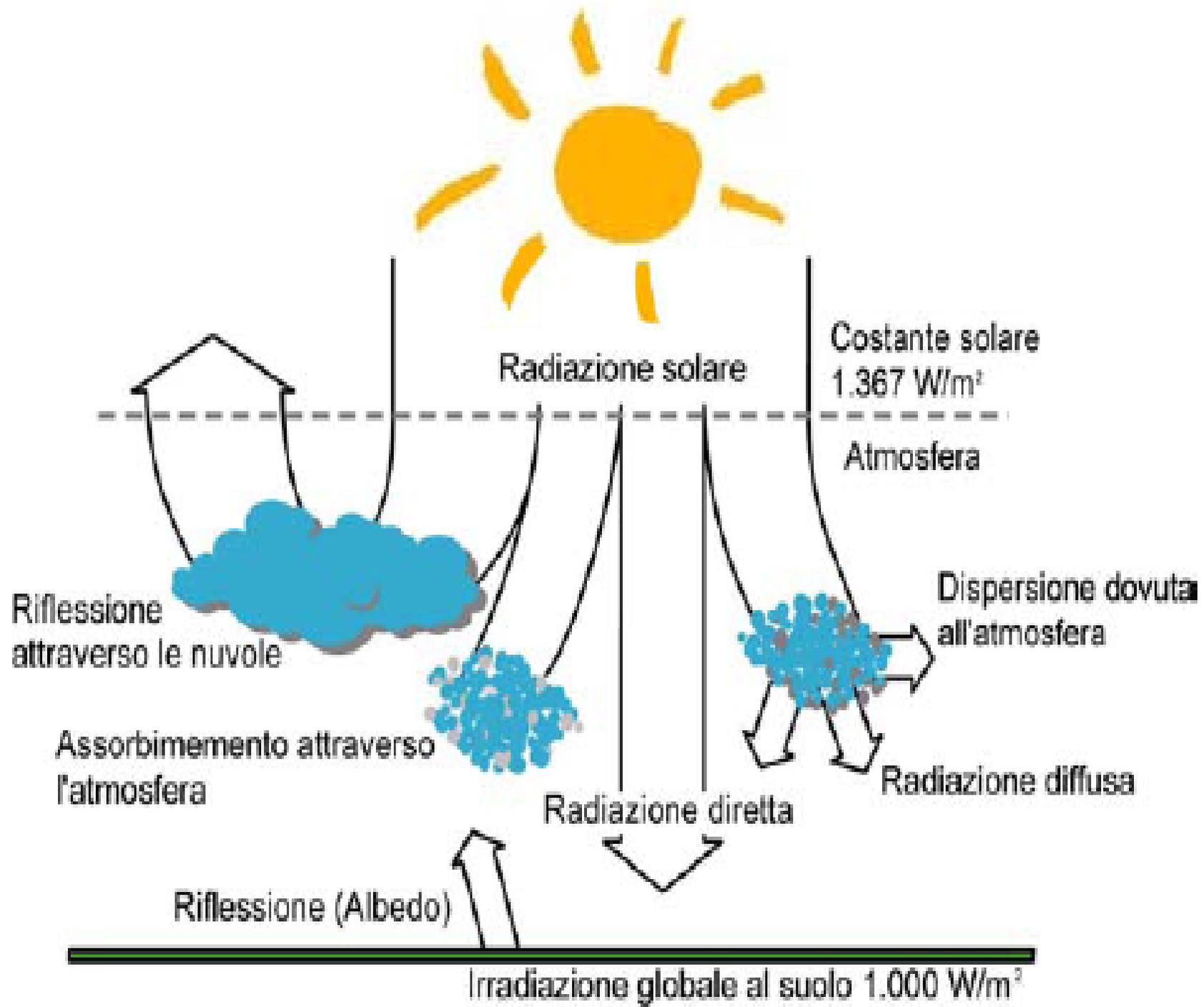


DEFINIZIONI

1. **Radiazione solare.** L'energia elettromagnetica emessa dal sole.
2. **Densità di potenza**
 - MASSIMA fuori dell'atmosfera terrestre 1350 W/m^2
 - sulla superficie terrestre 1000 W/m^2
3. **Lunghezza d'onda** della radiazione solare da $0,3$ a $2,5 \mu\text{m}$. Picco massimo $0,5 \mu\text{m}$



Radiazione solare al suolo



Spettro della radiazione solare

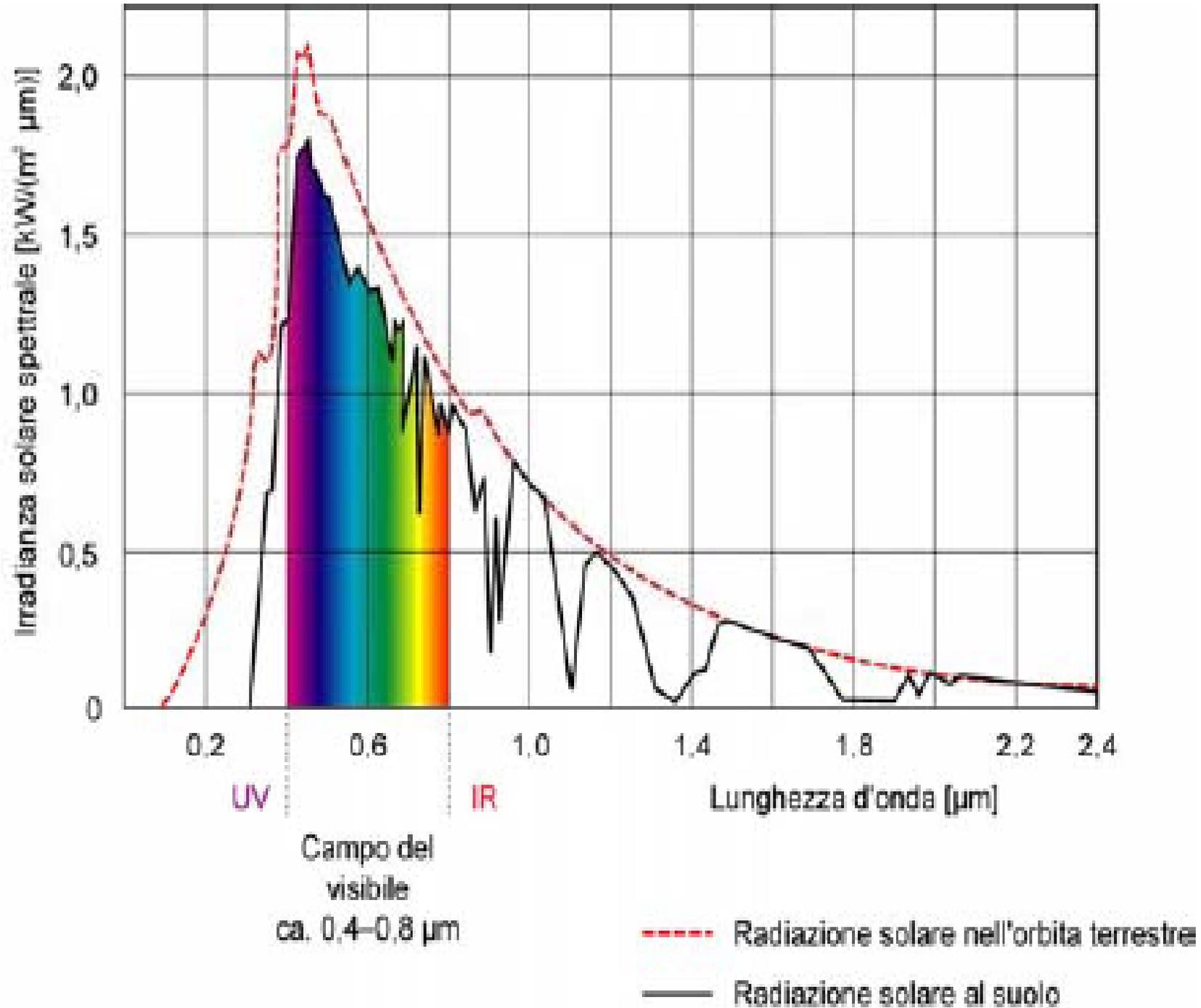
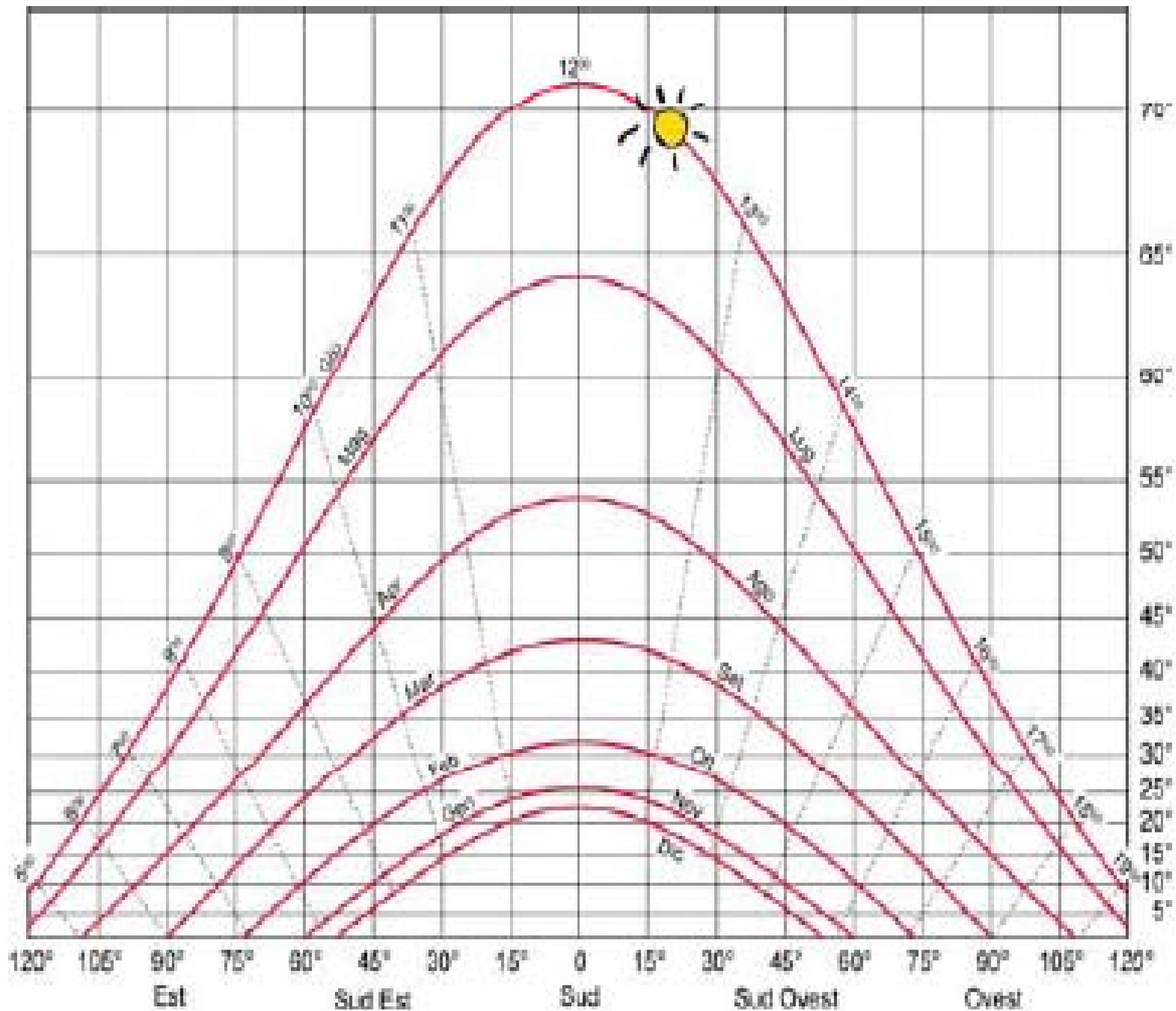
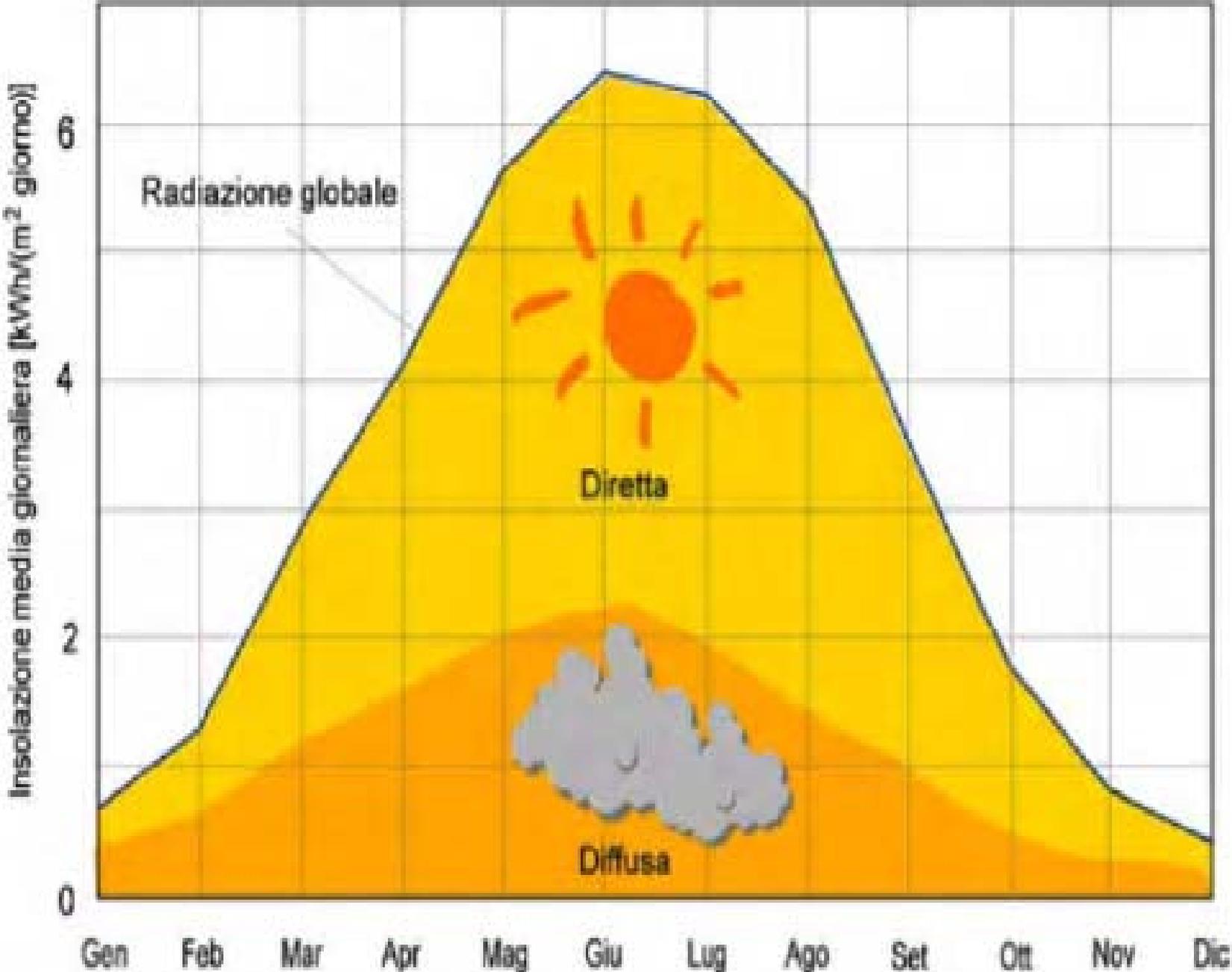


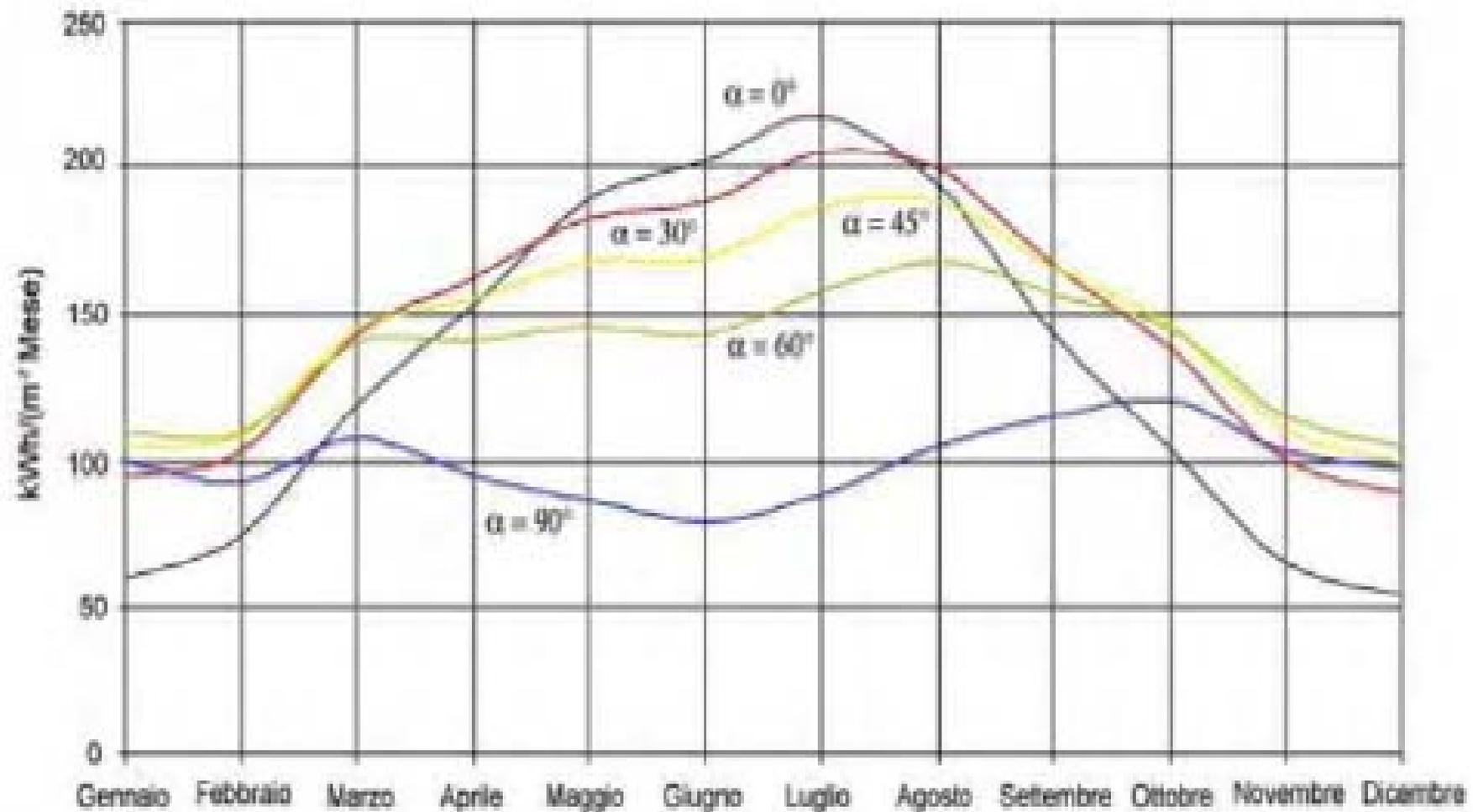
Diagramma delle traiettorie del sole

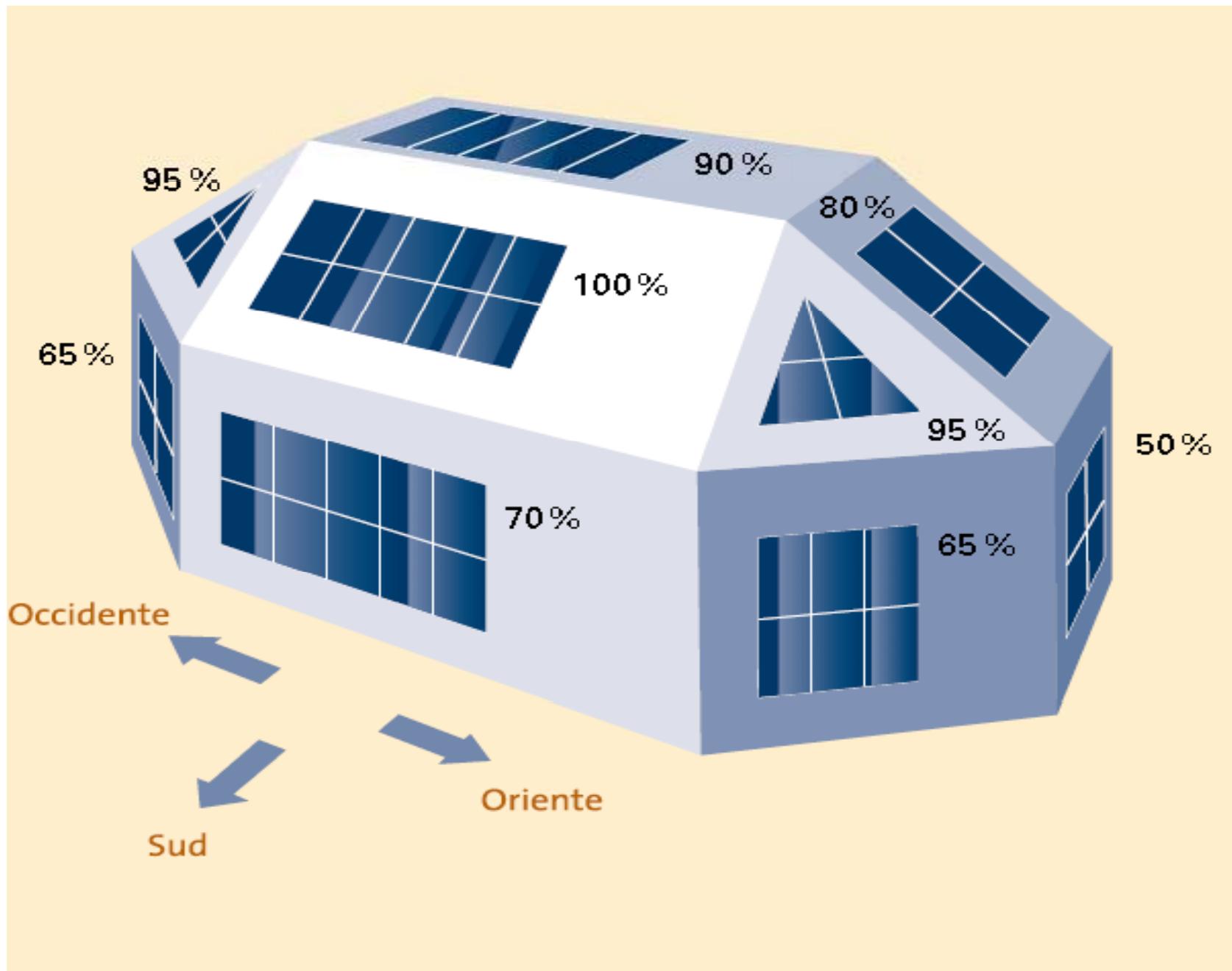


Radiazione solare diretta e diffusa



Andamento annuale della radiazione globale su superfici inclinate





DISPONIBILITA'

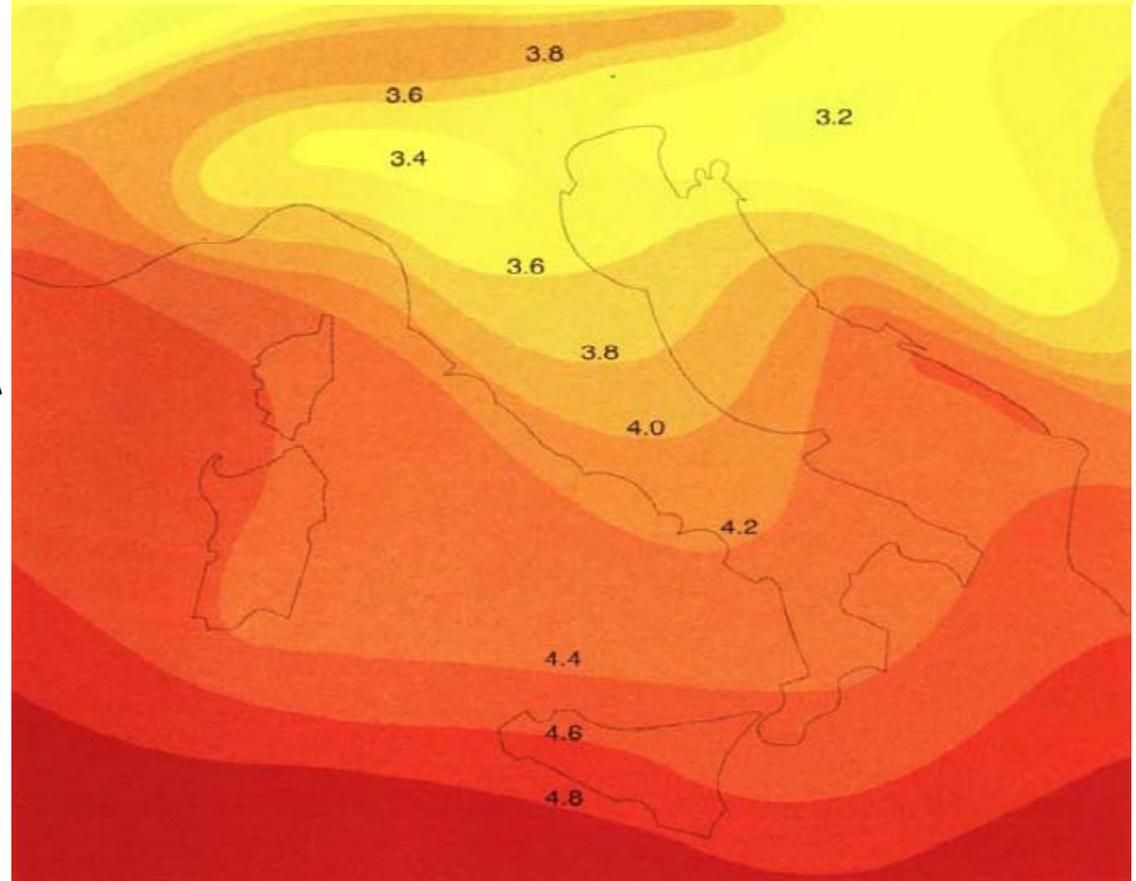
La radiazione solare raccolta al suolo dipende

- ✓ dalle condizioni meteorologiche ed atmosferiche
- ✓ dall'angolo formato tra la radiazione incidente e la superficie al suolo

Disponibilità dati

- ✓ norma UNI 10349
- ✓ mappe isoradiazione ENEA

Mappa isoradiazione per l'Italia
(valore giornaliero medio annuale in kWh/m²)



Determinazione della radiazione solare su una superficie inclinata

- ✓ norma UNI 8477/1

L'irradianza totale media giornaliera sul piano inclinato si ottiene dalla UNI 8477/1 come:

$$\bar{H}_T = \bar{H}_{Th} \cdot \left[\left(1 - \frac{\bar{H}_{dh}}{\bar{H}_{Th}} \right) \cdot \bar{R}_b + \frac{\bar{H}_{dh}}{\bar{H}_{Th}} \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right]$$

Dove $\bar{R}_b = \frac{T(\omega'' - \omega') + U(\sin \omega'' - \sin \omega') - V(\cos \omega'' - \cos \omega')}{2(T_h \omega_s + U_h \omega_s)}$

$$\bar{H}_{Th} = \bar{H}_{bh} + \bar{H}_{dh}$$

È il fattore angolare diretto medio giornaliero funzione degli angoli orari di alba e tramonto della superficie, w' e w'' , e delle funzioni

$$T = \sin \delta \cdot (\sin \phi \cos \beta - \cos \phi \sin \beta \cos \gamma)$$

$$U = \cos \delta \cos \phi \cos \beta + \sin \phi \sin \beta \cos \gamma$$

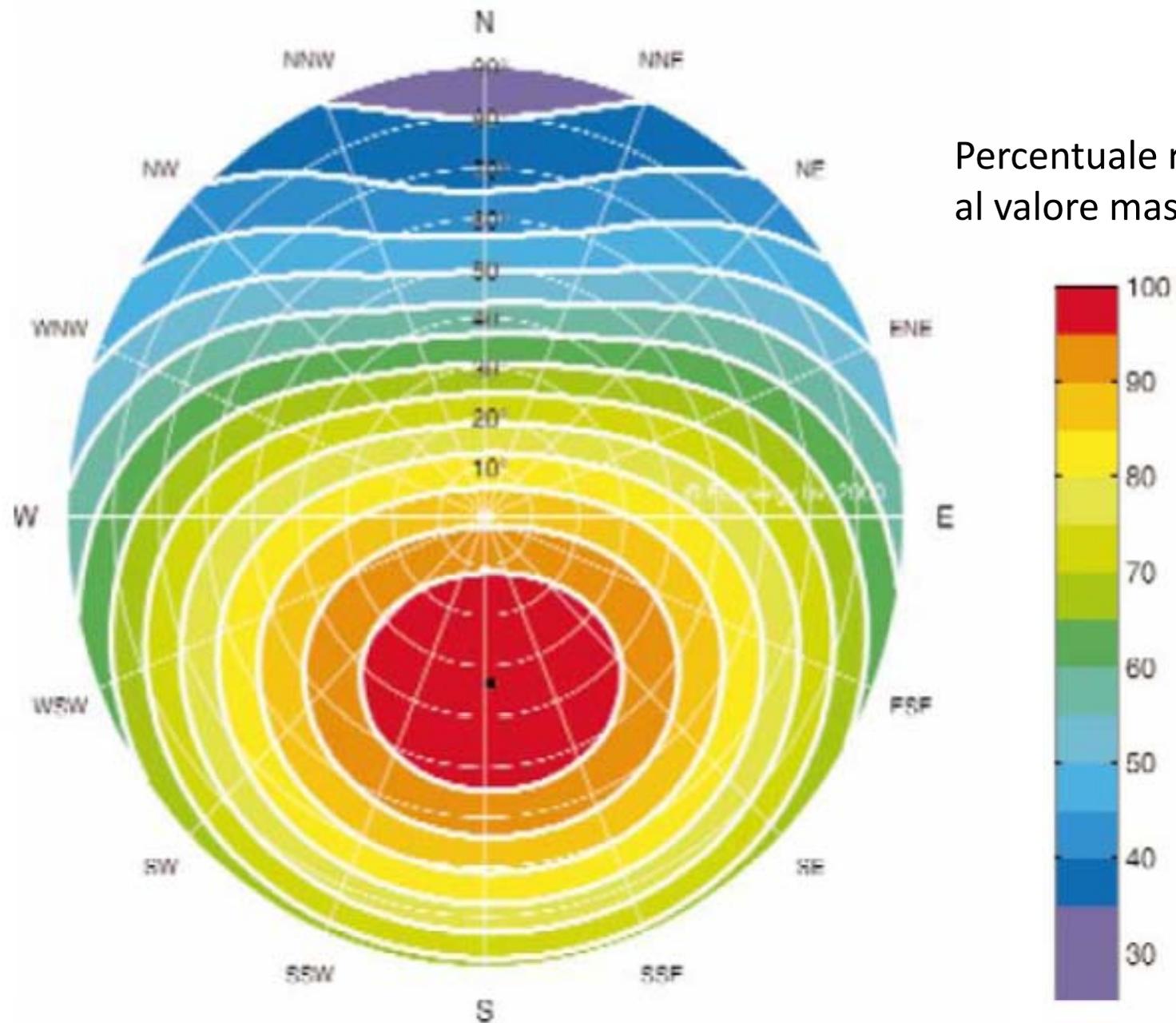
$$V = \sin \beta \sin \gamma$$

$$T_h = \sin \delta \sin \phi$$

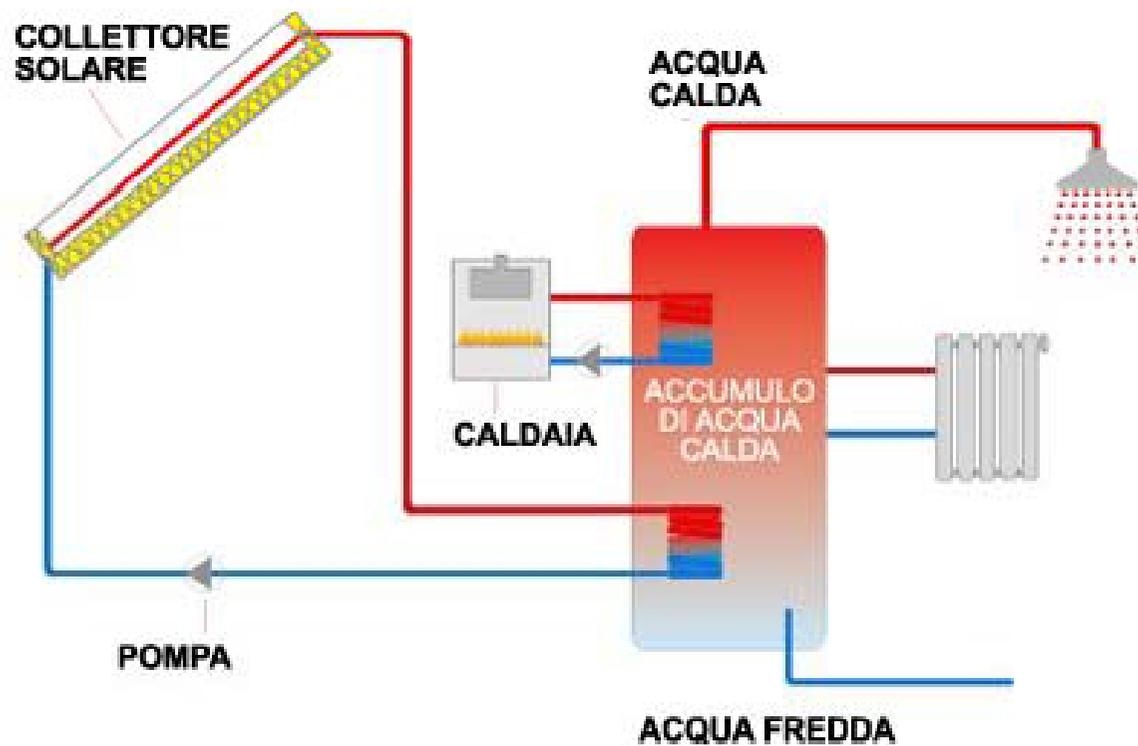
$$U_h = \cos \delta \cos \phi$$

RADIAZIONE SOLARE GLOBALE

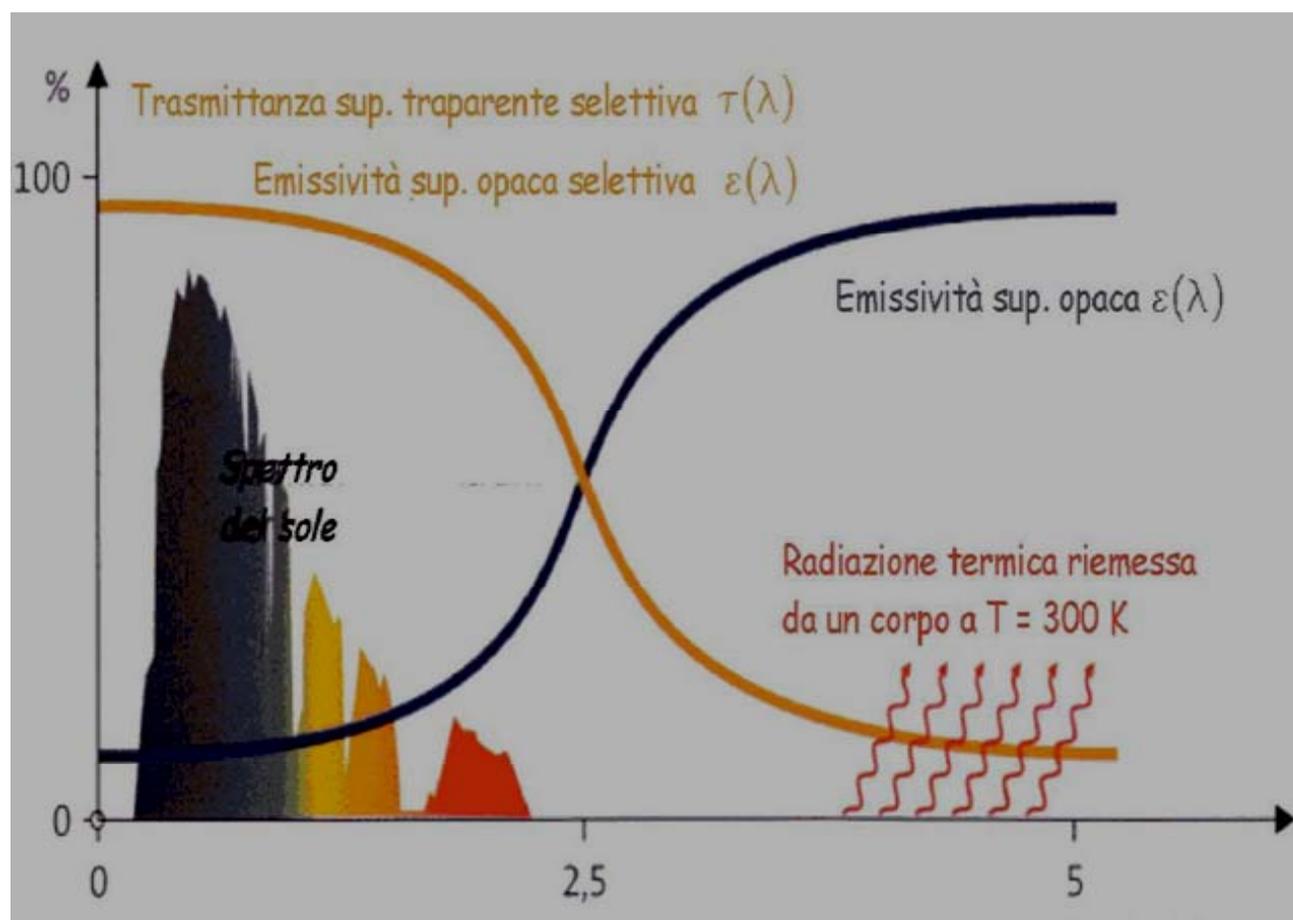
ANNUA



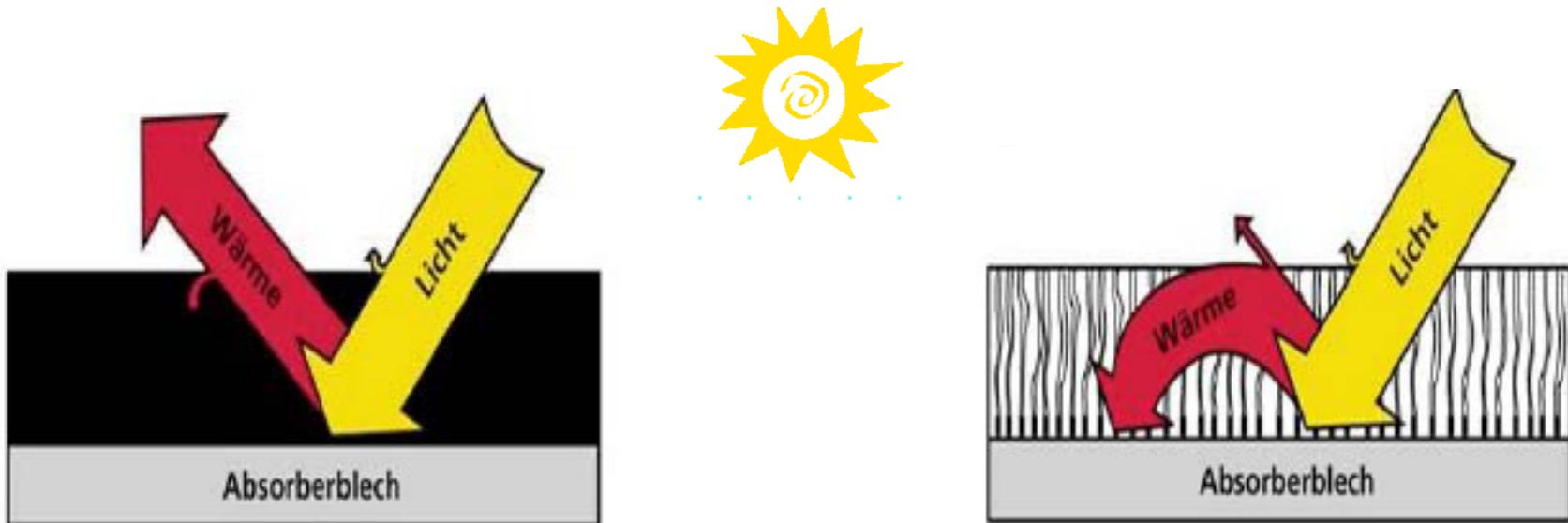
L'ENERGIA SOLARE PER USI TERMICI



- ✓ Capacità di una superficie con con alti valori di a di assorbire quasi tutta l'energia incidente
- ✓ Limitazione delle emissioni della piastra captante tramite vernici **selettive a bassa emissività**
- ✓ Effetto serra indotto dalla superficie selettiva trasparente
- ✓ Limitazione delle dispersioni dovute all'isolante termico sulle parti non irraggiate

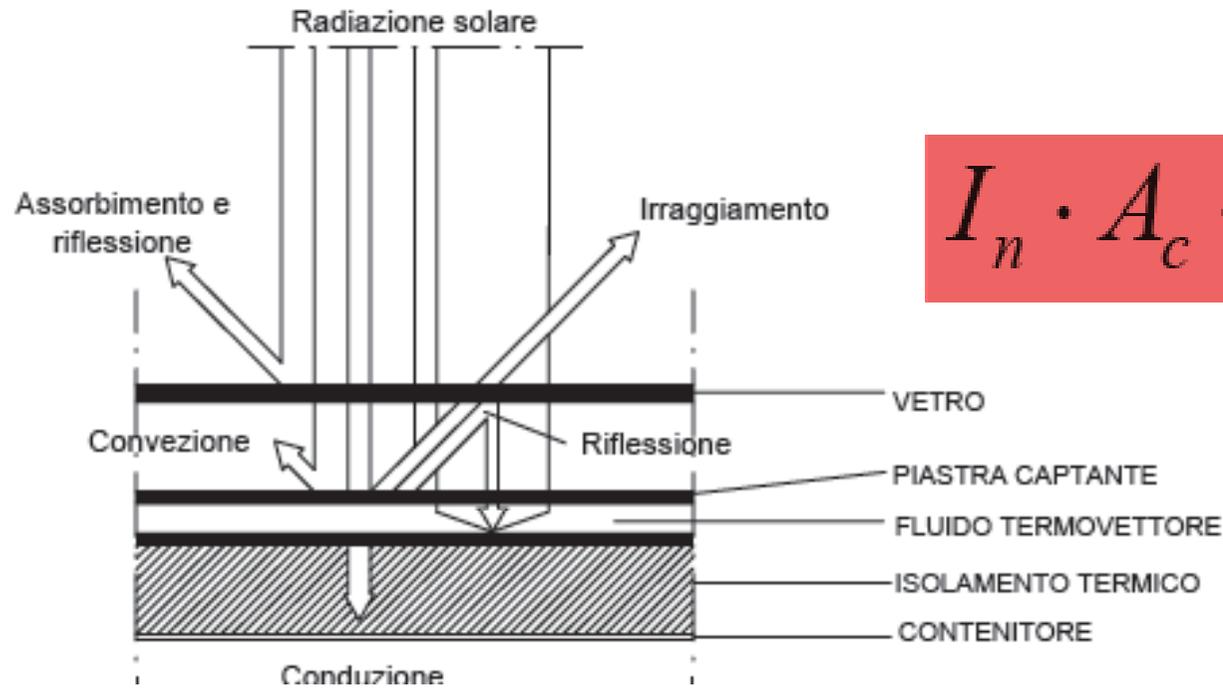


Per evitare che l'assorbitore irradi verso l'esterno l'energia che ha assorbito si usano superfici selettive, con la funzione di ridurre le dispersioni per irradiazione .



Assorbitore normale
verniciato di nero
emissione verso
l'esterno 88%

Assorbitore con
strato selettivo
emissione verso
l'esterno 15%



$$I_n \cdot A_c \cdot \tau \cdot \alpha = q_{ut} + q_p$$

I_n = Componente normale del flusso solare incidente sulla superficie del collettore (W/m²)

A_c = Superficie utile del collettore (m²)

τ = Coefficiente di trasmissione della copertura trasparente

α = Coefficiente di assorbimento della piastra captante

q_{ut} = Calore trasferito dal collettore al fluido termovettore (W)

q_p = Calore disperso verso l'ambiente (W)

SOLARE Il rendimento termico o efficienza di un collettore η_c è il rapporto tra il calore trasferito al fluido ed il flusso solare incidente, ovvero:

$$\eta_c = \frac{q_{ut}}{A_c \cdot I_n}$$

La quantità di calore q_p dispersa da un collettore solare è data da:

$$q_p = U_L \cdot A_c \cdot (t_c - t_a)$$

dove:

t_c Temperatura media della piastra assorbitrice [K];

t_a Temperatura ambiente [K];

U_L Coefficiente di perdita globale, tiene conto del calore dissipato per conduzione, convezione e irraggiamento.

Dal bilancio termico del collettore determino il calore trasferito al fluido:

$$q_{ut} = A_c(\tau\alpha) \cdot I_n - q_p = A_c(\tau\alpha) \cdot I_n - A_c \cdot U_L(t_c - t_a)$$

Ricavo q_{ut} dalla formula del rendimento termico:

$$q_{ut} = \eta_c \cdot I_n \cdot A_c$$

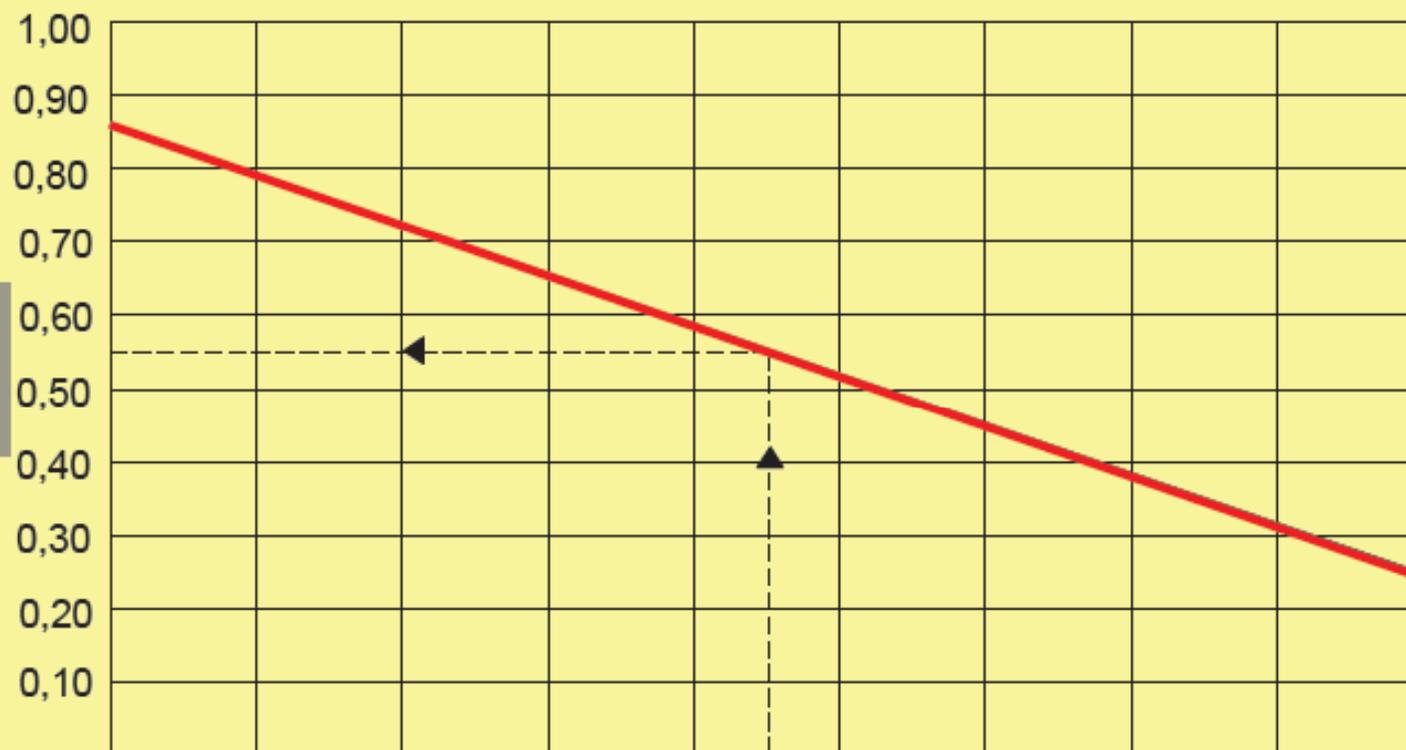
Sostituisco la seconda nella prima espressione, semplificando e riferendo il tutto all'unità di superficie del collettore, si ricava:

$$\eta_c \cdot A_c \cdot I_n = A_c(\tau\alpha) \cdot I_n - q_p = A_c(\tau\alpha) \cdot I_n - A_c \cdot U_L(t_c - t_a)$$

$$\eta_c = (\tau\alpha) - \frac{U_L(t_c - t_a)}{I_n}$$

$$\eta = \frac{q_{ut}}{I}$$

Efficienza di captazione

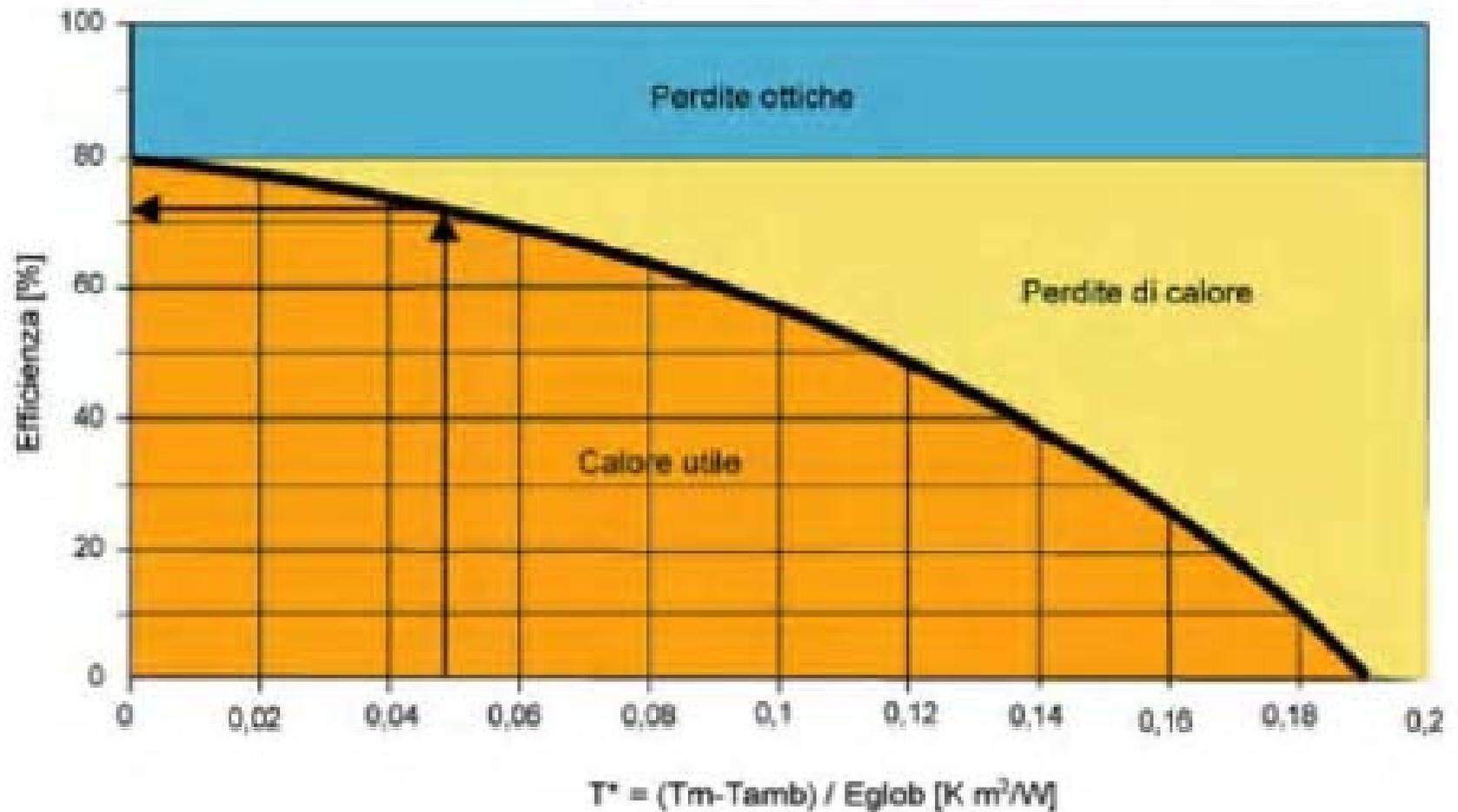


Condizioni operative

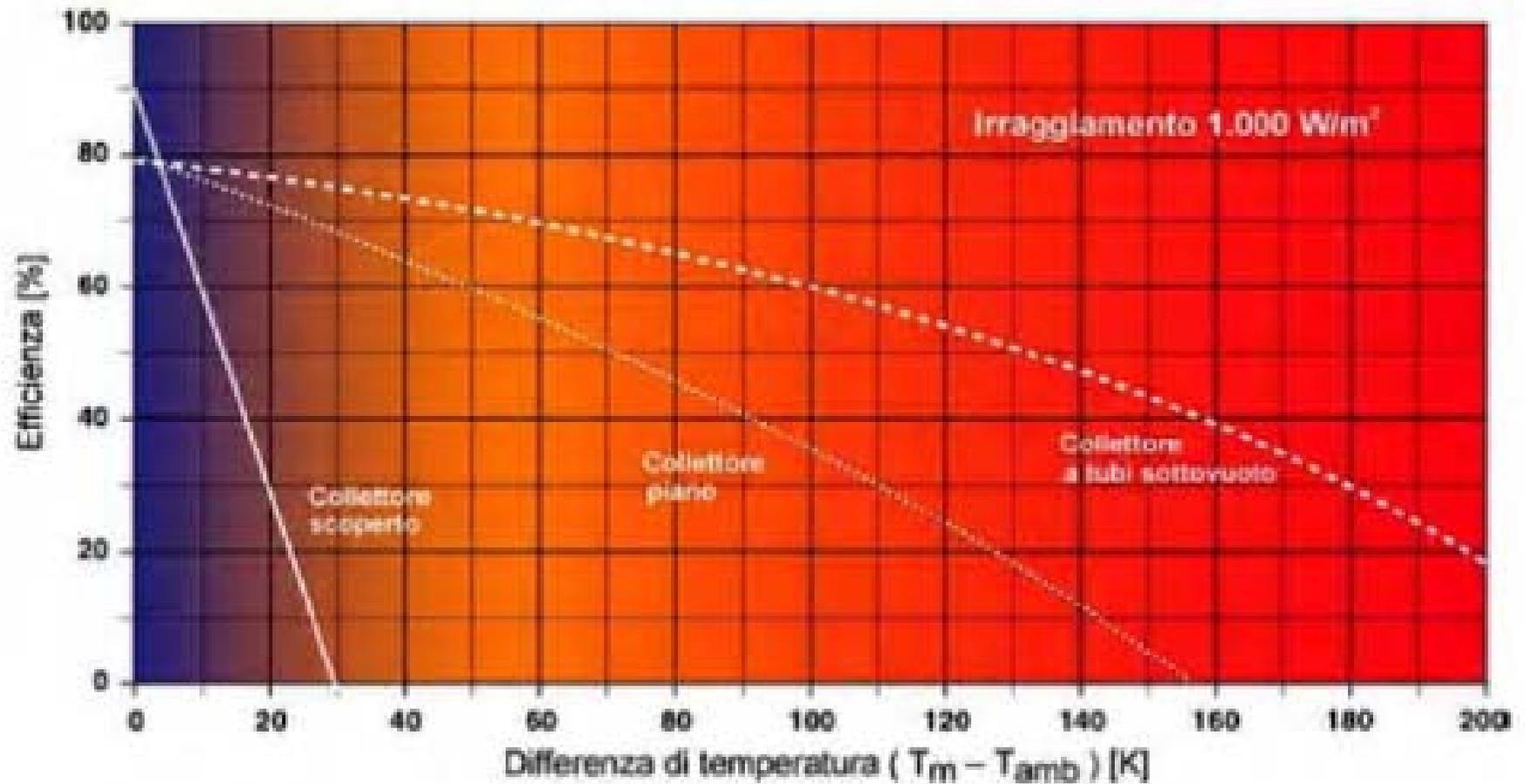
$$\Delta t^* = \frac{t_{mf} - t_a}{I}$$

Curva di efficienza di un collettore solare

$$\eta = \eta_0 - k_1 \cdot \Delta T / E_{glob} - k_2 \cdot \Delta T^2 / E_{glob}$$



Curve di efficienza di diversi tipi di collettore

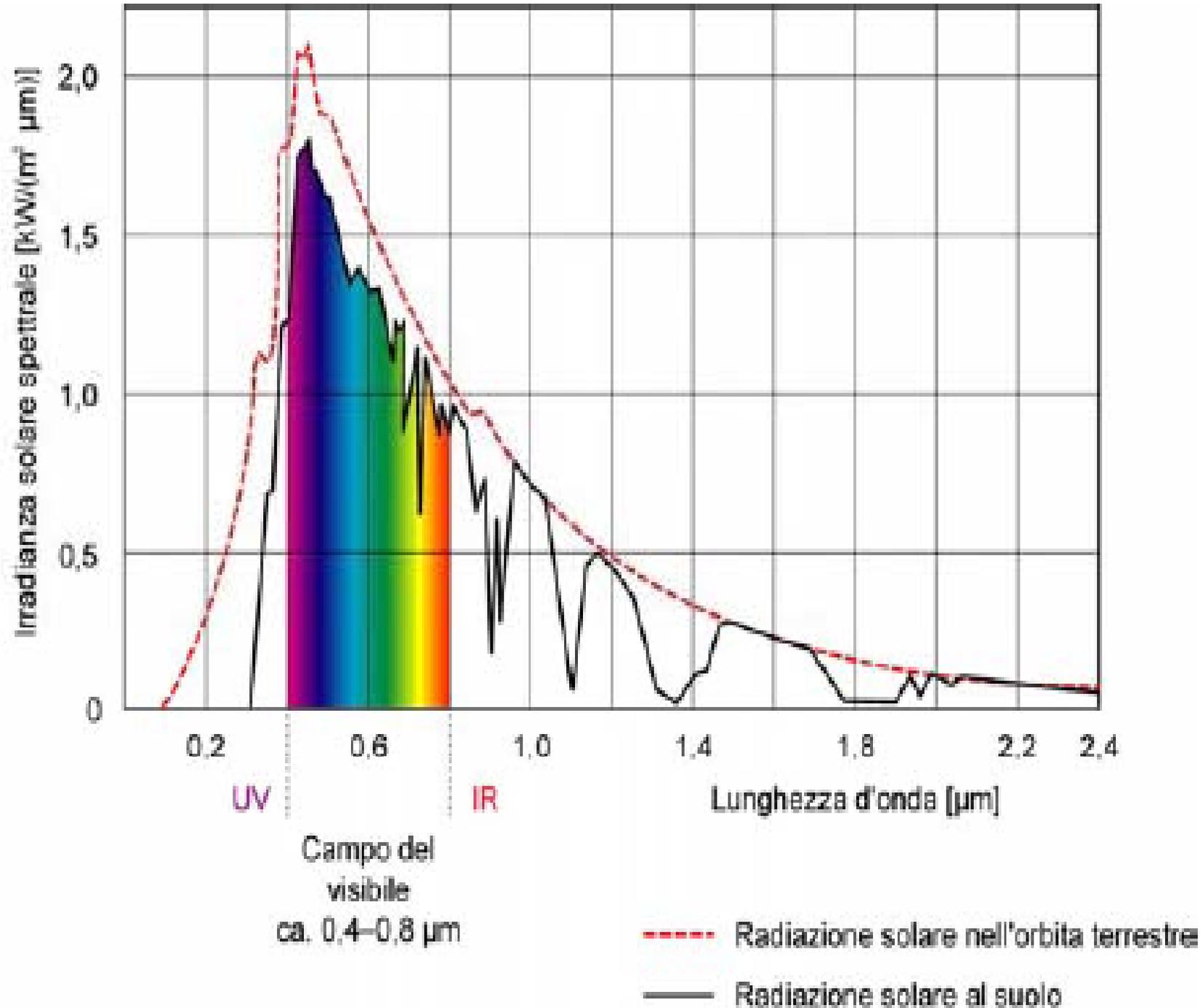


0-20 K
Riscaldamento
piscina

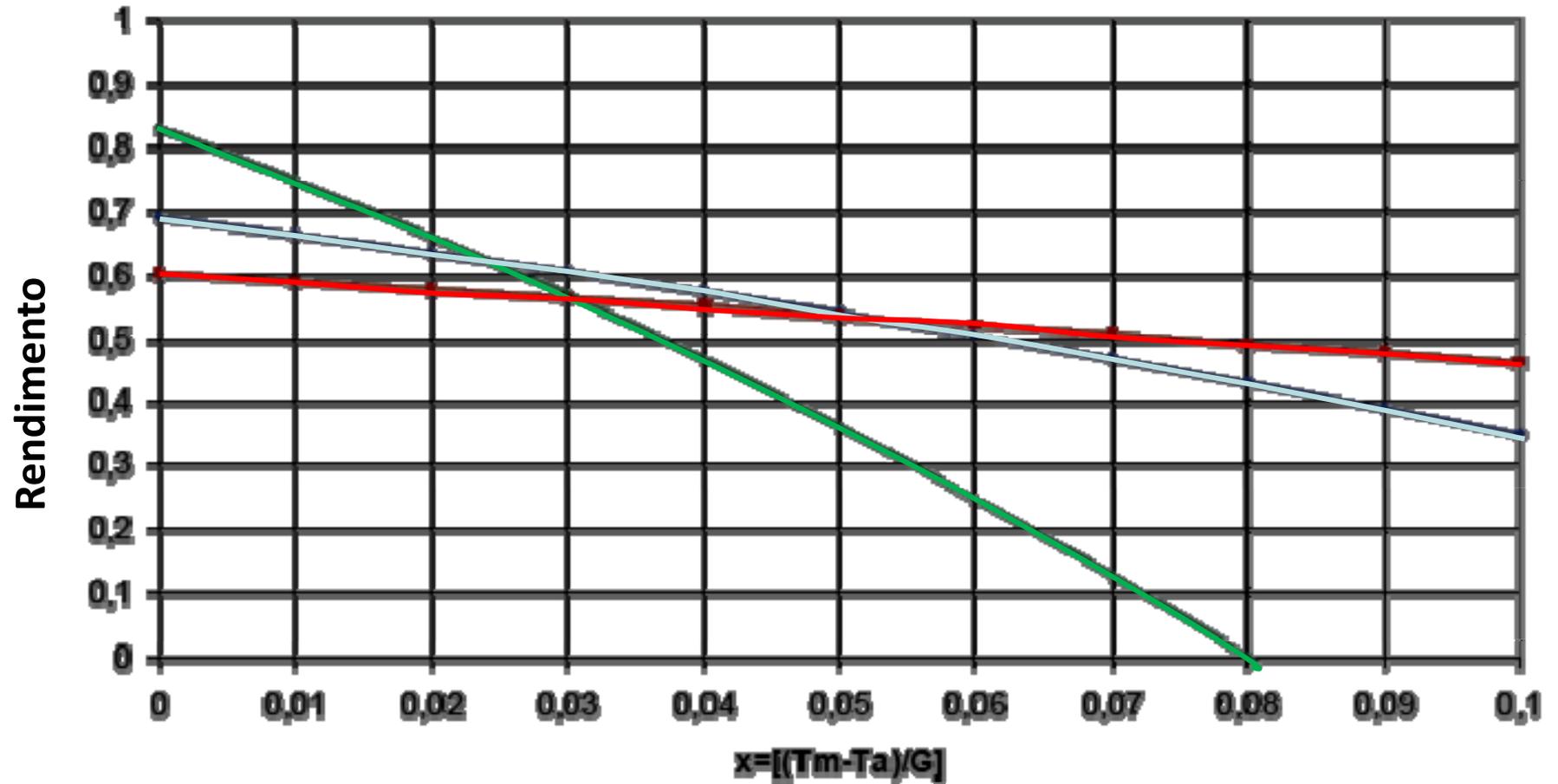
20-100 K
Riscaldamento
acqua calda sanitaria
e ambienti

> 100 K
Processi
industriali

Spettro della radiazione solare



Curve di efficienza rilevate secondo EN 12975
con irraggiamento $G = 800 \text{ W/m}^2$



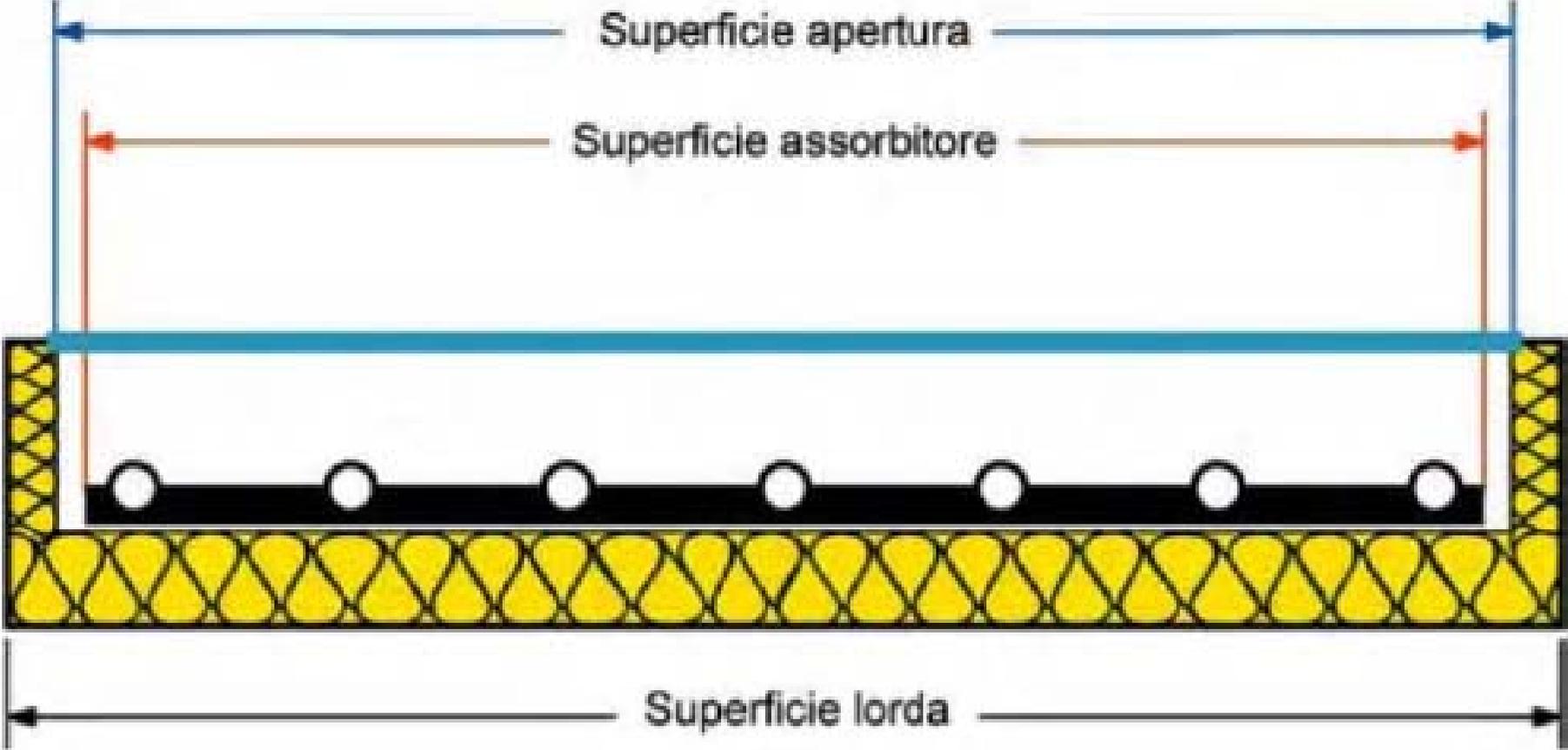
$T_m = (T \text{ ingresso coll.} - T \text{ uscita coll.})$ $T_a = \text{Temperatura ambiente}$

Collettore piano vetrato

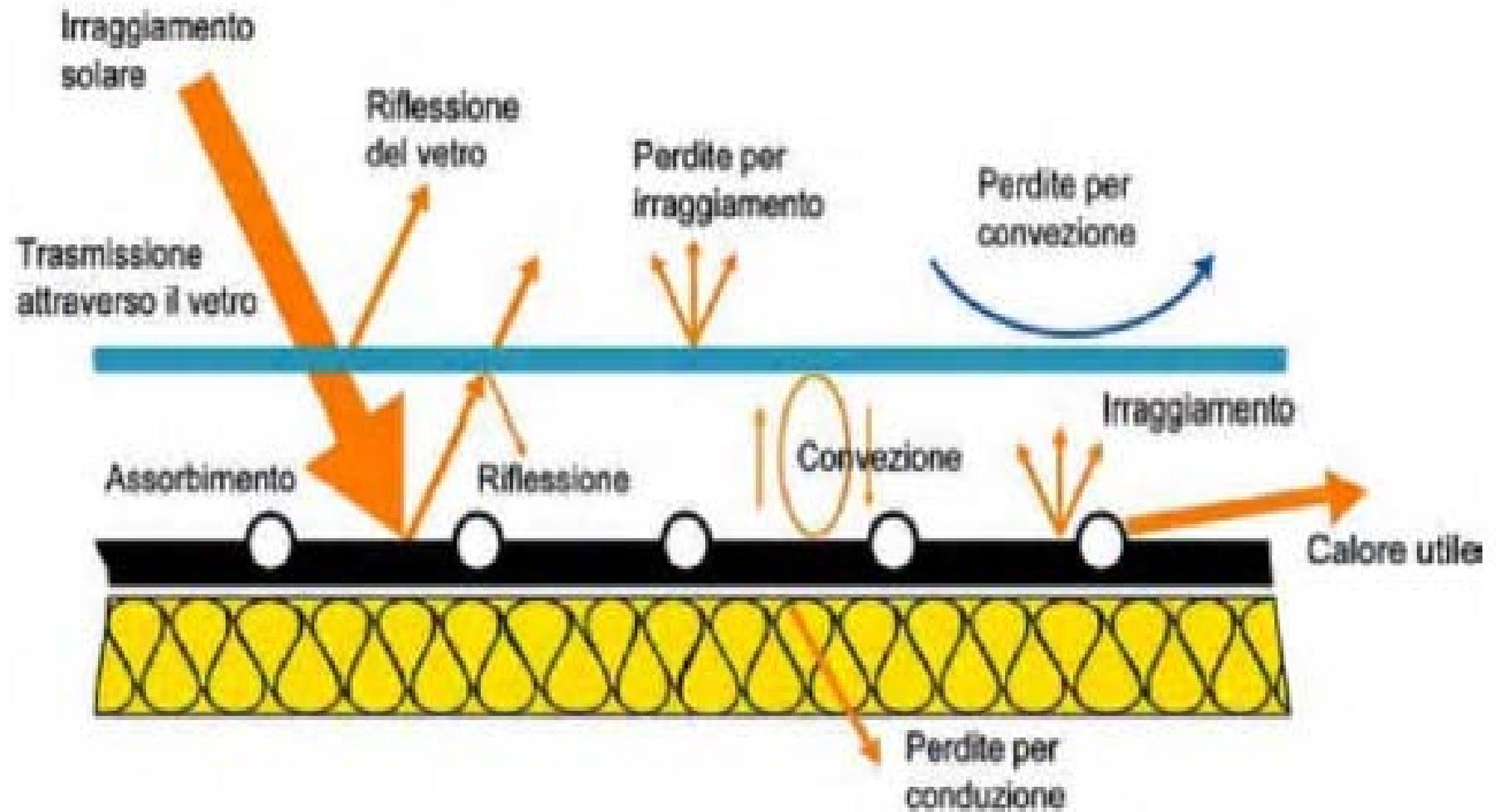
Collettore sottovuoto

Collettore piano non vetrato

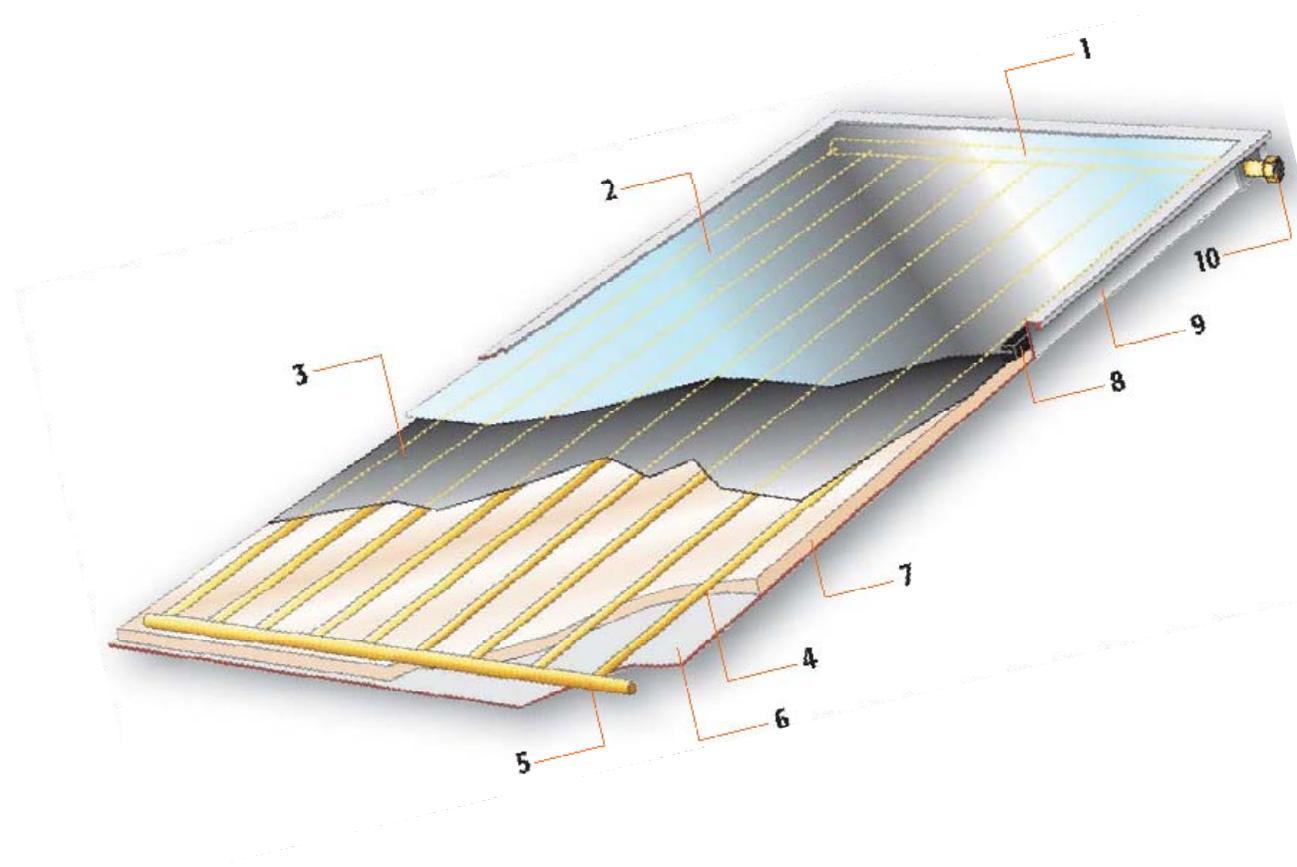
Nomenclatura delle superfici



Fenomeni di trasporto del calore



TIPOLOGIE COSTRUTTIVE: COLLETTORE SOLARE PIANO



- 1 Collettore superiore
- 2 Vetro di copertura
- 3 Piastra captante in rame
- 4 Fascio tubiero di scambio in rame
- 5 Collettore inferiore
- 6 Vasca di contenimento
- 7 Isolante
- 8 Guarnizione di tenuta in gomma
- 9 Telaio in alluminio
- 10 Ghiera di fissaggio

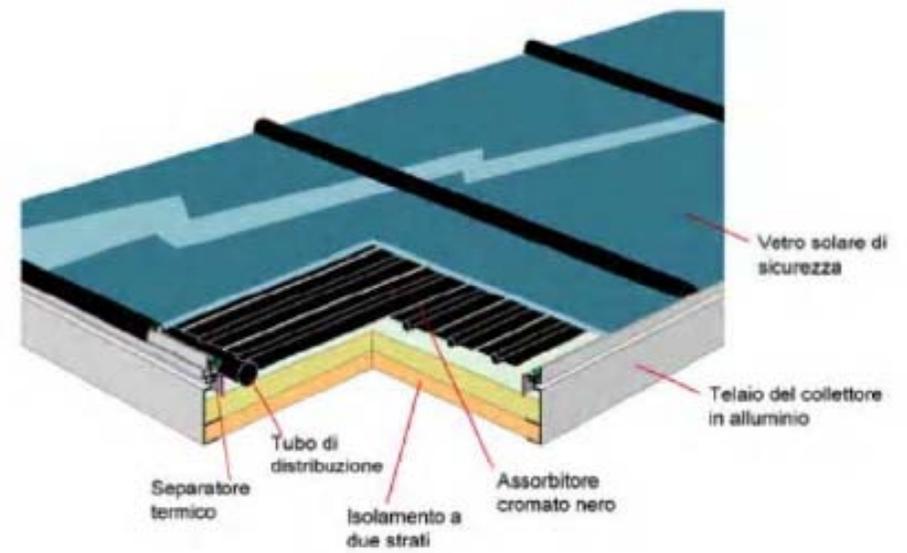
Condizioni ESERCIZIO

- Tutte le Località (latitudine e altitudine);
- Tutto il periodo dell'anno.

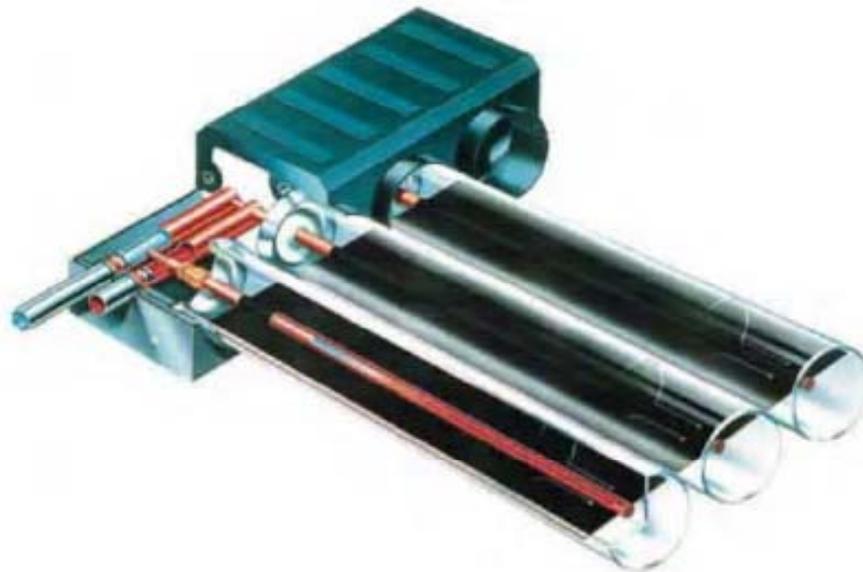
UTILIZZO

- Riscaldamento dell'acqua sanitaria e acqua delle piscine;
- Riscaldamento dell'acqua per processi industriali a bassa temperatura.

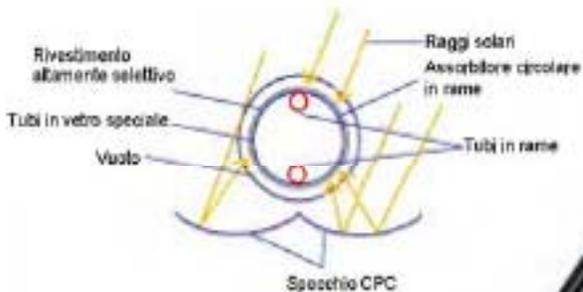
Collettore piano



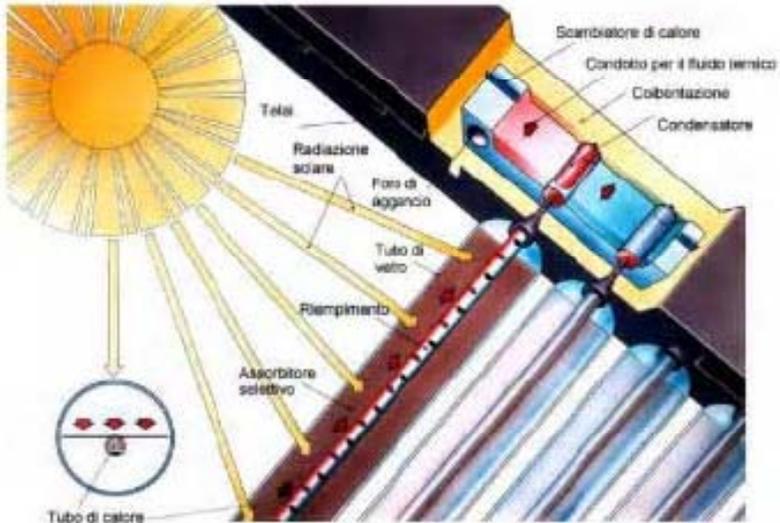
Collettore a tubi sottovuoto



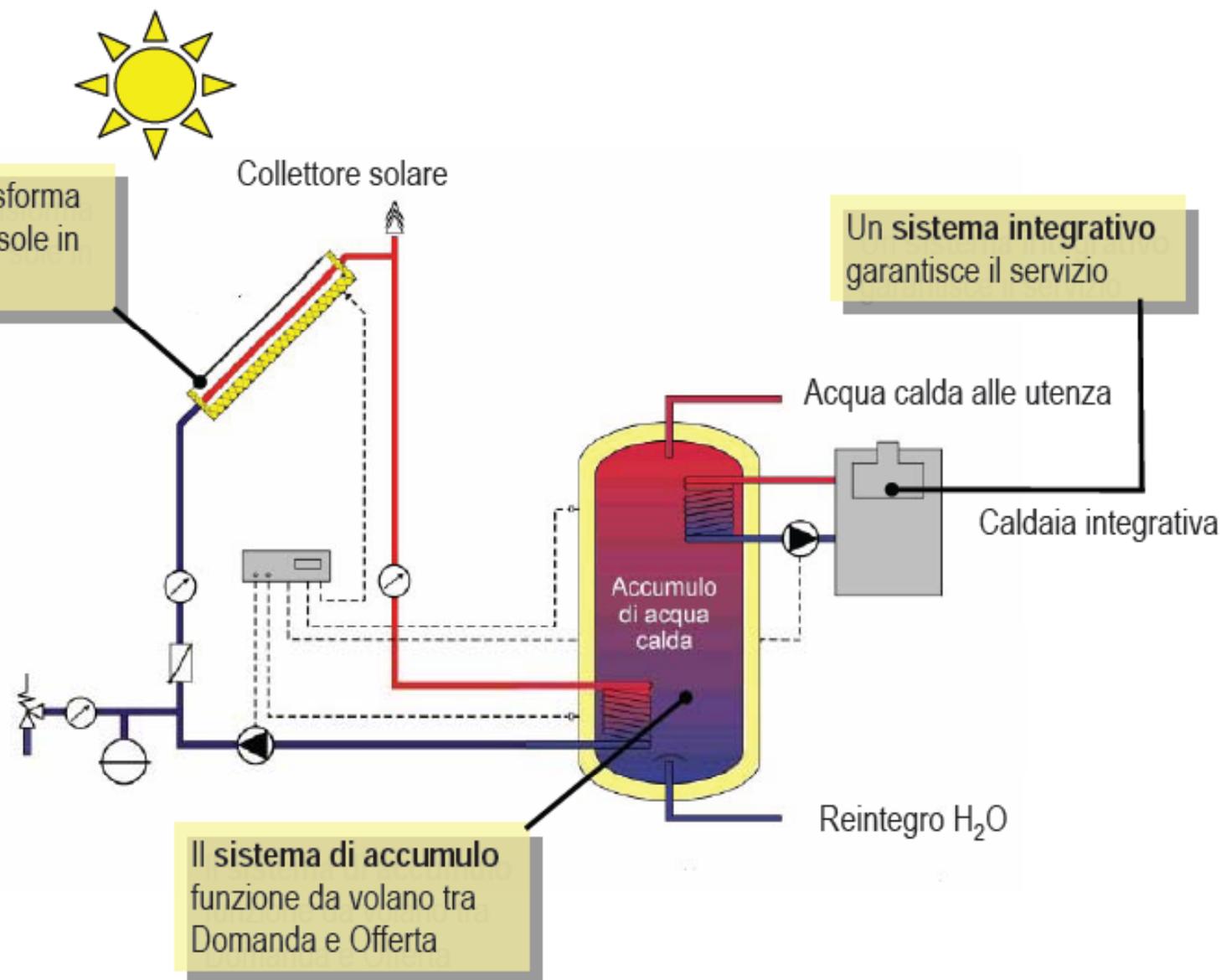
Collettori a tubi sottovuoto



Collettore a tubi sottovuoto
Principio: tubi di calore



Il collettore solare trasforma l'energia irraggiata dal sole in energia termica



Il sistema di accumulo
funziona da volano tra
Domanda e Offerta

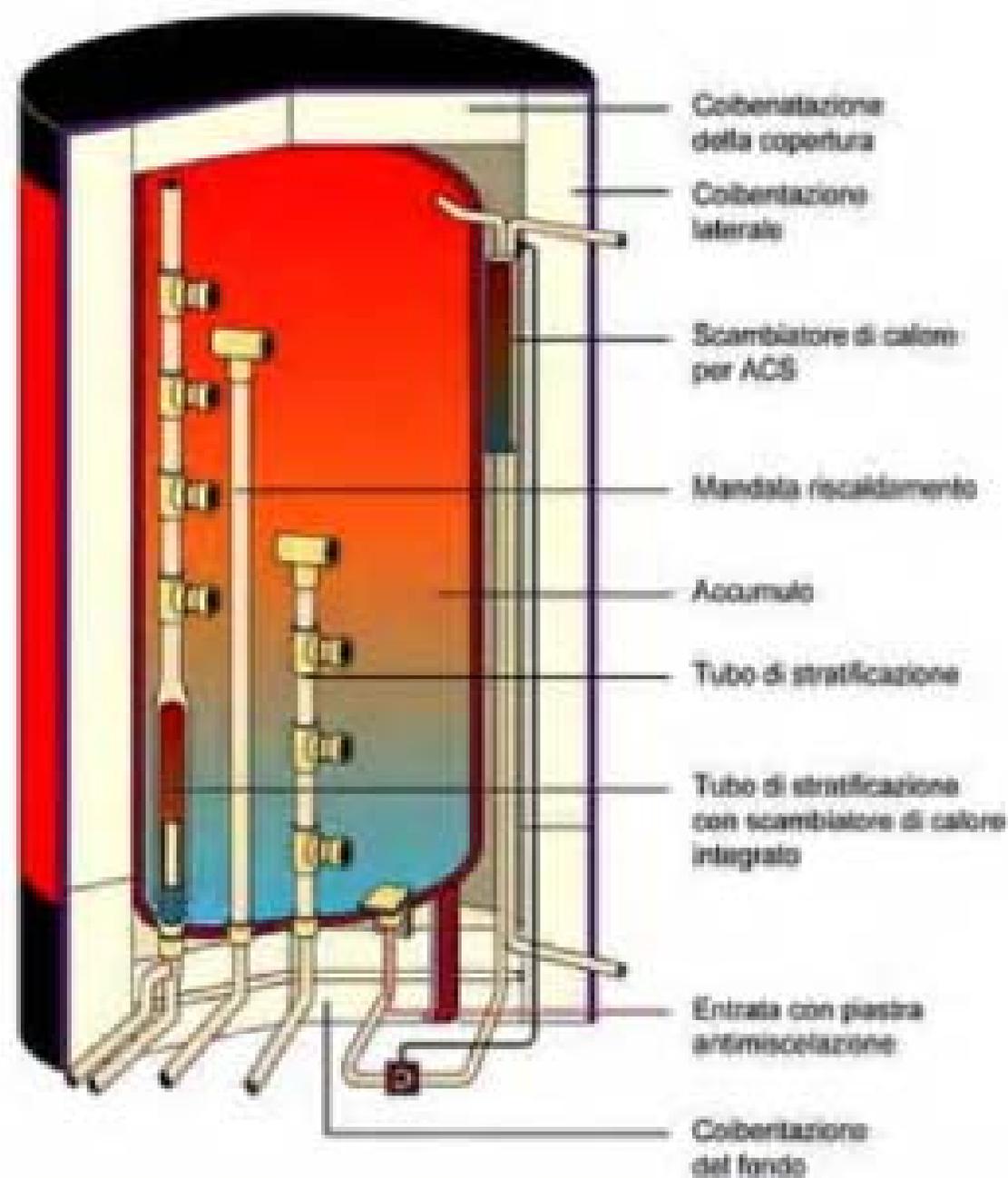
Un sistema integrativo
garantisce il servizio

Acqua calda alle utenze

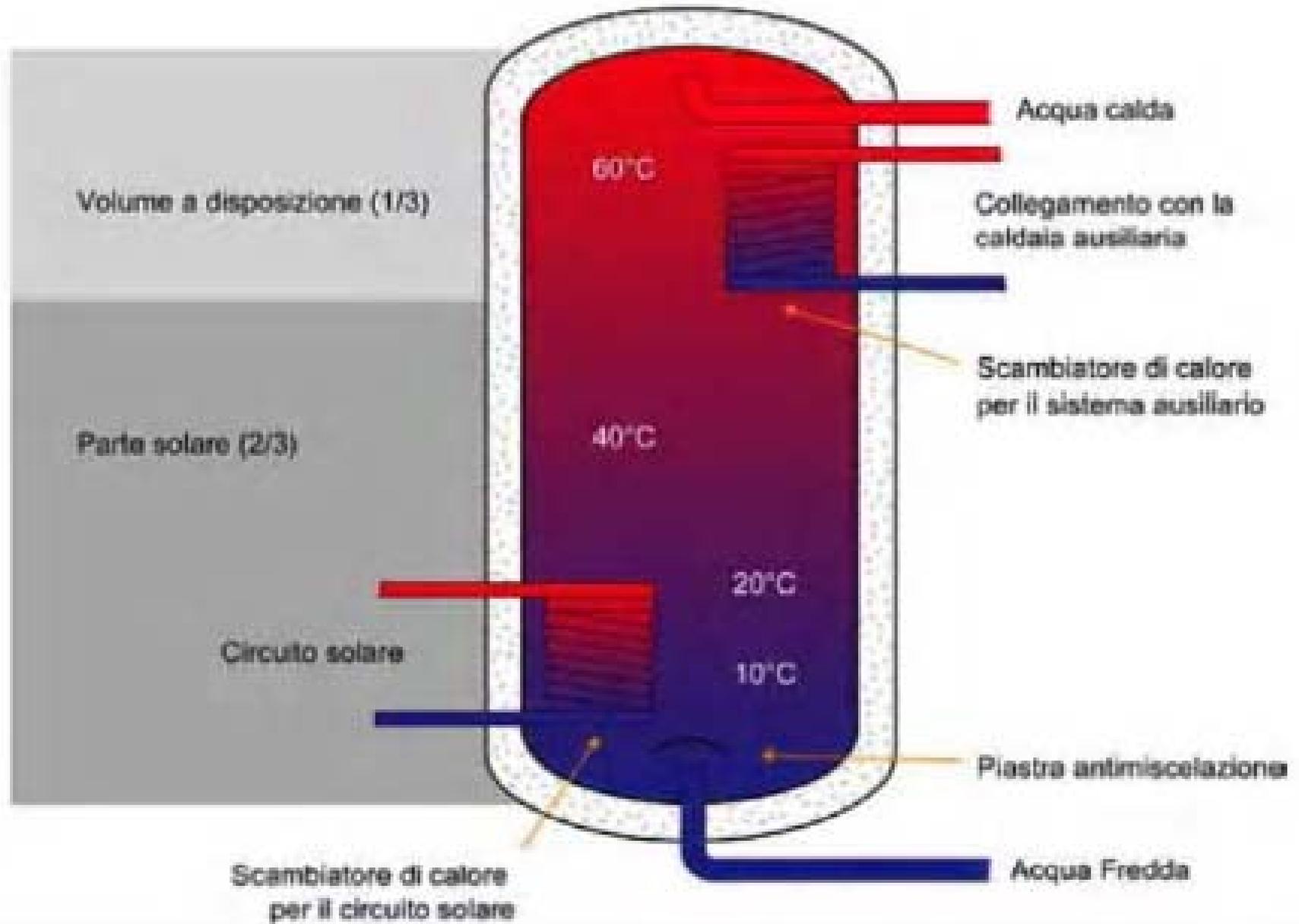
Caldaia integrativa

Reintegro H₂O

Serbatoio a stratificazione



Il serbatoio solare



**Isolamento termico avvolgente
in espanso rigido in poliuretano
altamente efficace (senza CFC)**

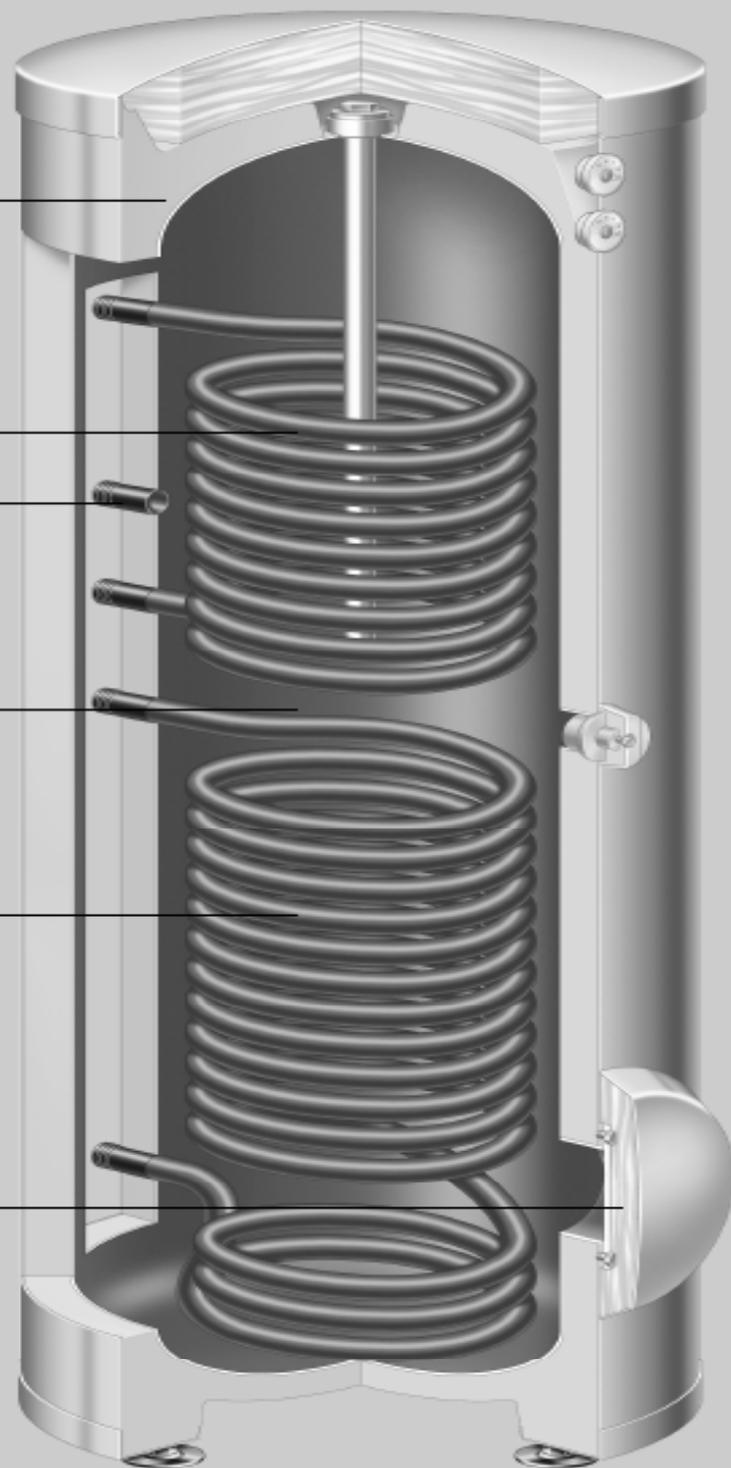
**Serpentina superiore – l'acqua sanitaria
viene riscaldata ulteriormente dalla caldaia**

Ricircolo

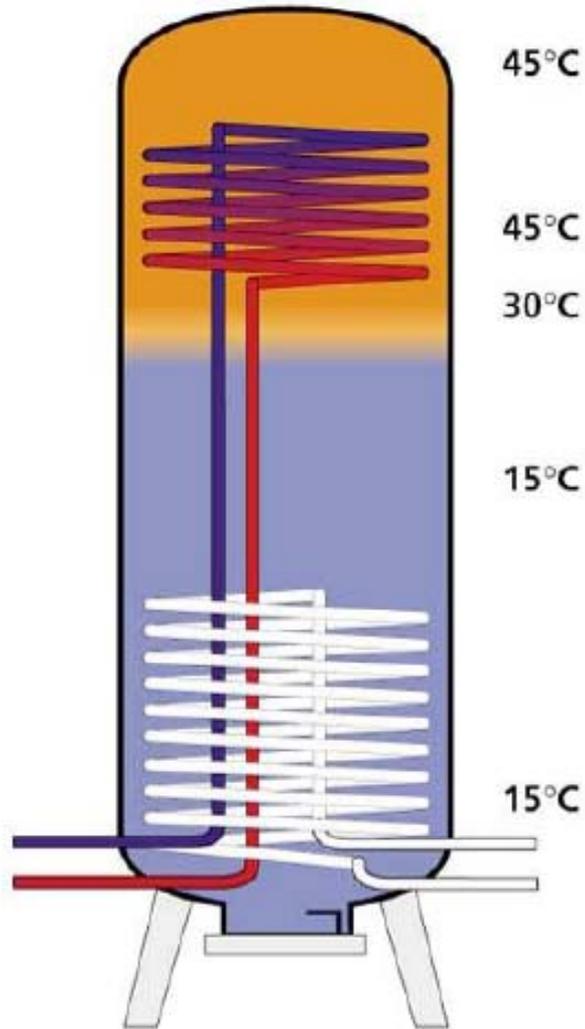
**Bollitore in acciaio, con doppia
smaltatura Ceraprotect**

**Serpentina inferiore –
stacco per collettori solari**

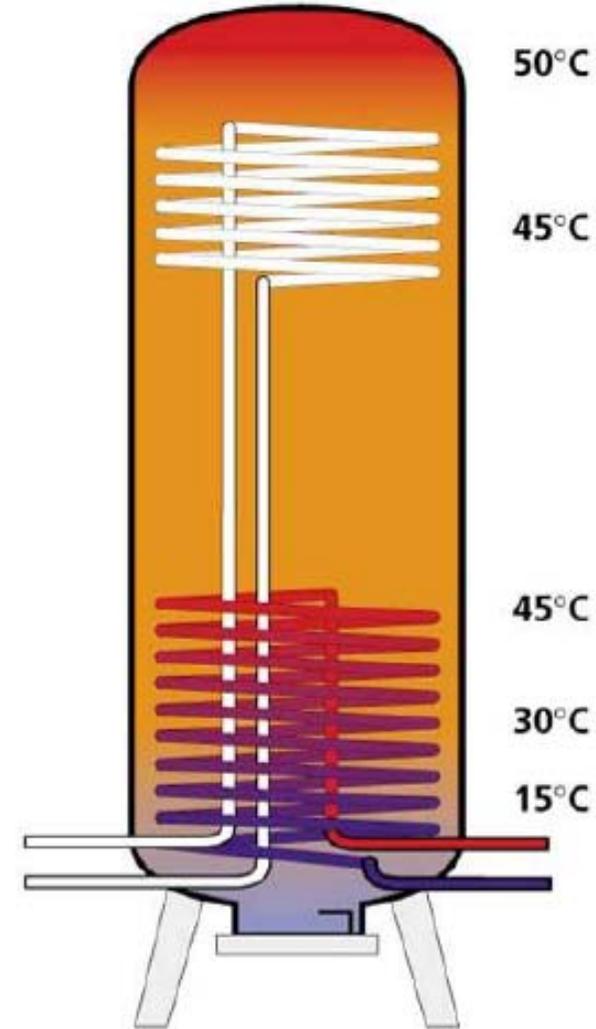
Apertura d'ispezione e pulizia



SISTEMI DI ACCUMULO: MODALITA' DI FUNZIONAMENTO

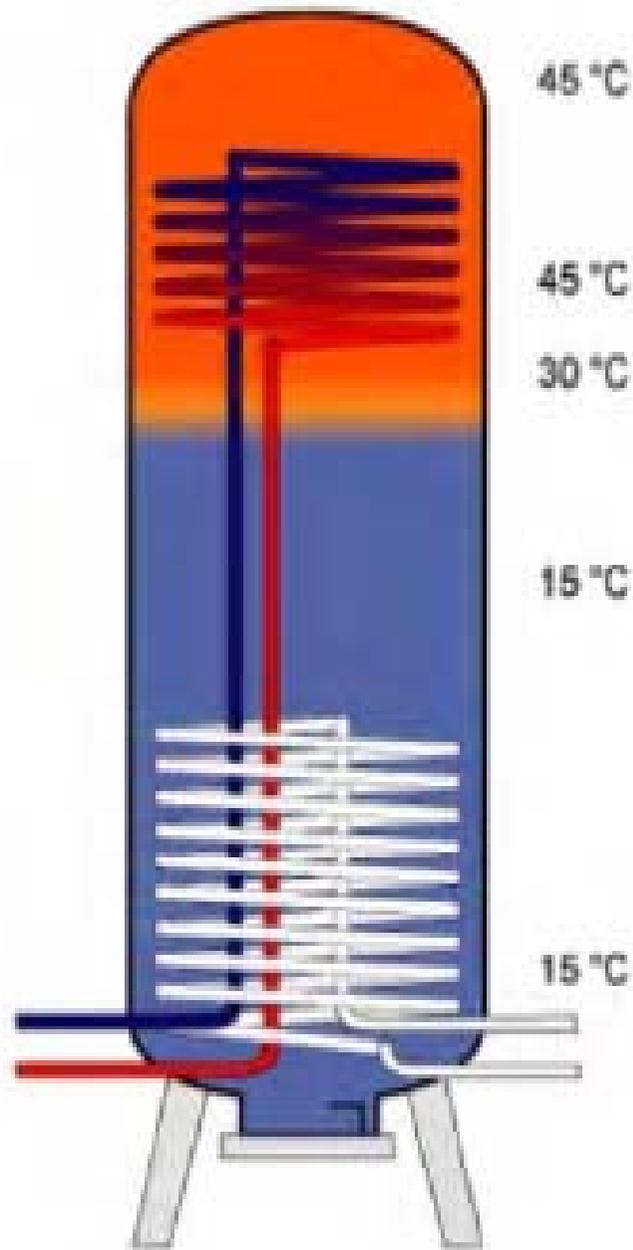


Funzionamento esclusivo del sistema di integrazione

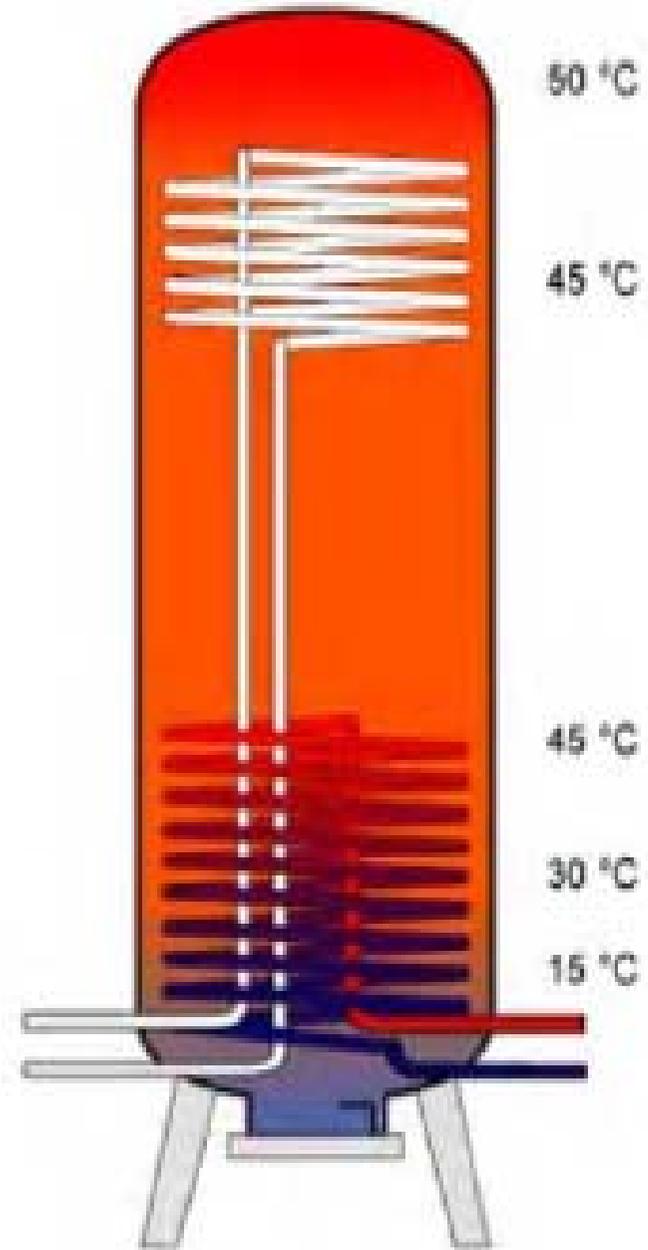


Funzionamento esclusivo del sistema solare

Riscaldamento del serbatoio



Caricamento tramite caldaia



Caricamento solare

Apertura d'ispezione e pulizia

Bollitore in acciaio inossidabile

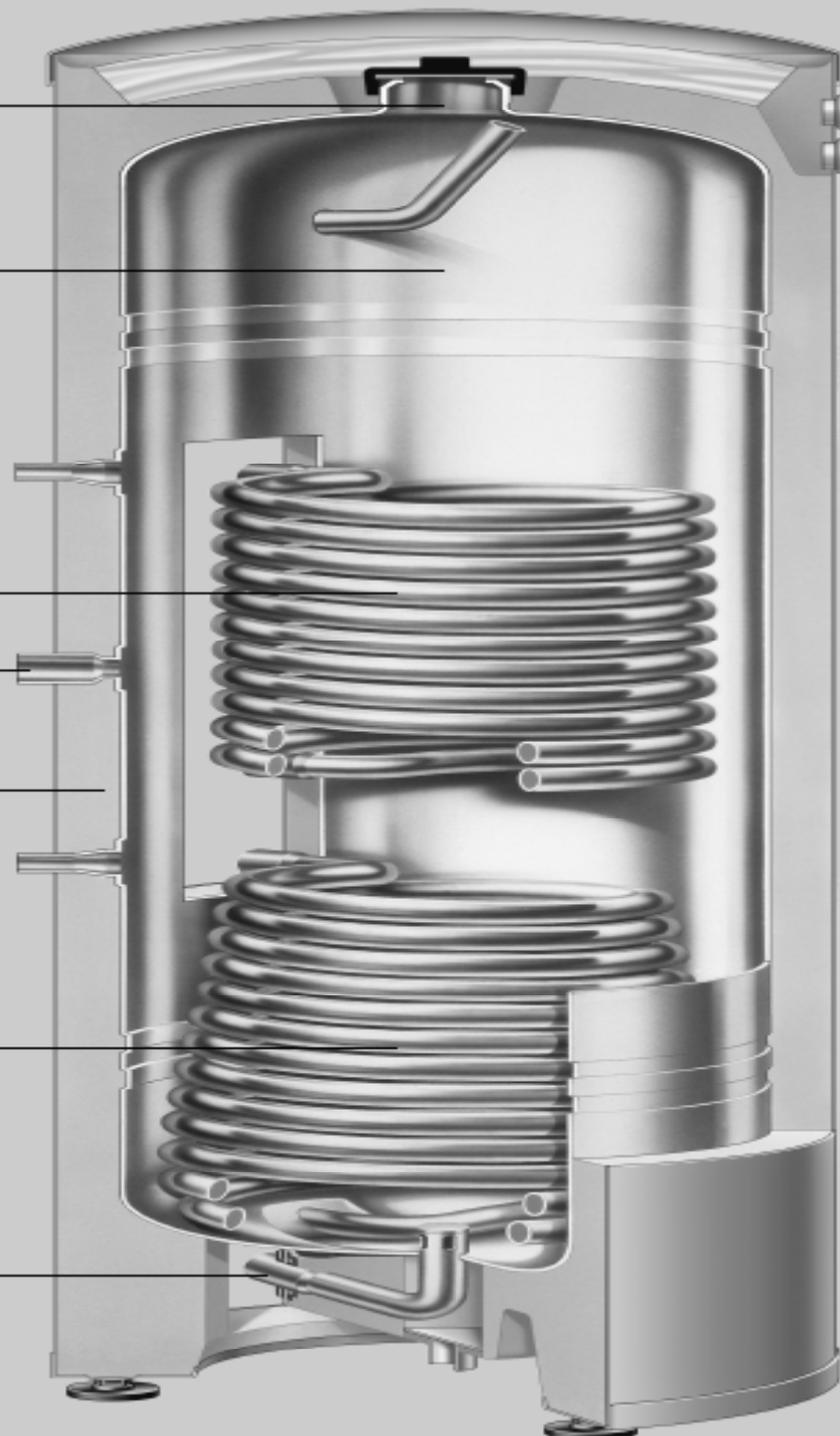
Serpentina superiore – l'acqua sanitaria viene riscaldata quale integrazione dalla caldaia

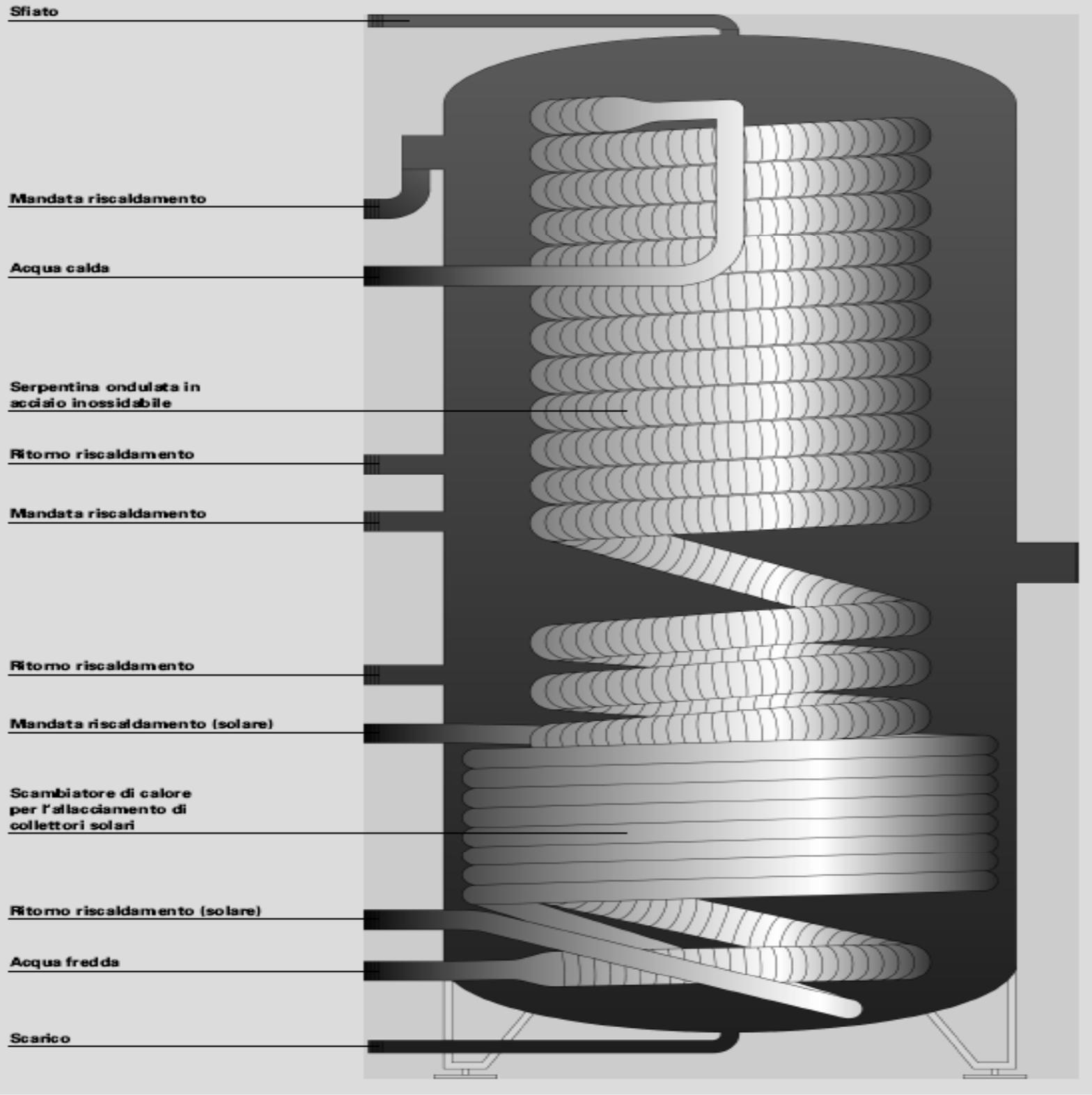
Ricircolo

Isolamento termico avvolgente in espanso rigido in poliuretano altamente efficace (senza CFC)

Serpentina inferiore – attacco per collettori solari

Acqua fredda/scarico





Sfiato

Mandata riscaldamento

Acqua calda

Serpentina ondulata in acciaio inossidabile

Ritorno riscaldamento

Mandata riscaldamento

Ritorno riscaldamento

Mandata riscaldamento (solare)

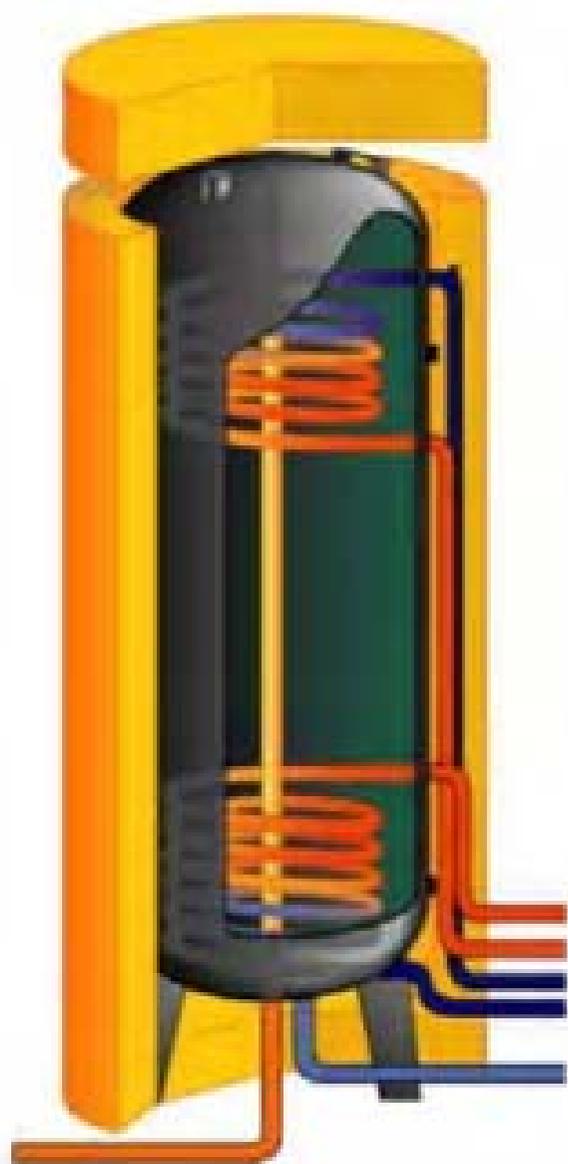
Scambiatore di calore per l'allacciamento di collettori solari

Ritorno riscaldamento (solare)

Acqua fredda

Scarico

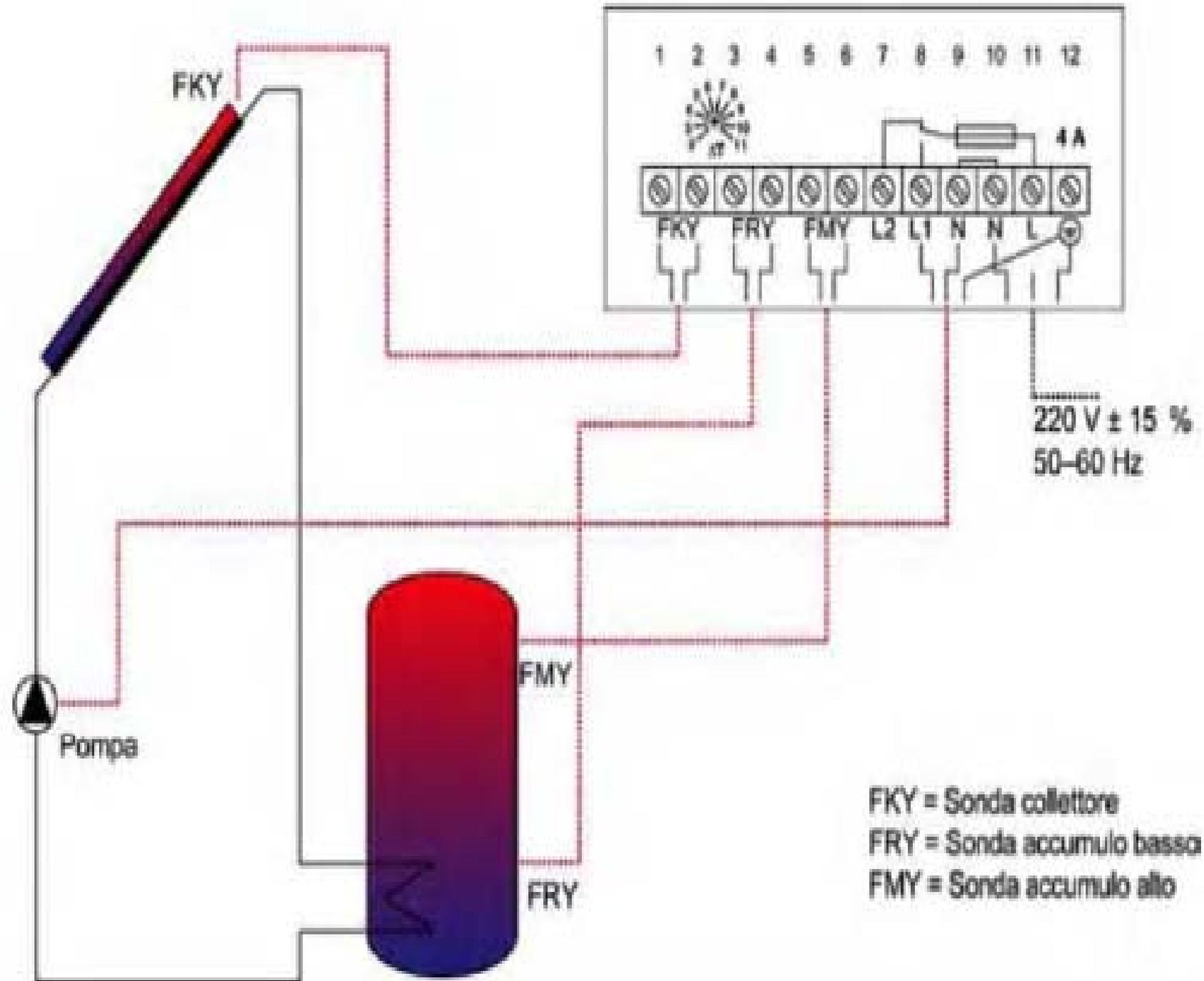
Dimensionamento del serbatoio



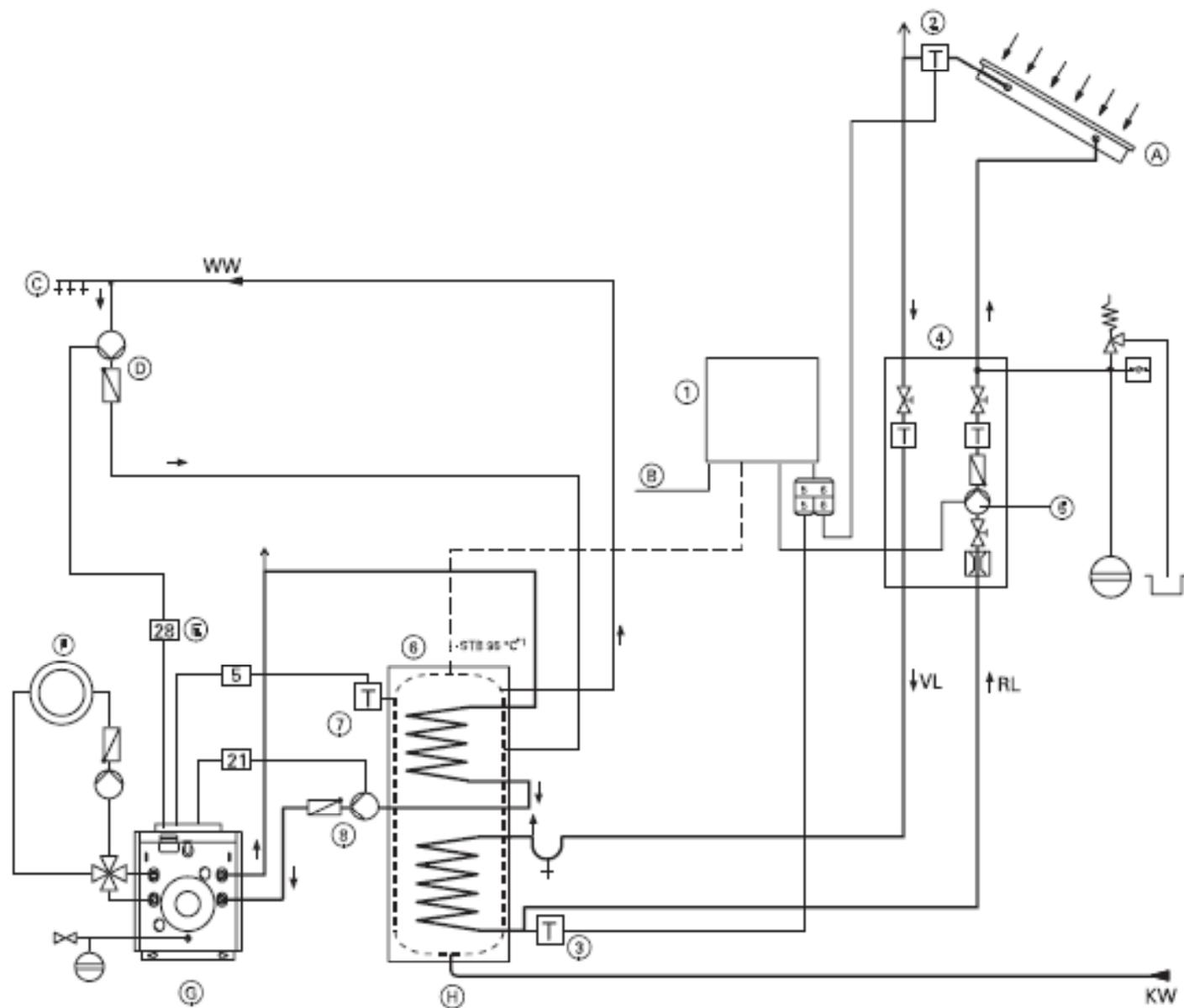
Volume a disposizione:
20 l/persona

Volume serbatoio: 50-70 litri per m² di superficie
di collettore piano
65-90 litri per m² di superficie
di collettore a tubi sottovuoto

Regolazione differenziale di temperatura



Schema d'installazione

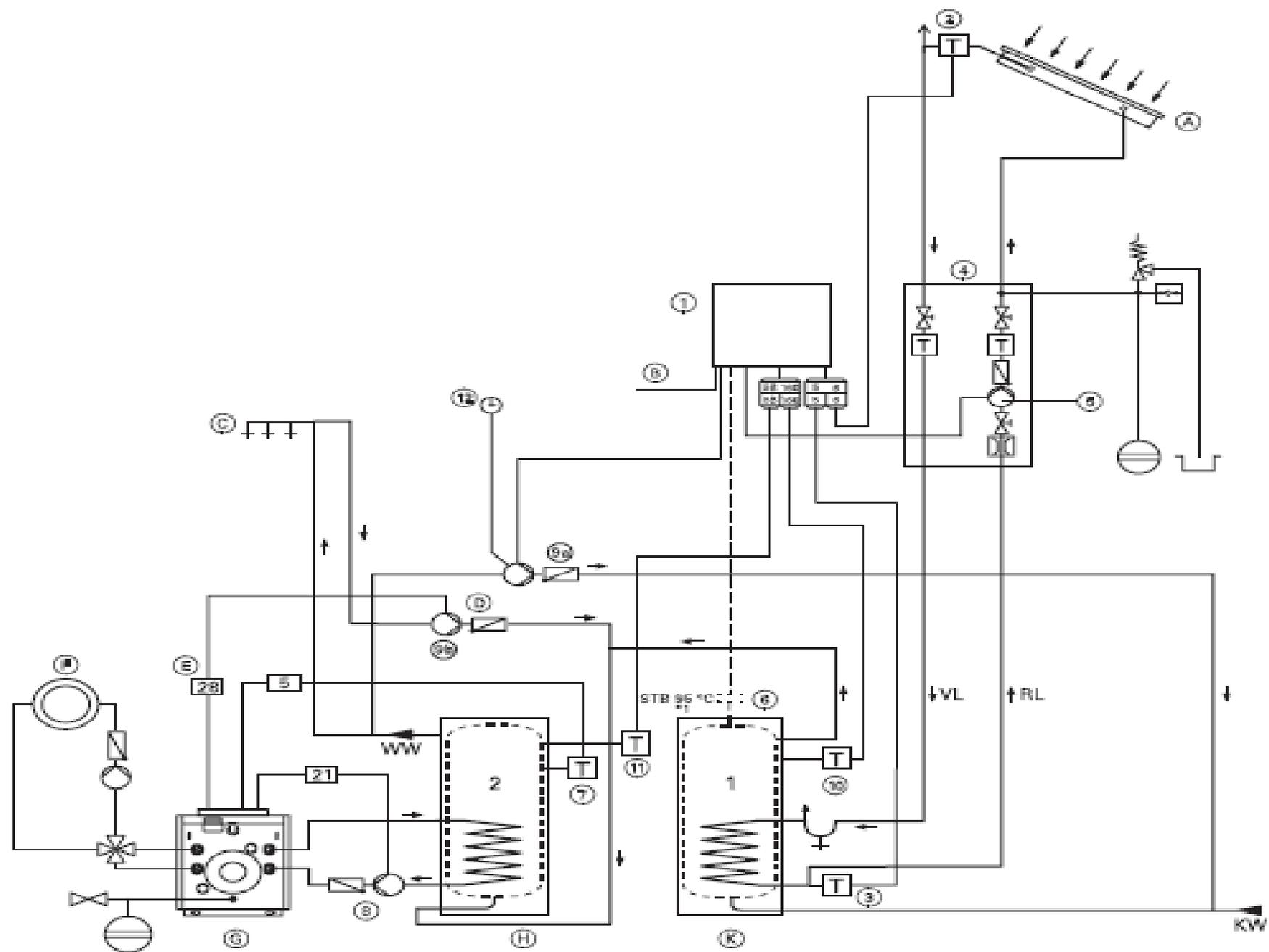


KW Acqua fredda
 WW Acqua calda
 RL Ritorno
 VL Mandata

(A) Collettore solare
 (B) Allacciamento rete della Solartrol
 (C) Punti di erogazione
 (D) Ricircolo

(E) Uscita della pompa di ricircolo della regolazione circuito di caldaia o temporizzatore da predisporre sul posto
 (F) Circuito di riscaldamento
 (G) Caldaia a gasolio/gas
 (H) Bollitore

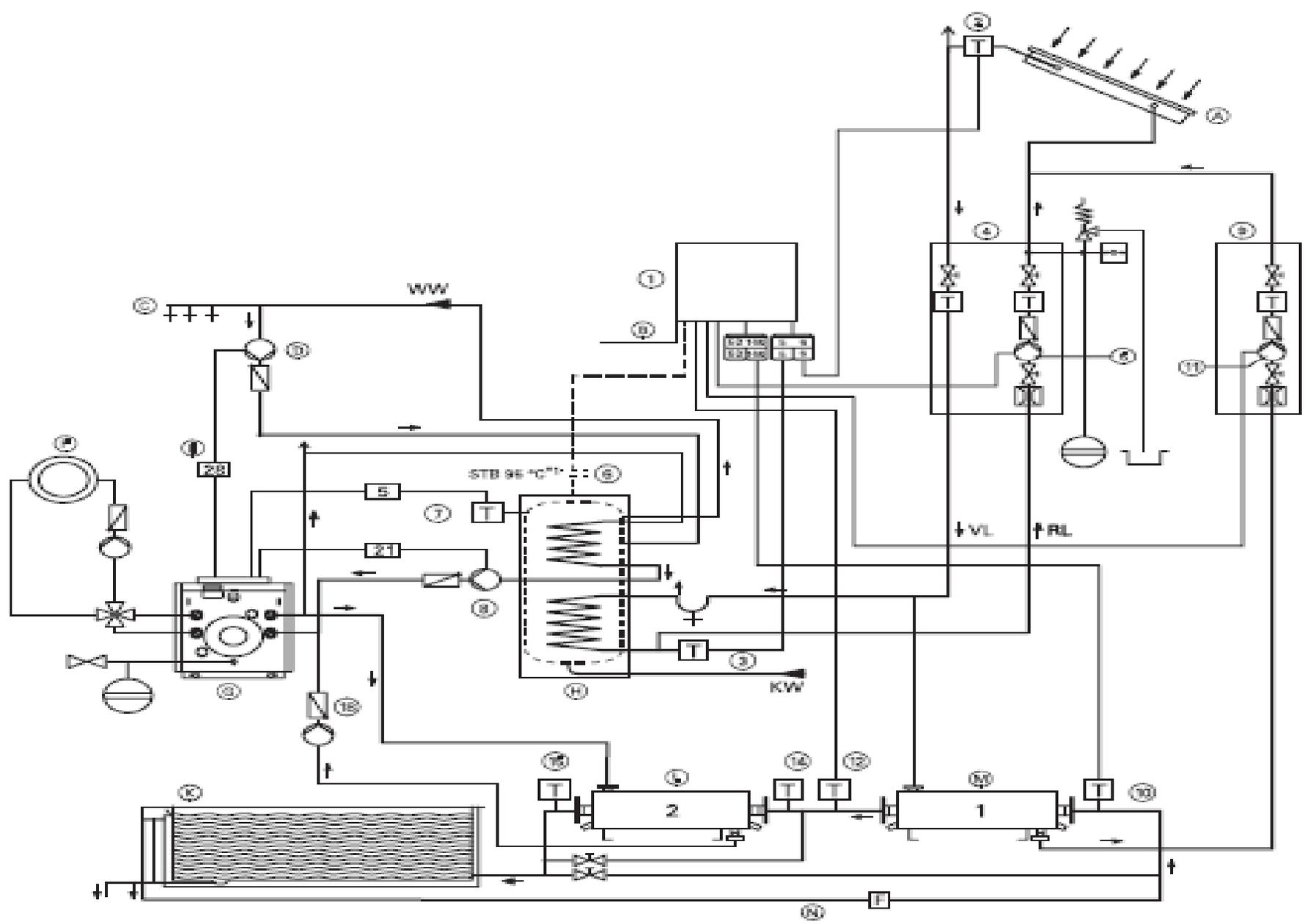
Schema d'installazione a (impianto con due bollitori con riscaldamento a serpentina)



KW Acqua fredda
 WW Acqua calda
 RL Ritorno
 VL Mandata

(A) Collettore solare
 (B) Allacciamento rete della Solartronic
 (C) Punti di erogazione
 (D) Ricircolo
 (E) Uscita della pompa di ricircolo della regolazione circuito di caldaia o temporizzatore da predisporre sul posto

(F) Circuito di riscaldamento
 (G) Caldaia a gasolio/gas
 (H) Bollitore 2
 (K) Bollitore 1



WW Acqua calda
 KW Acqua fredda
 RL Ritorno
 VL Mandata

(A) Collettore solare
 (B) Allacciamento rete della Solartronic
 (C) Punti di erogazione
 (D) Ricircolo
 (E) Uscita ricircolo della regolazione circuito di caldaia o orologio programmatore da montare sul posto per Vitodens 100, 200 e Vitopend 200 in abbinamento a un ampliamento degli allacciamenti.

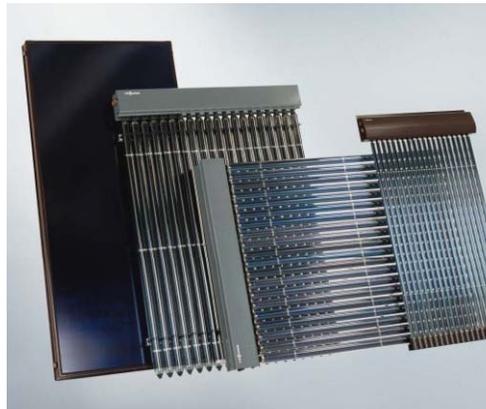
(F) Circuito di riscaldamento
 (G) Caldaia a gasolio/gas
 (H) Bollitore bivalente
 (K) Piscina
 (L) Scambiatore di calore 2
 (M) Scambiatore di calore 1
 (N) Impianto di filtraggio con pompa

Sonnenkradt SK 50



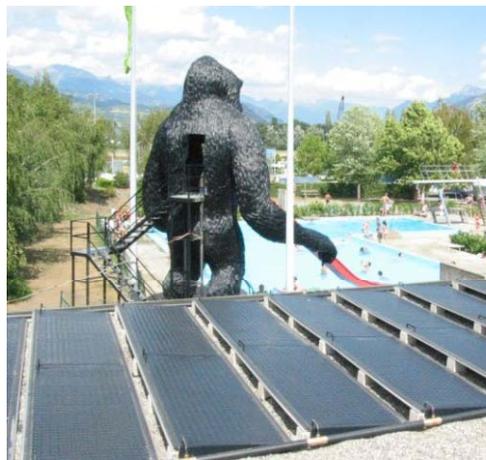
Collettore piano vetrato

Viessmann Vitosol 200 D20



Collettore sottovuoto

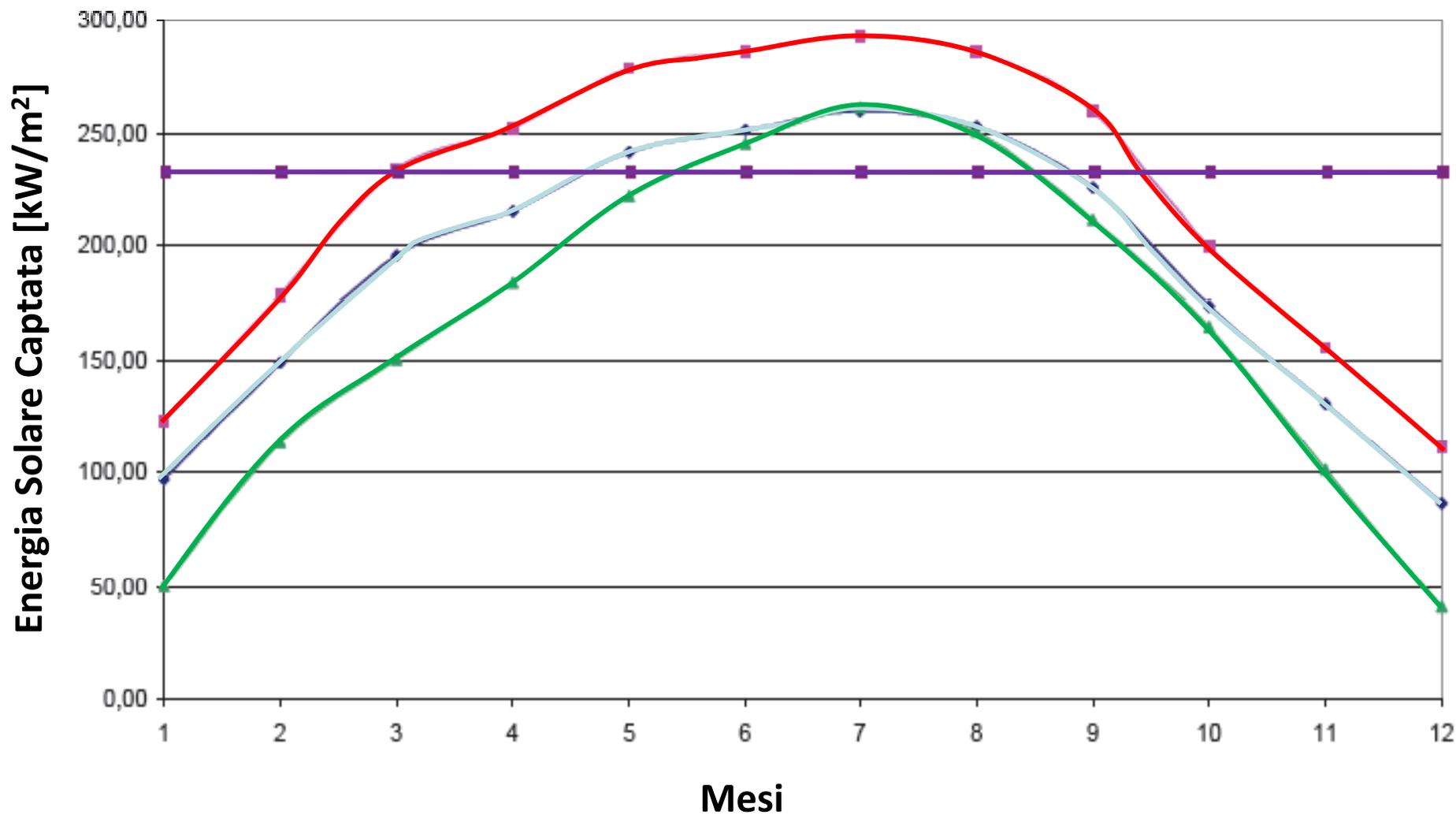
Energie Solair Solar Roof AS



Collettore piano non vetrato

Confronto Energia Solare Captata con un
233,35 kWh/m²

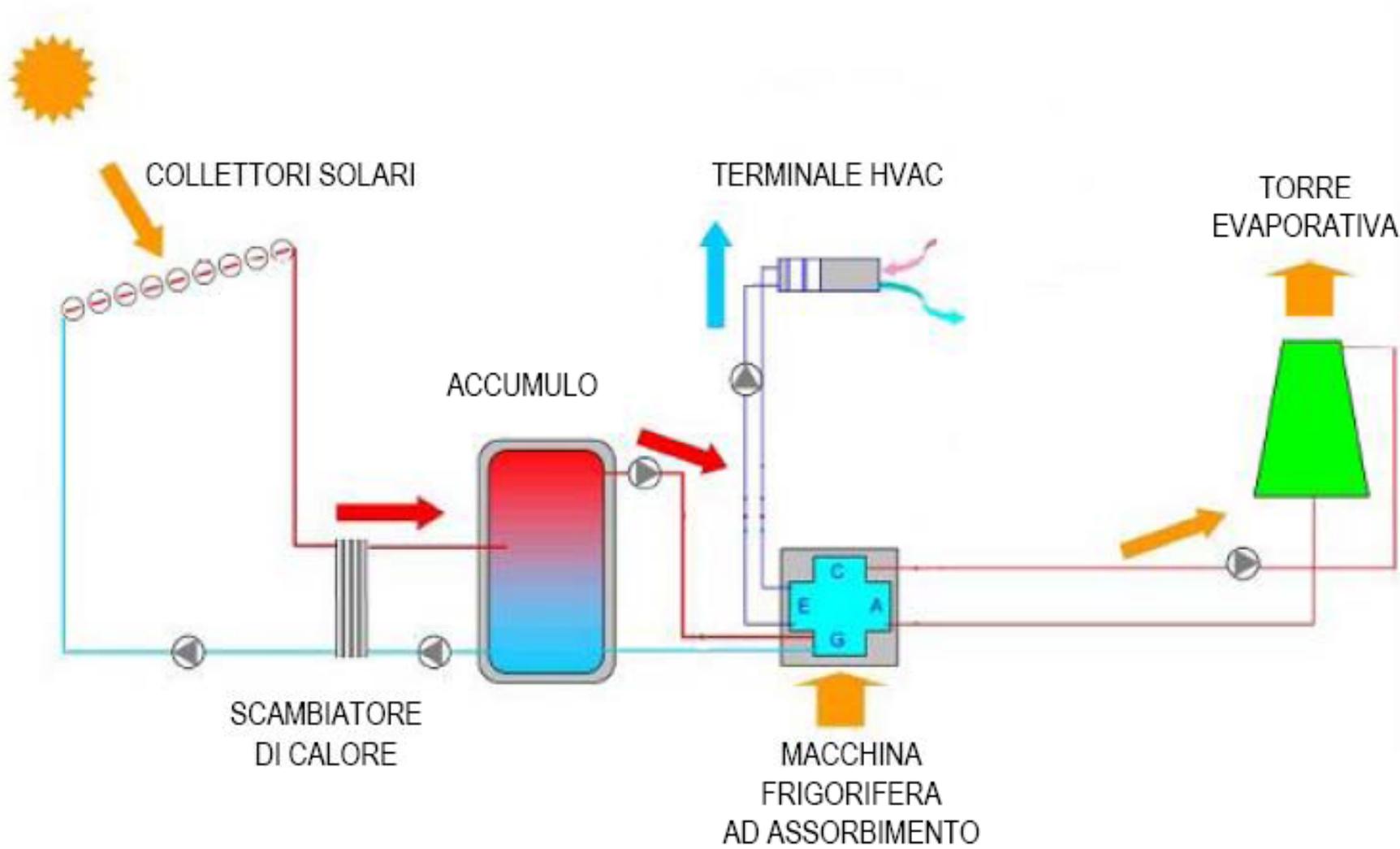
Fabb. Energ. di



Collettore piano vetrato

Collettore sottovuoto

Collettore piano non vetrato



SOLARE FOTOVOLTAICO



Impianto realizzato da: La Eco Energie s.r.l. Località: Contrada Pozzo Orsogno - Troia(FG) Periodo: aprile 2008

VANTAGGI

- indipendente dal sito
- nessun consumo di combustibile
- nessuna emissione inquinante
- nessun emissione acustica
- totale modularità (da 1W ai megawatt)
- tecnologia ingegneristica semplice
- vita utile e garantita di più di 20 anni
- ideale per l'ambiente urbano

SVANTAGGI

- bassa efficienza
- costo elevato
- evoluzione tecnologica lenta (laboratorio-
produzione: 15 anni)



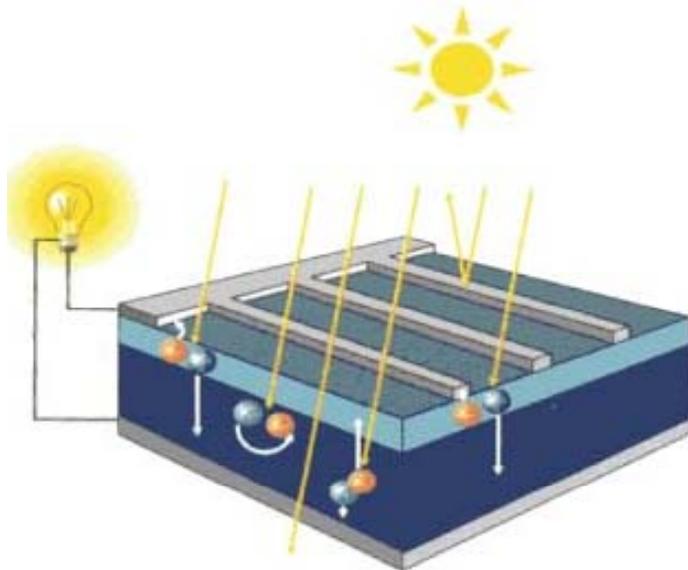
DEFINIZIONI

La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica utilizza il fenomeno fisico dell'interazione della radiazione luminosa con gli elettroni nei materiali semiconduttori, denominato **effetto fotovoltaico**.

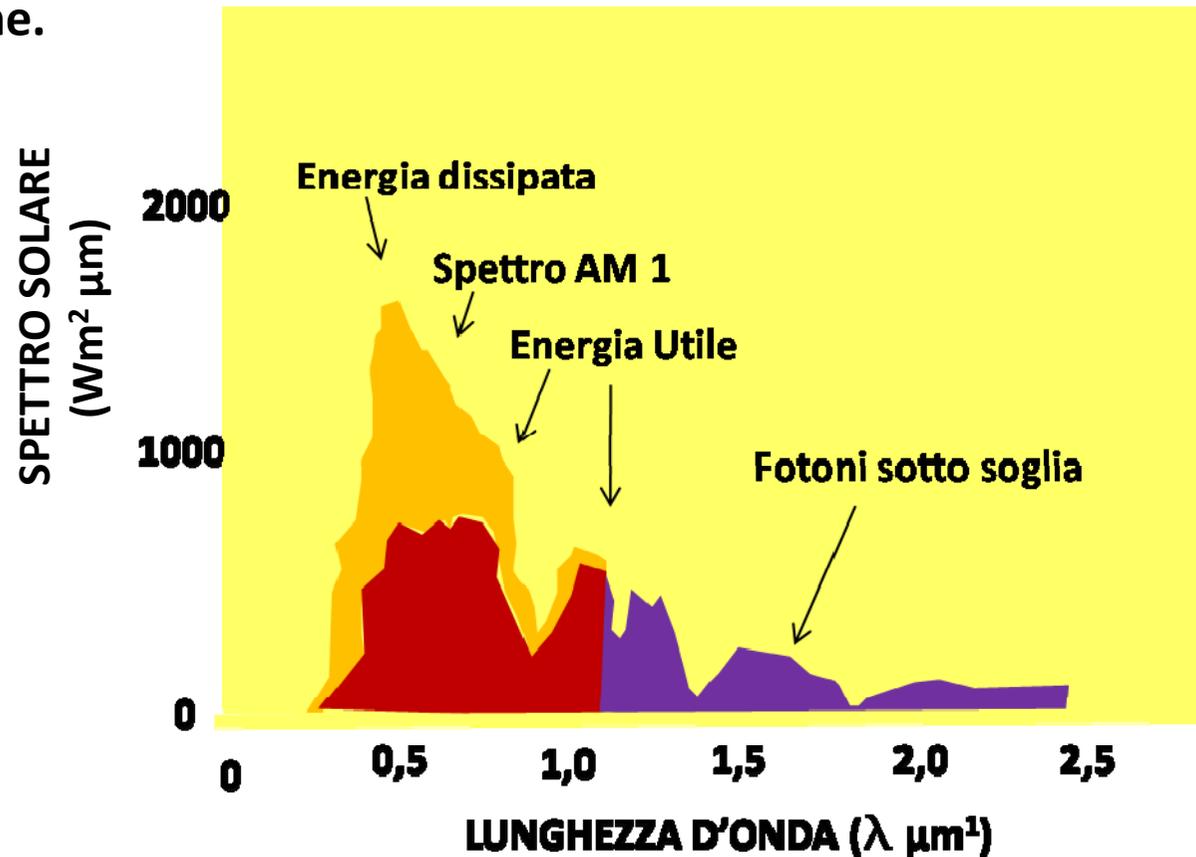
L'oggetto fisico in cui tale fenomeno avviene è la cella solare, la quale altro non è che un diodo con la caratteristica essenziale di avere una superficie molto estesa (alcune decine di cm^2).

Ad oggi il materiale più usato per la realizzazione delle celle solari è il silicio cristallino

La cella fotovoltaica è un dispositivo che, esposto al Sole, è capace di convertire direttamente la radiazione solare in energia elettrica.



Ai fini del funzionamento delle celle, però, i fotoni di cui è composta la luce solare non sono tutti equivalenti: per essere assorbito e partecipare al processo di conversione, un fotone deve possedere un'energia superiore ad un certo valore minimo, che dipende dal materiale di cui è costituita la cella; in caso contrario il fotone passa attraverso tutto lo spessore del dispositivo senza innescare il processo di conversione.



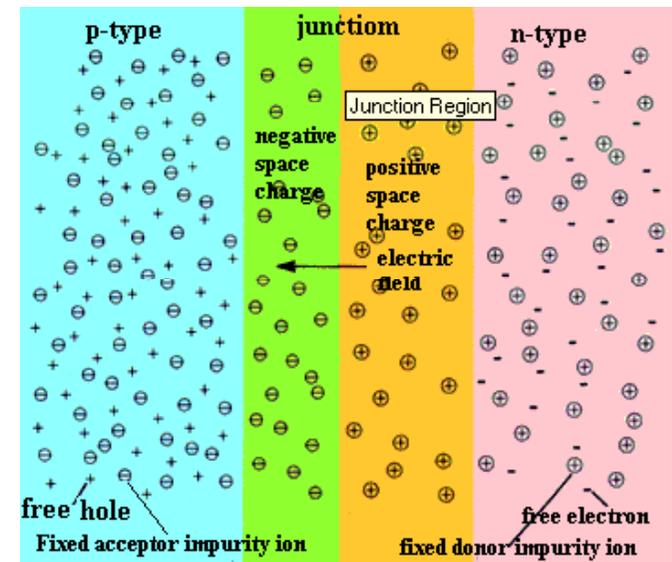
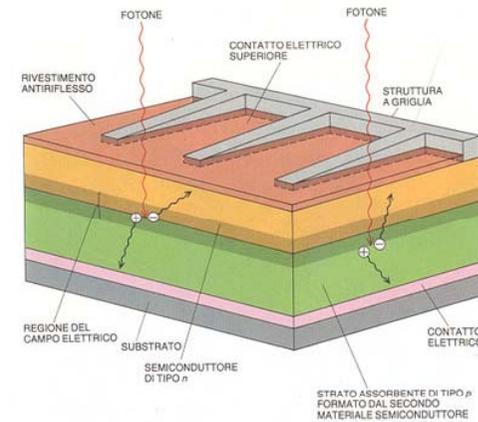
Con il materiale semiconduttore più usato per la costruzione delle celle, *il silicio*, tutta la radiazione solare con energia di lunghezza d'onda superiore a 1,1 μm, non è assorbita, e risulta quindi inutilizzata ai fini della conversione.

Un fotone, dotato di sufficiente energia, è assorbito nella cella, creando una coppia di cariche elettriche di segno opposto, chiamate “elettrone” e “lacuna”.

Per generare effettivamente la corrente elettrica, però, è necessaria una differenza di potenziale che faccia muovere le cariche, e questa viene creata grazie all'introduzione di piccole quantità di impurezze, chiamate “droganti”, nel materiale che costituisce le celle, che sono in grado di modificare profondamente le proprietà elettriche del semiconduttore.

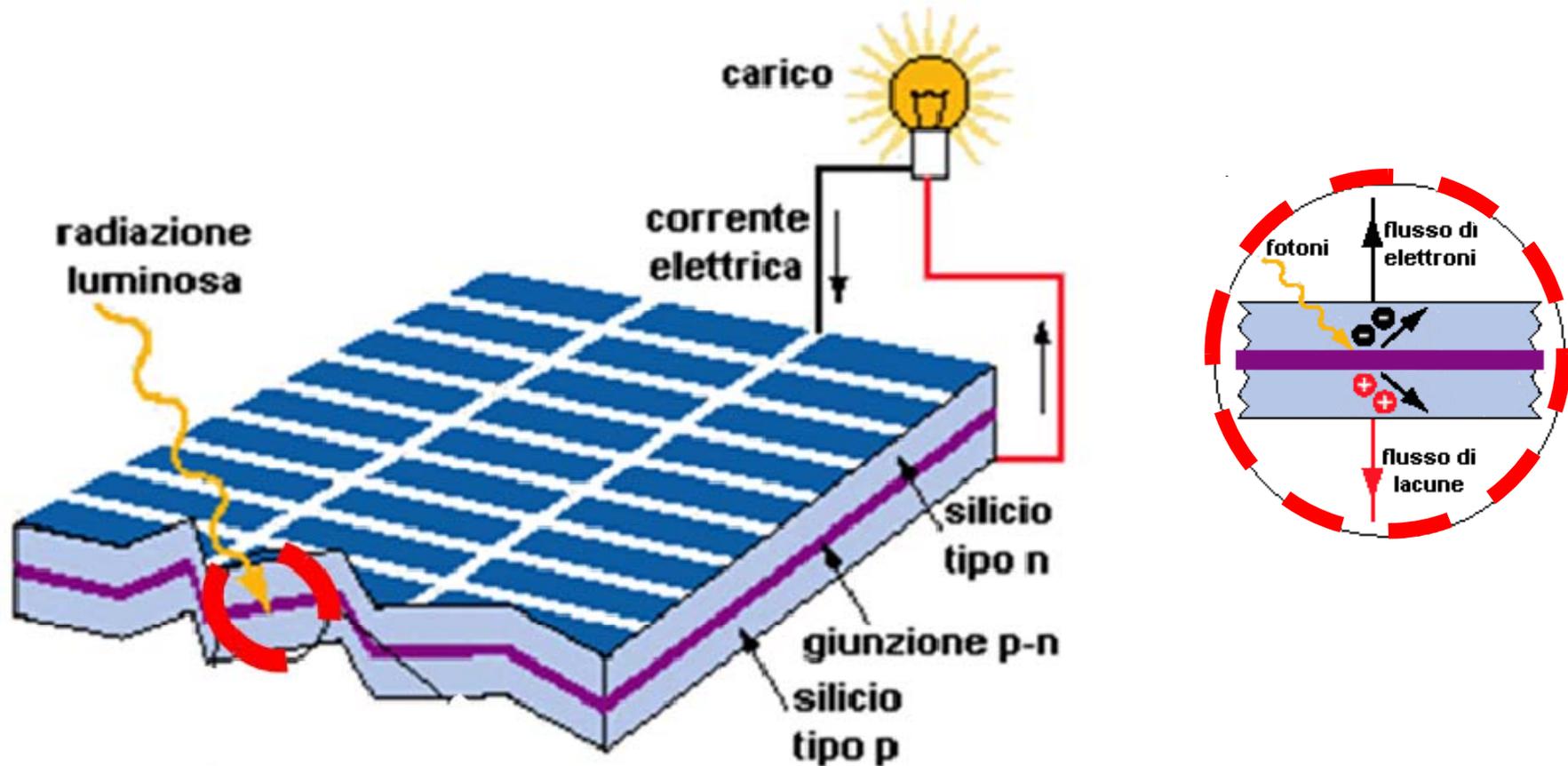
- Per il silicio, drogato con fosforo, si ottiene la formazione di silicio di tipo “n” caratterizzato dal fatto di possedere una densità di elettroni liberi (cariche negative) molto più alta che quella presente nel silicio normale.

- Il drogaggio del silicio con atomi di boro porta al silicio di tipo “p” in cui le cariche libere in eccesso sulla norma sono di segno positivo.

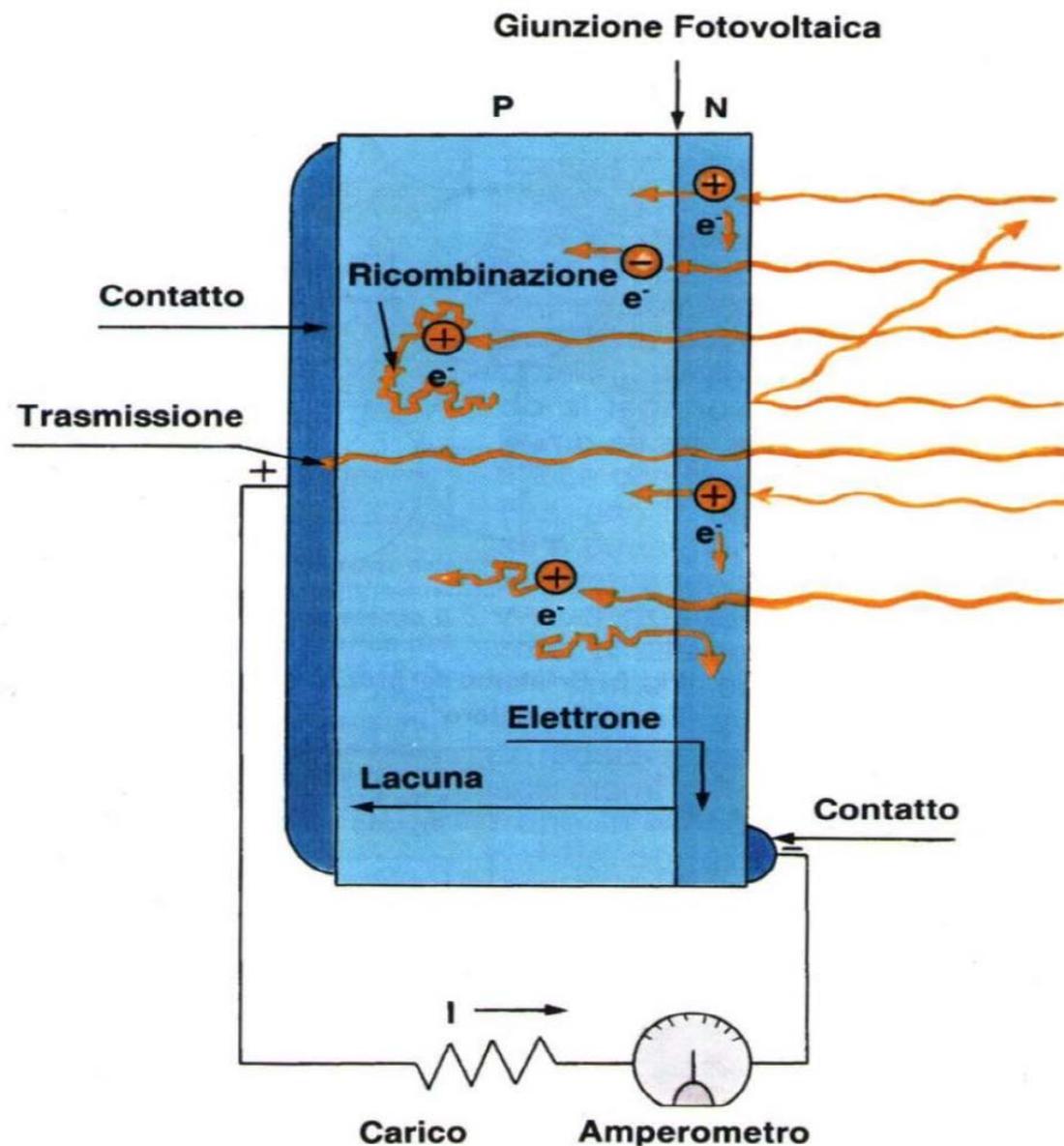


PRINCIPI

Nella zona di contatto tra il silicio di tipo n e il silicio di tipo p, detta “giunzione n-p”, si ha la formazione di un forte campo elettrico, capace di muovere in direzioni opposte le cariche elettriche positive e negative generate dalla luce nelle vicinanze della giunzione.



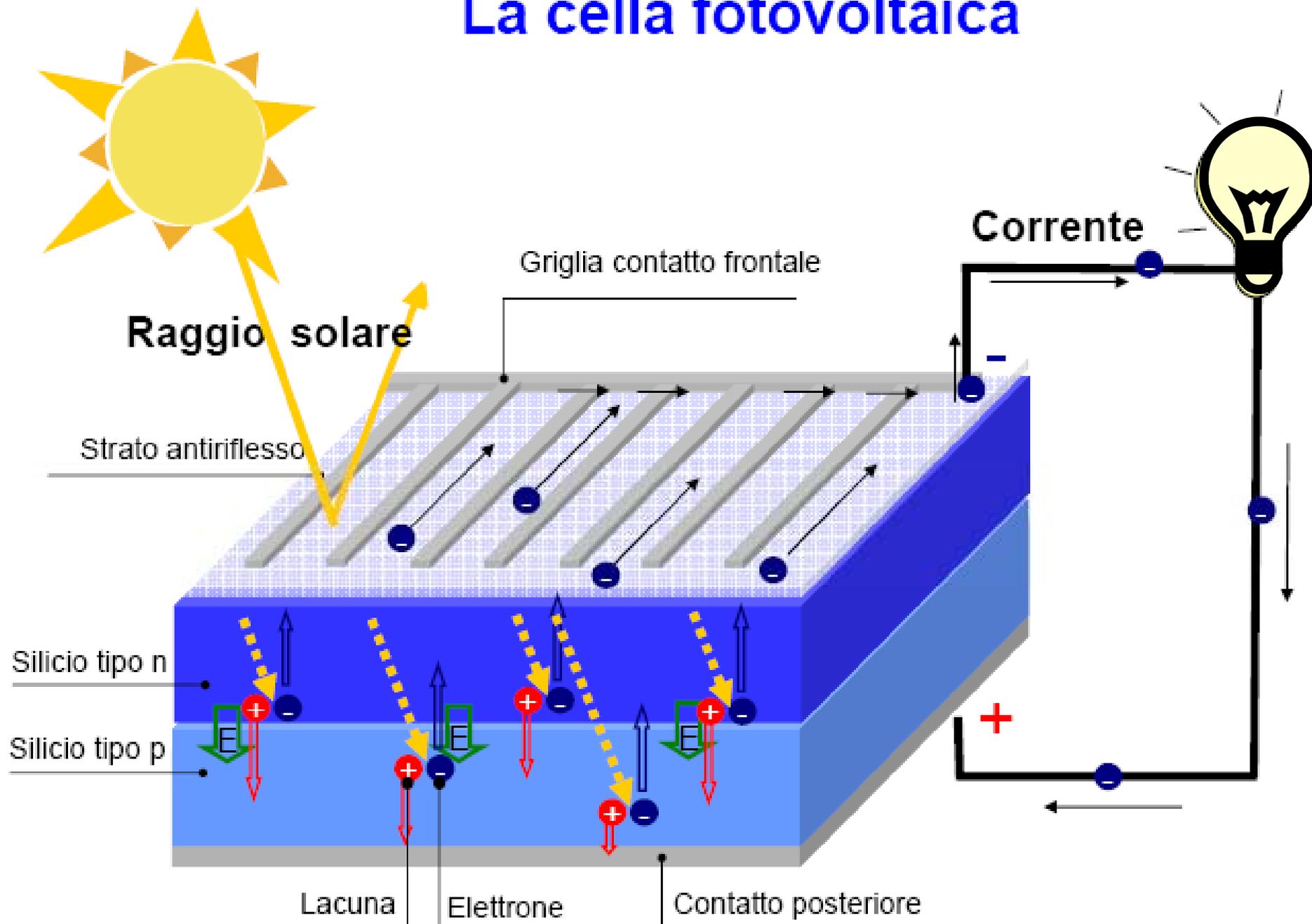
DEFINIZIONI



In questo modo, le cariche vengono separate e, se si collega questo dispositivo ad un circuito esterno, si potrà avere una circolazione di corrente: tanto maggiore è la quantità di luce incidente, tanto maggiore è la corrente generata. Nella tipica cella fotovoltaica(vedi figura) si distinguono due strati semiconduttori:

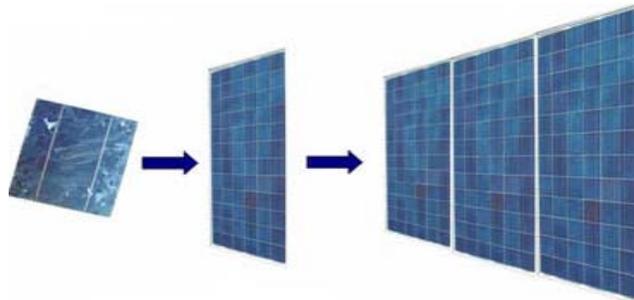
- *uno strato superiore, esposto alla radiazione solare, molto sottile di tipo n;*
- *un secondo strato di tipo p in cui avviene l'assorbimento della luce incidente*

La cella fotovoltaica



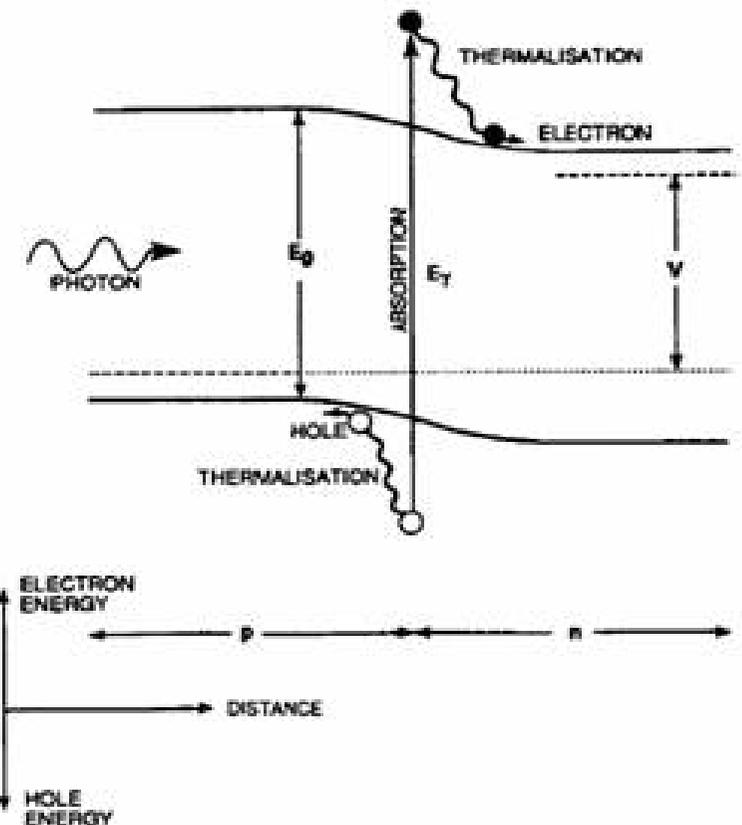
Caratteristiche costruttive di una tipica cella fotovoltaica

- spessore pari circa a 0,3 mm
- forma circolare o quadrata
- area pari circa a 100 cm²

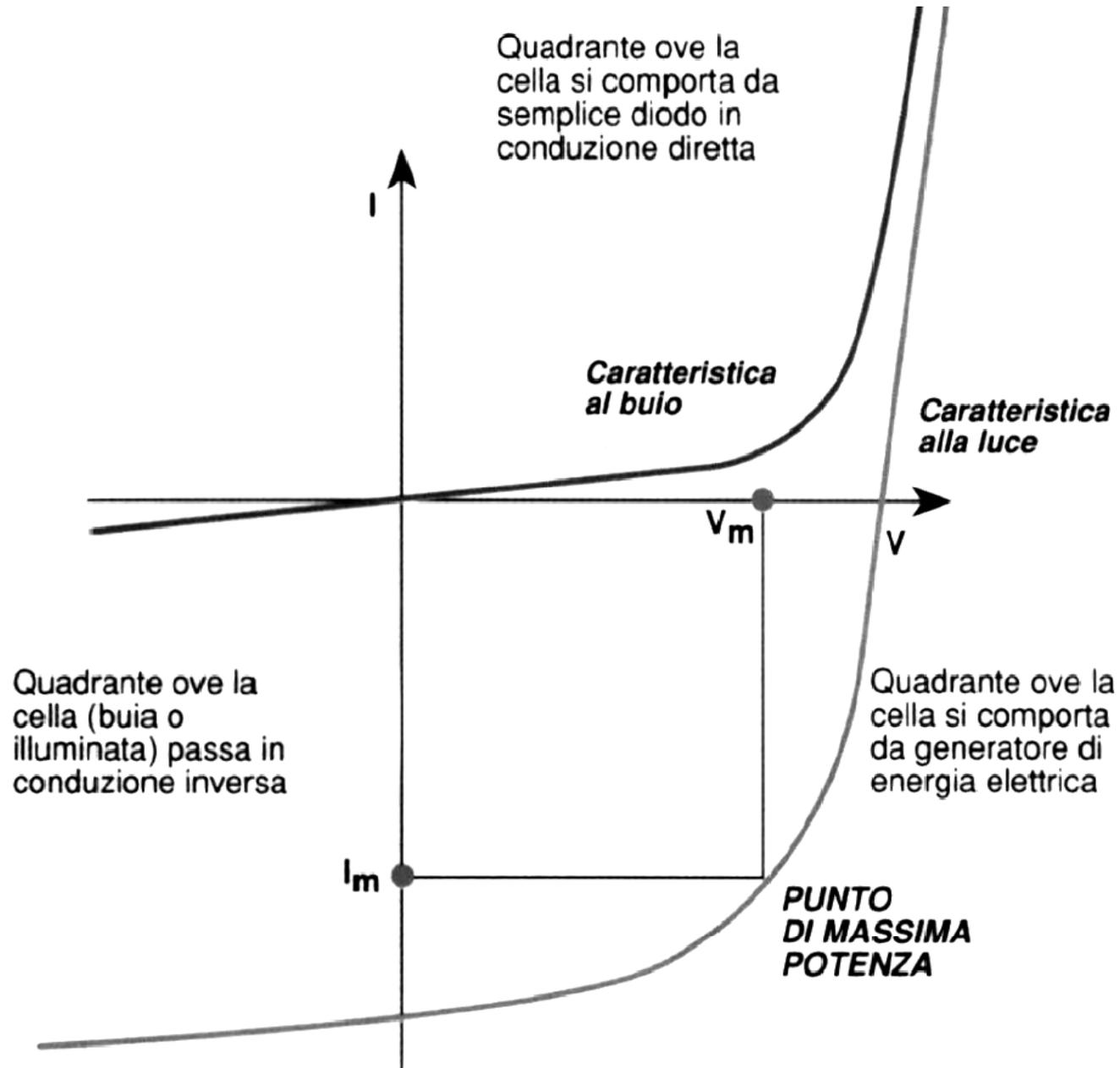


Per essere utilizzati ai fini del processo di conversione i fotoni di cui è composta la luce solare, devono possedere un'energia superiore ad un livello minimo

Per il silicio la parte di radiazione avente lunghezza d'onda superiore ad 1,1 micrometri non viene assorbita

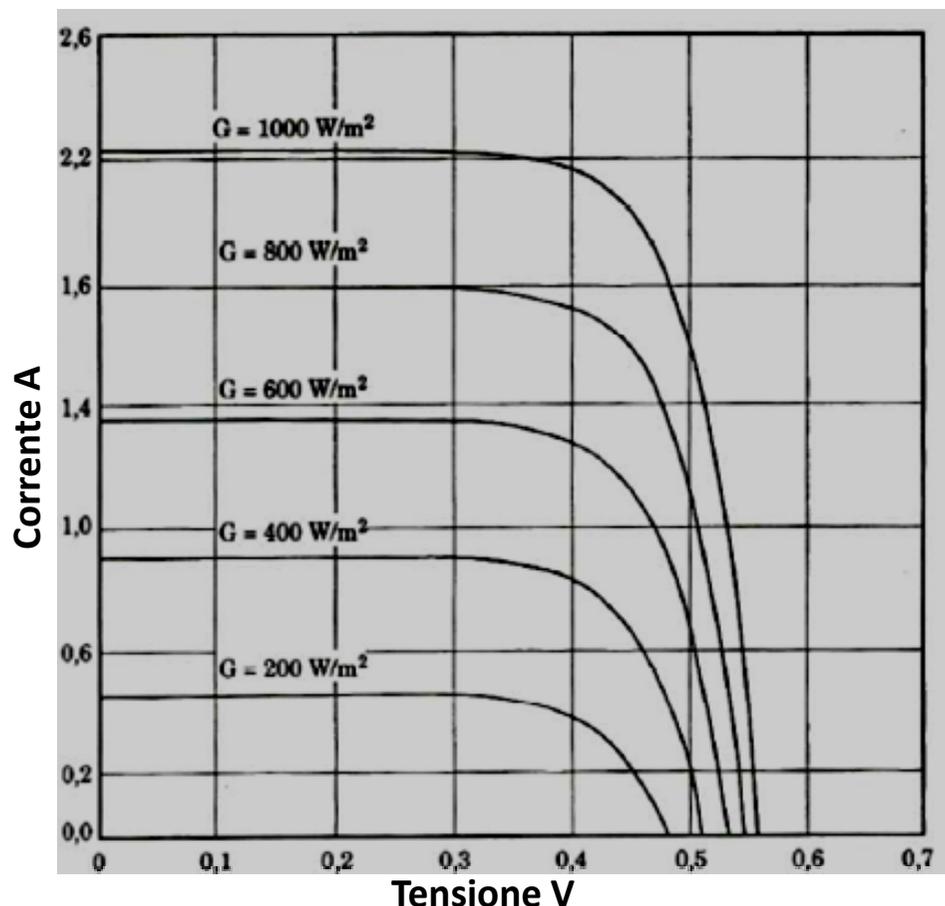


La cella solare, esposta alla radiazione solare, si comporta come un generatore di corrente il cui funzionamento viene descritto mediante la caratteristica tensione-corrente



È tracciata tra i due valori massimi di intensità della corrente di corto circuito I_{sc} e di tensione a circuito aperto V_{oc} ed è il luogo dei punti in cui ad una coppia di valori I e V , corrisponde un determinato valore della potenza P erogata

Caratteristica tensione-corrente al variare dell'irradianza solare per cella al silicio monocristallino

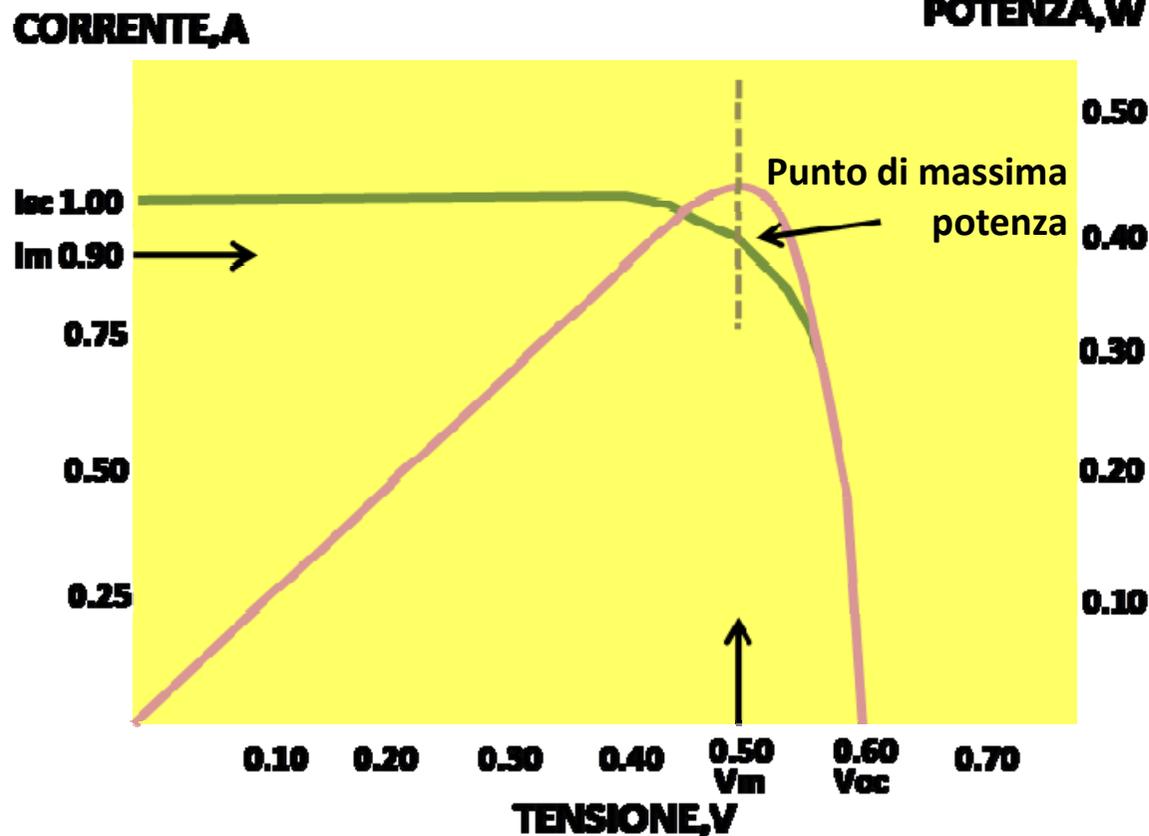


Varia in funzione dell'irradianza solare e della temperatura d'esercizio

La curva caratteristica consente di individuare il punto di esercizio della cella in relazione ai valori di tensione e di intensità della corrente prodotta.

La potenza è data dalla:
 $P=V \times I$

P è la potenza erogata dalla cella [W];
 V è la differenza di potenziale [V];
 I è l'intensità della corrente [A].



La potenza massima estraibile dalla cella in condizioni di irradianza e temperatura specificate, (temperatura alla giunzione di 25°C, irradianza di 1000 W/m², spettro della radiazione solare pari a quello riscontrabile in condizioni di AM(air mass) 1,5) STC(Standard Test Condition), viene definita essere la Potenza Nominale (WN) o di Picco (Wp).

Il rapporto tra il prodotto di tensione ed intensità in corrispondenza del punto di massima potenza MPP (V_{max} ed I_{max}) ed il prodotto dei valori di tensione a circuito aperto ed intensità di corto circuito, individua un ulteriore indice qualitativo della cella, definito *fattore di riempimento* (FF , *fillfactor*),

$$FF = \frac{V_{max} \times I_{max}}{V_{oc} \times I_{oc}}$$

che mette in relazione la potenza massima estraibile effettivamente dalla cella con la potenza massima ideale, in realtà mai raggiungibile. Valori tipici di FF per celle al silicio cristallino in STC si aggirano tra 0,6 e 0,8.

$$\eta = \frac{\text{potenza massima erogabile (in condizioni standard)}}{\text{potenza della radiazione incidente sulla superficie della cella}}$$

$$\eta = \frac{P_{\max}}{1000 \times A_{\text{cella}}}$$

- **celle commerciali al silicio $\eta \cong 11\% \div 16\%$**
- **celle di laboratorio $\eta \cong 30\%$**

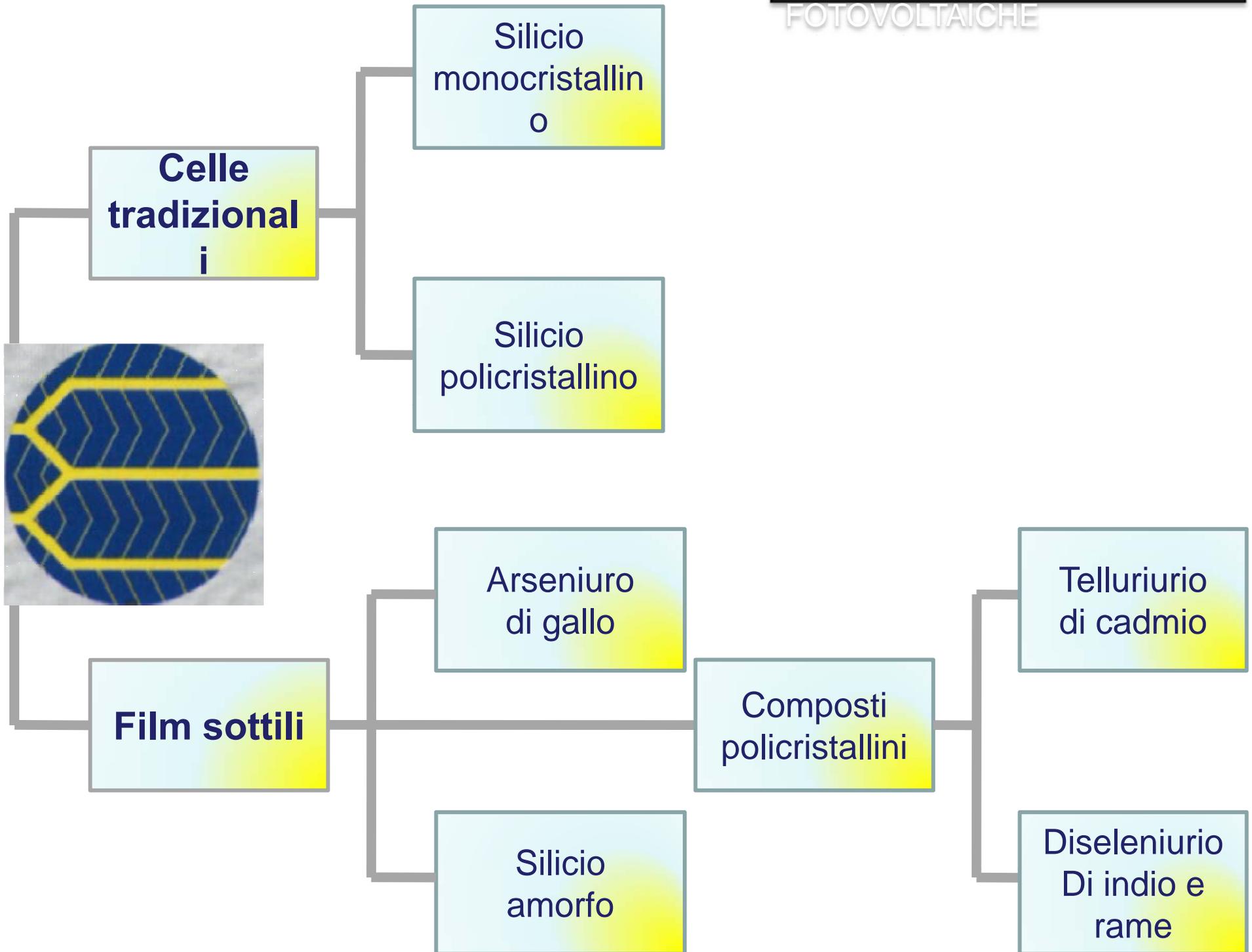
Cause di inefficienza di una cella fotovoltaica:

- **inefficienza di penetrazione dei fotoni all'interno della cella**
- **inefficienza di conversione dell'energia dei fotoni in energia della coppia elettrone-lacuna**
- **inefficienza di conversione dell'energia posseduta dalle coppie elettrone-lacuna in energia elettrica**
- **inefficienza di trasferimento al carico dell'energia fotoelettrica prodotta**

Le caratteristiche prestazionali di una cella, nell'esempio al silicio monocristallino, posta nelle condizioni di riferimento, STC, sono quindi fornite dai seguenti parametri :

- - **efficienza $\eta = 15\%$**
- - **corrente generata: 2,5-3 A**
- - **voltaggio: 0,45-0,55 V**
- - **potenza erogata: 1,5 W**
- - **fattore di riempimento FF: 0,6 –0,8**

TIPOLOGIE CELLE FOTOVOLTAICHE

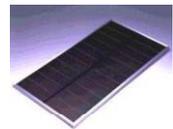


- Silicio Amorfo

- Silicio Monocristallino

- Silicio Policristallino

- Arseniuro di Gallio etal.



Confronto tra tecnologie (1/2)

Tecnologia	m-Si	p-Si	a-Si
η cella tipico	13 – 16 %	11 – 13 %	4 – 6 % 7 – 10 %
Vantaggi	<ul style="list-style-type: none"> - η elevato - η stabile - tecnologia affidabile 	<ul style="list-style-type: none"> - costo - meno delicati (hot spot) - miglior occupazione 	<ul style="list-style-type: none"> - costo - fabbricazione - meno materiale - buon η a G ↓ e luce art. - flessibile - coeff. Voc. f(T)
Svantaggi	<ul style="list-style-type: none"> - costo - E grigia - quantità materiale - complesso 	<ul style="list-style-type: none"> - complesso - sensibile alle impurità 	<ul style="list-style-type: none"> - η basso, che scende - degrado iniziale

Confronto tra tecnologie (2/2)

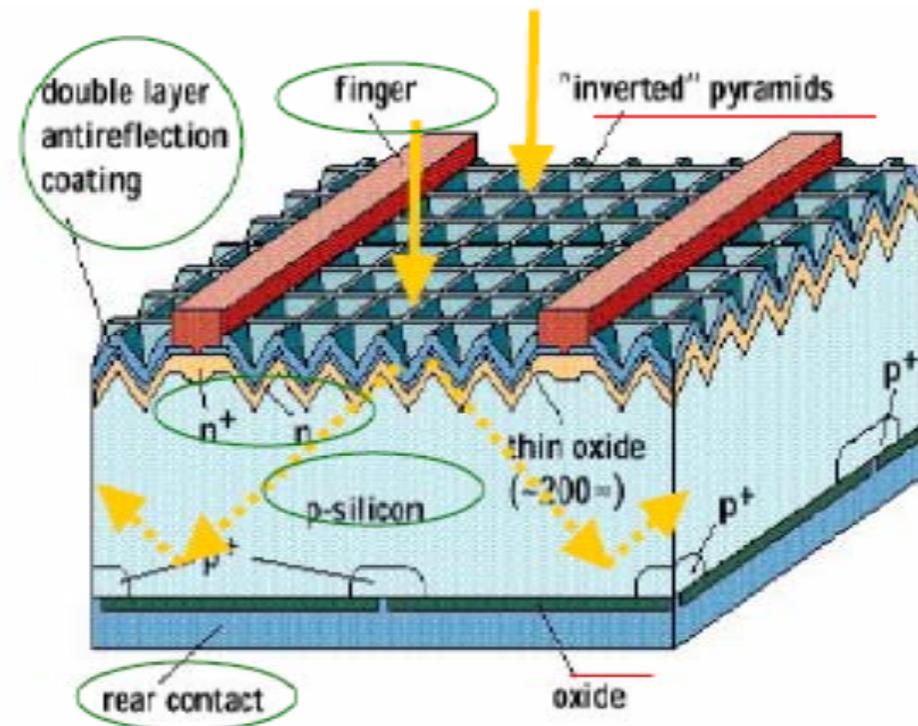
Tecnologia	GaAs arseniuro di Gallio	CdTe Tellurio di cadmio	CdS/CuS solfuro di cadmio e di rame	CuIn Sez. seleniuro di rame e di indio (EnS)
η cella tipico	22 % (labo)	10 %	5 %	12 % (labo)
vantaggi	- resiste a Televate - concentr.	- gap ideale	- fabbri- cazione	- molto stabile
svantaggi	- tossicità - disp. di materiale	- tossicità - disp. di materiale	- tossicità - sensibile all'umidità	- tossicità (Cd)

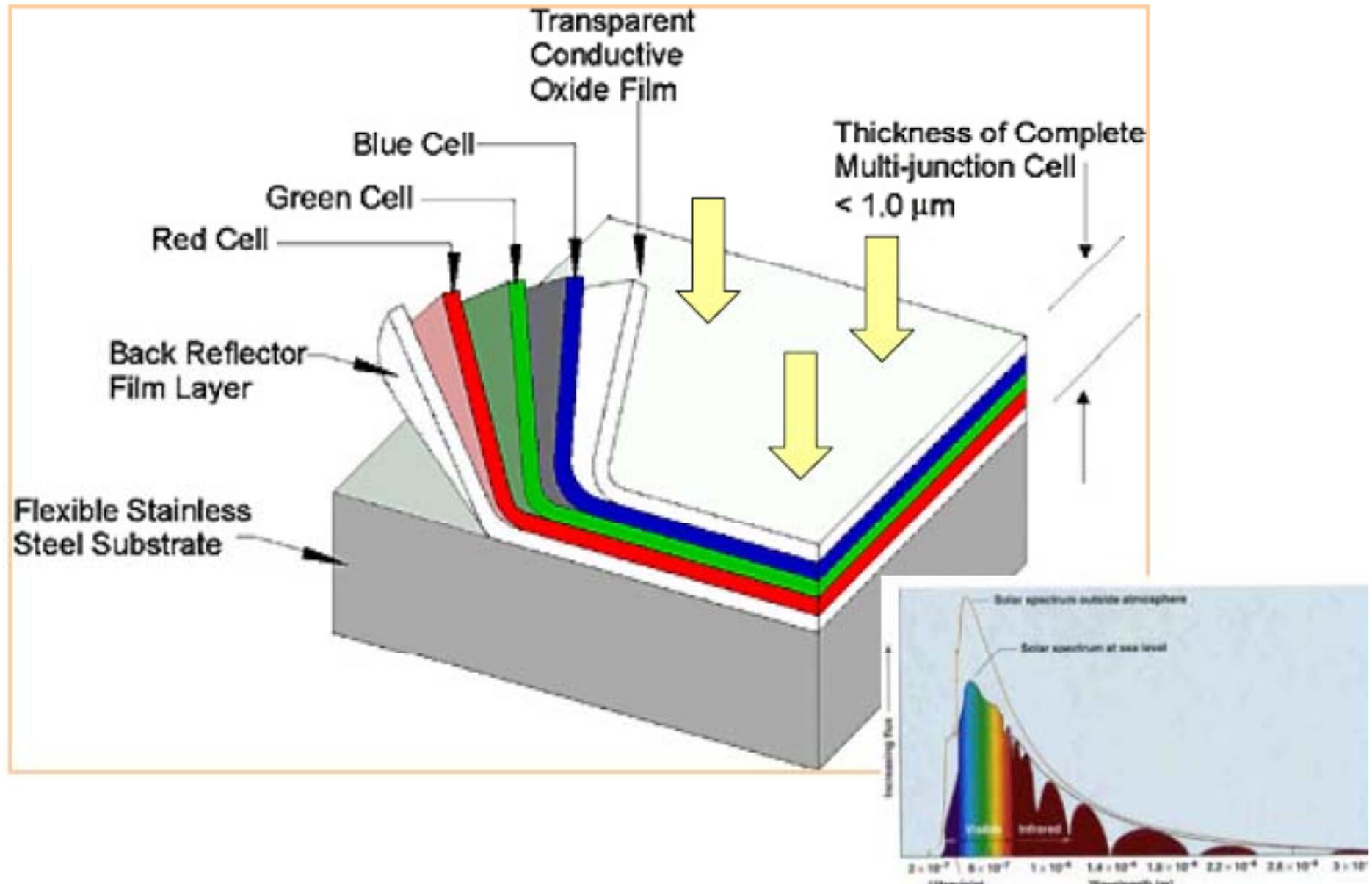
Struttura piramidale (fronte della cella)

Strato riflettente (retro della cella)

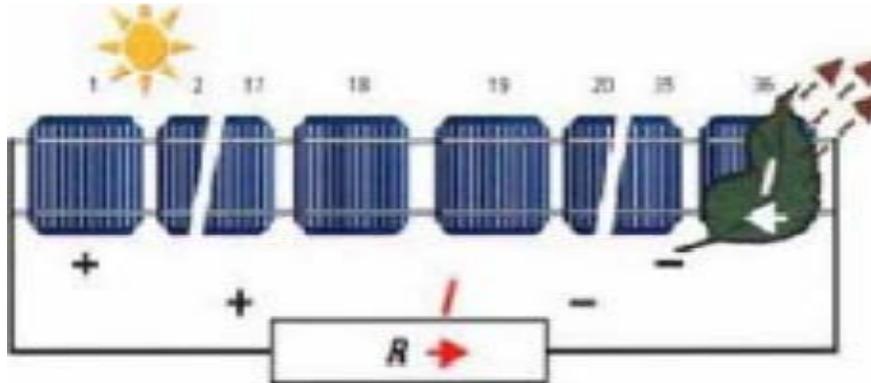
Assorbenza e Riflettanza ↑

= > ↑ efficienza cella FV

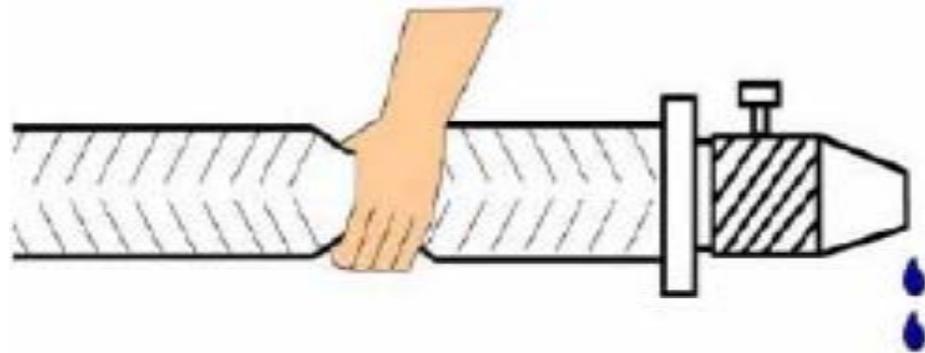




Ciascun semiconduttore assorbe in una regione dello spettro in modo più efficiente, migliorando la resa complessiva



La cella meno efficiente limita tutte le altre!

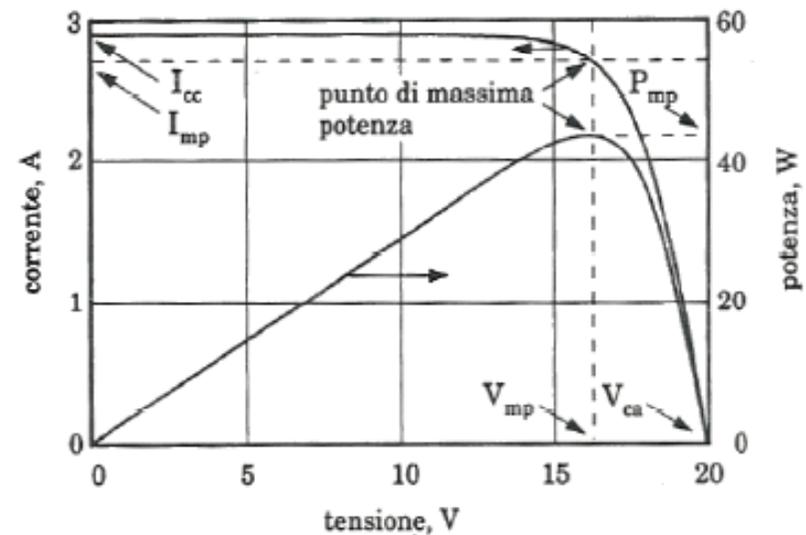
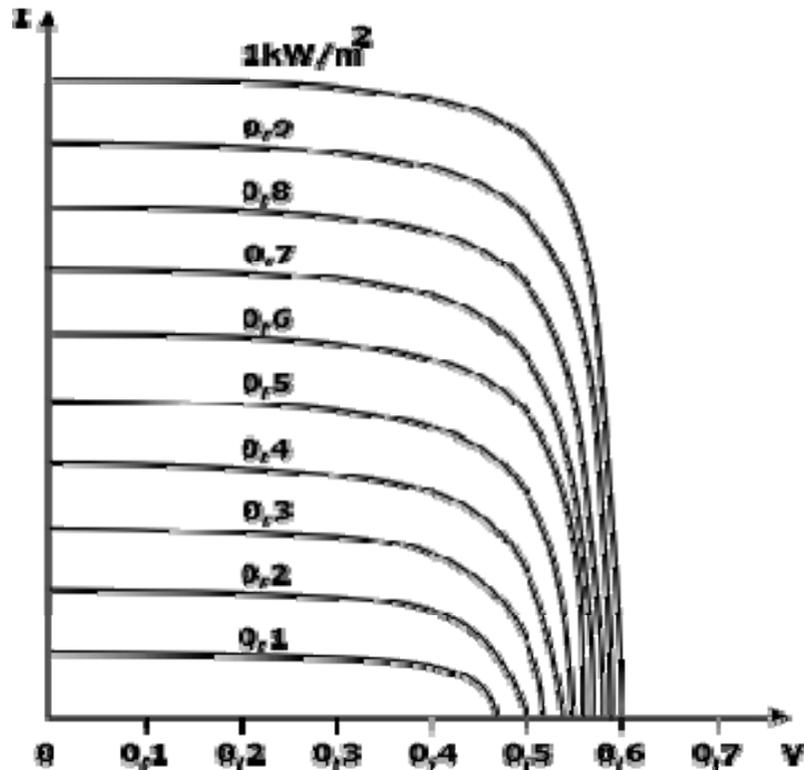


Mismatch:

$$P_{\max} \text{ modulo} < \sum P_{\max} \text{ celle}$$

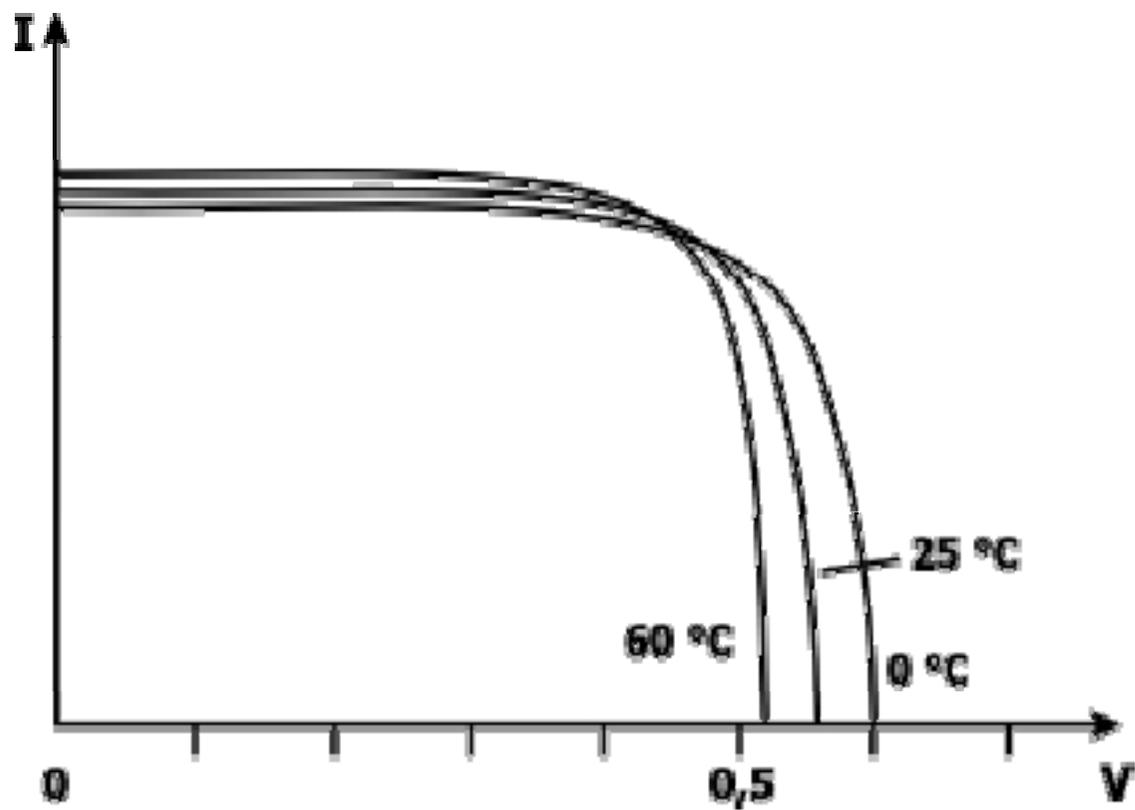
Caratteristiche del modulo fotovoltaico

- struttura tipica:
- 36 celle disposte su 4 file parallele e collegate in serie
- potenza erogata circa 40 ÷ 50 W
- tensione di lavoro ai morsetti circa 17 V efficienza di conversione pari al 12% ÷ 13%

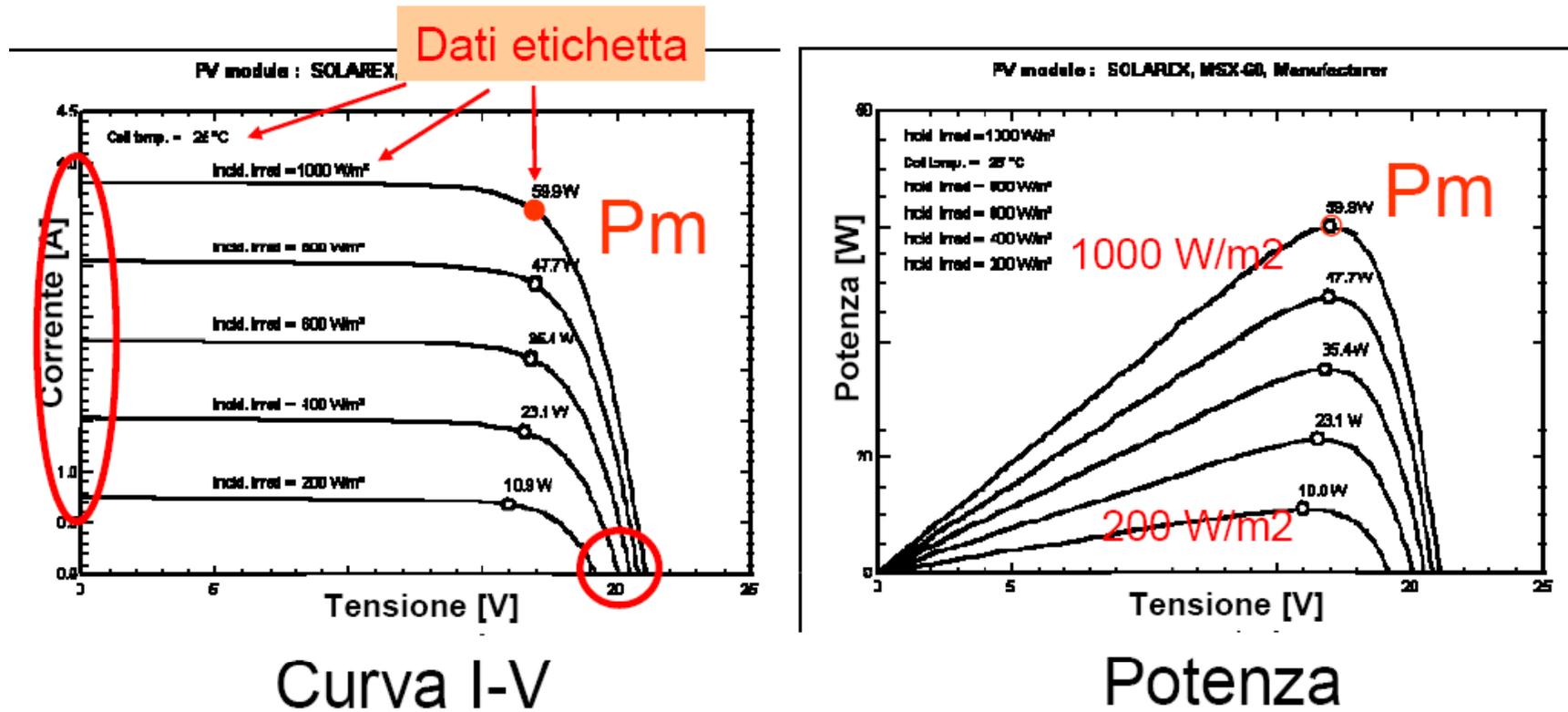


curva caratteristica del modulo
(silicio monocristallino)

Variation of the characteristic with the temperature of the module

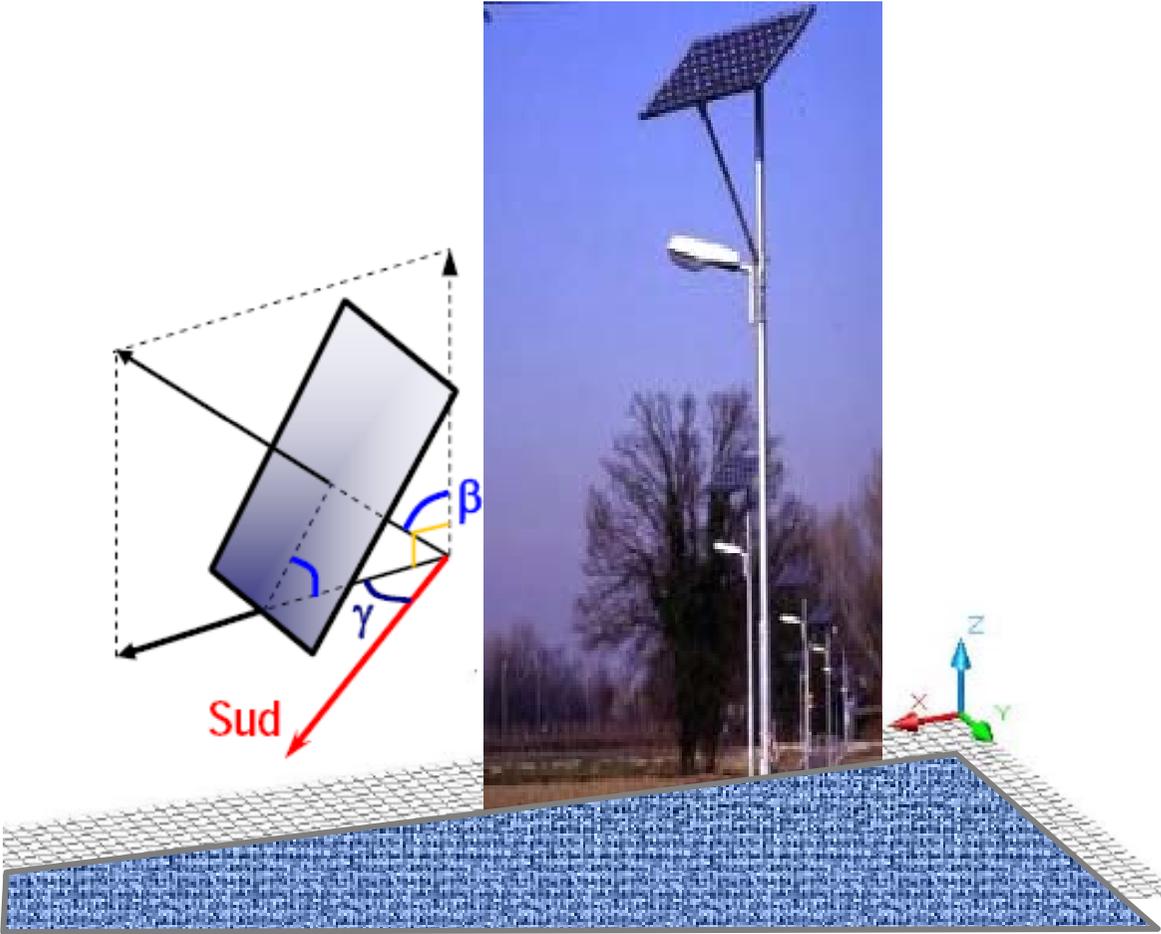


Fattori che influenzano il funzionamento di un modulo FV



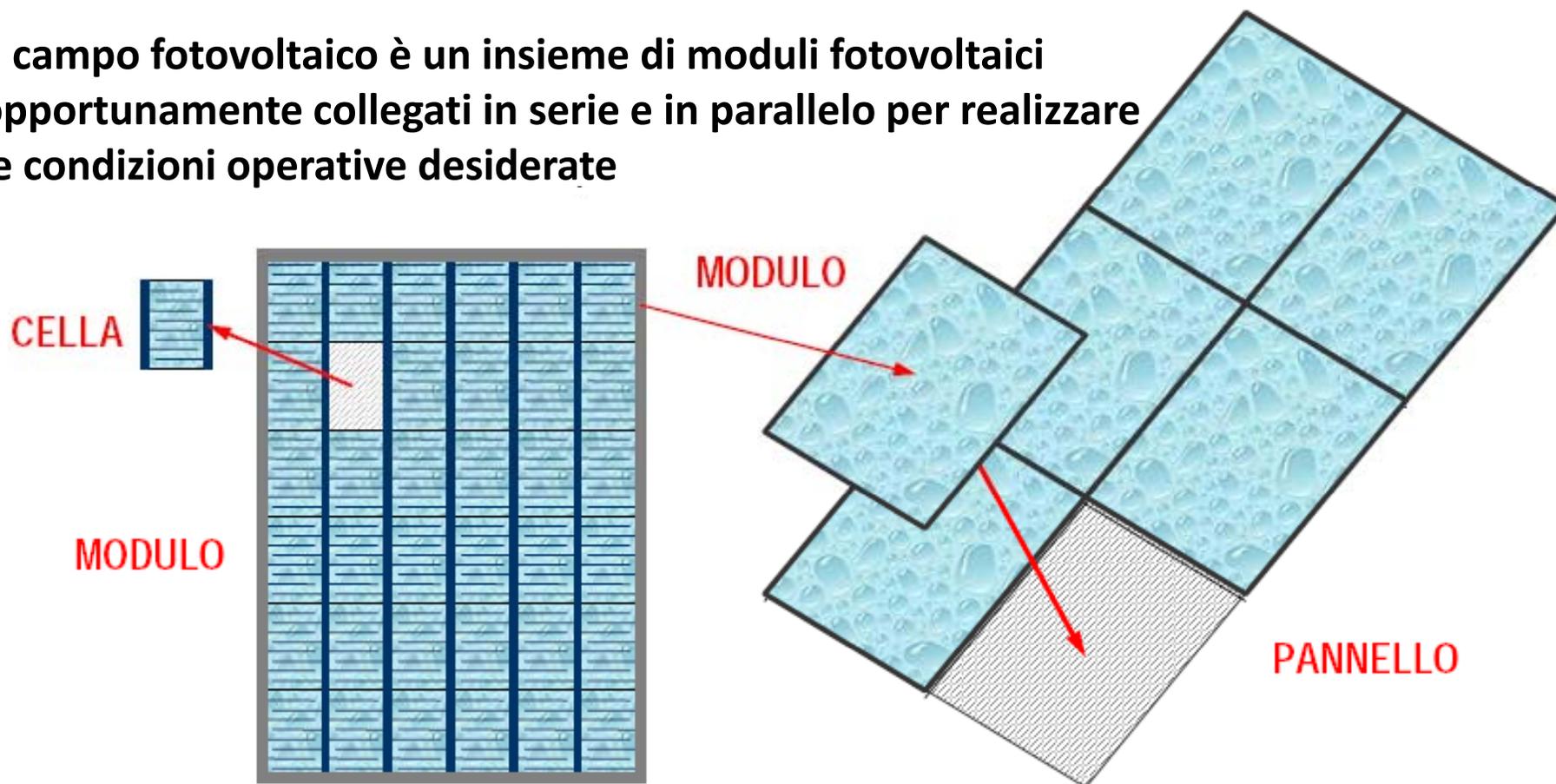
- Irraggiamento
- Temperatura (!)
- Area
- Spettro della radiazione solare
- Angolo d'incidenza, riflessioni

Angoli di inclinazione β
Angolo di orientazione γ

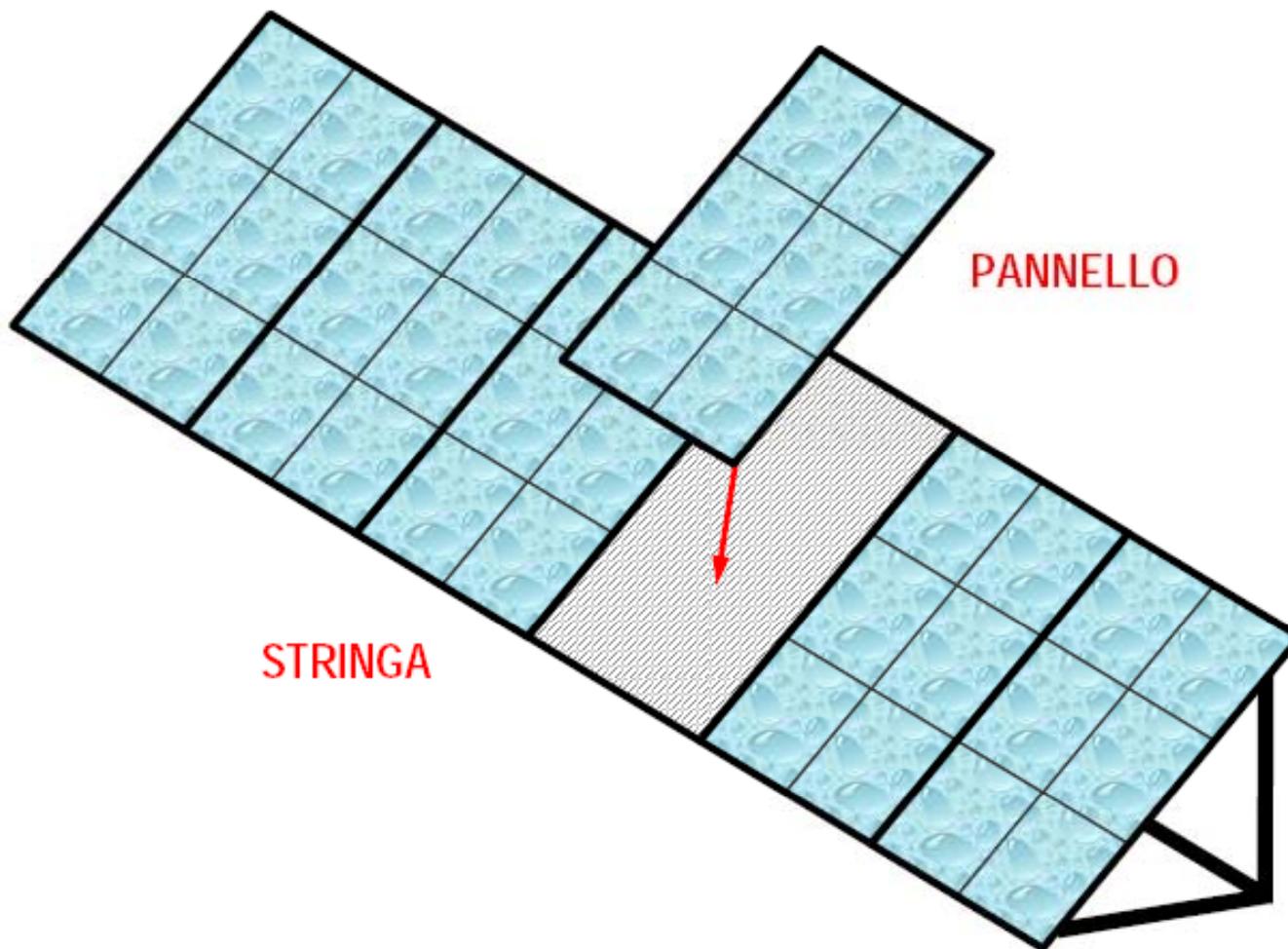


Il Campo Fotovoltaico

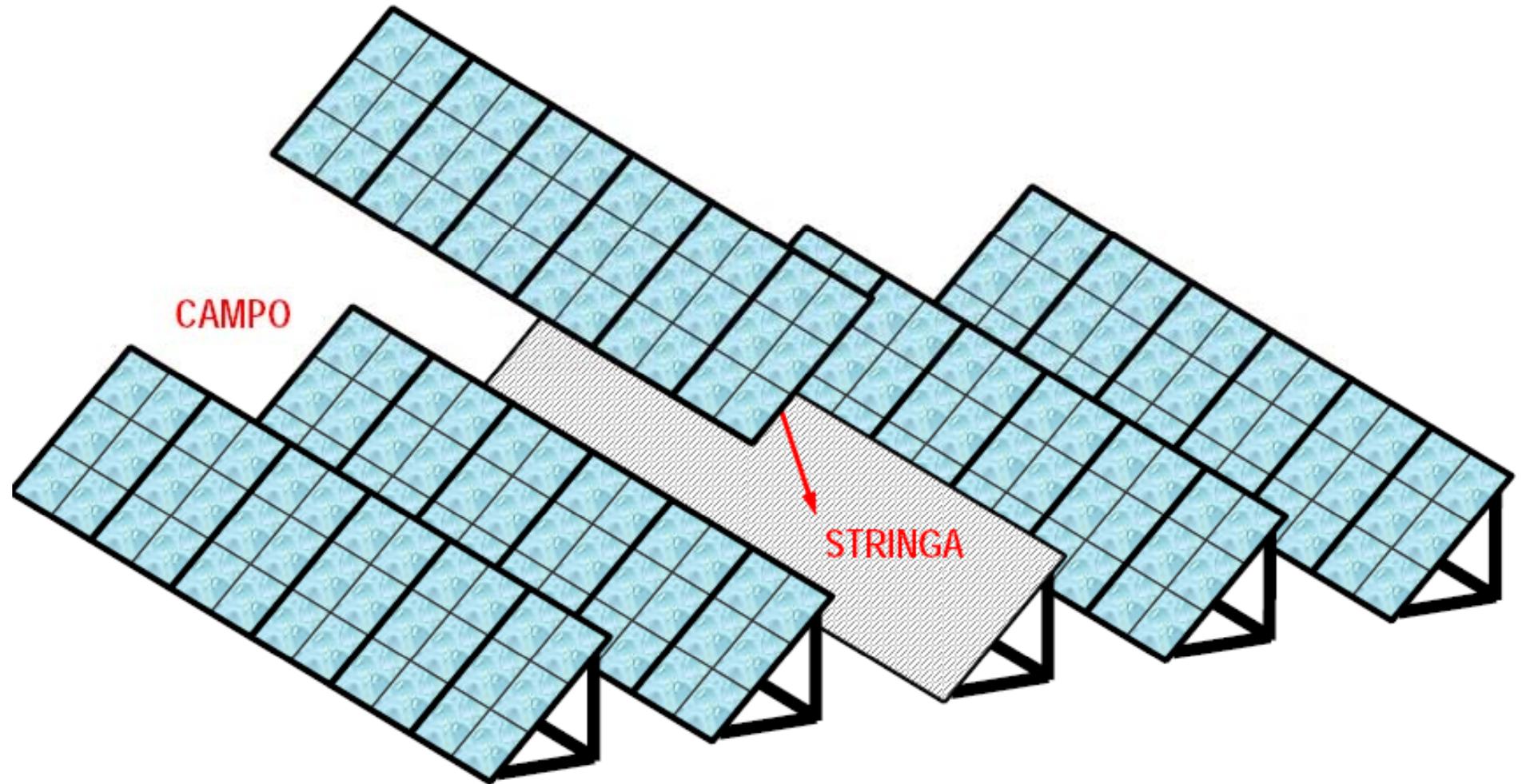
Il campo fotovoltaico è un insieme di moduli fotovoltaici opportunamente collegati in serie e in parallelo per realizzare le condizioni operative desiderate



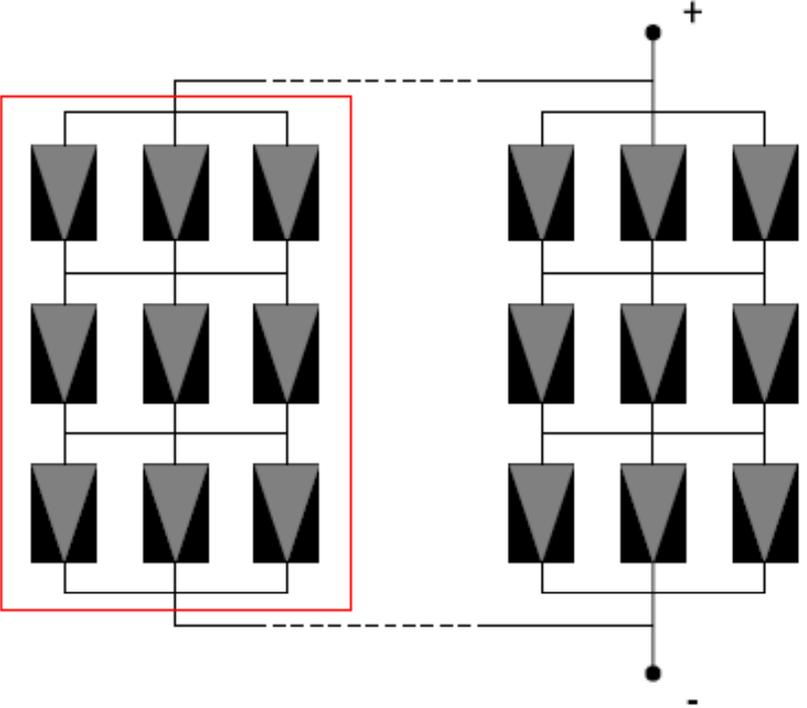
Il Campo Fotovoltaico



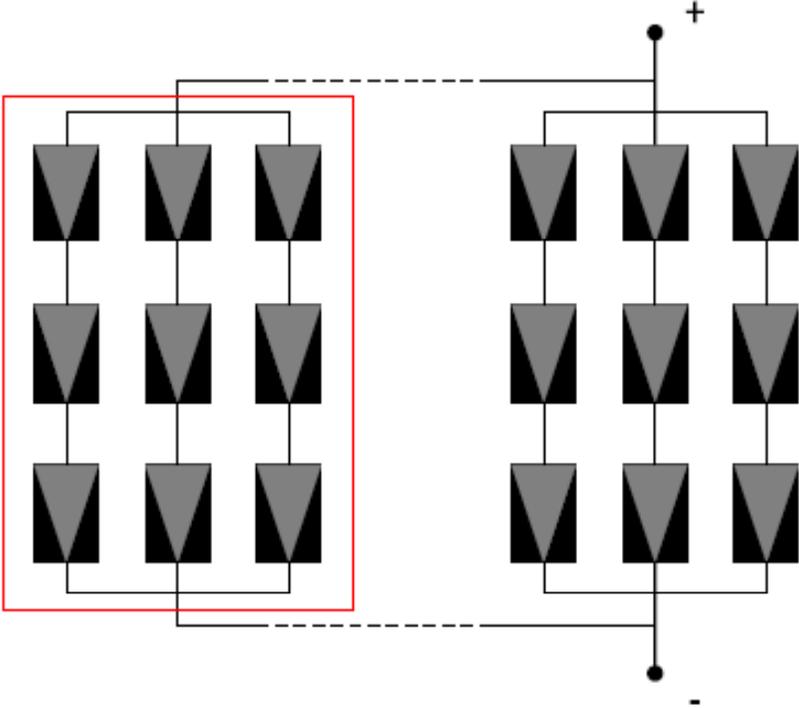
Il Campo Fotovoltaico



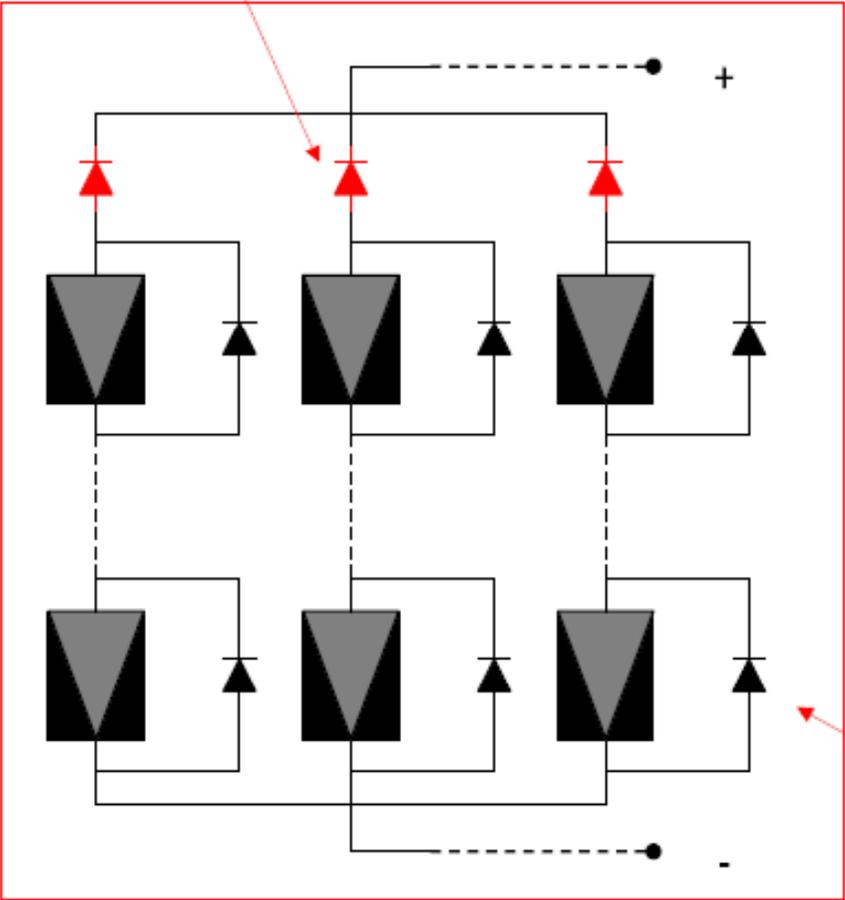
COMBINAZIONE DI SERIE E DI PARALLELI



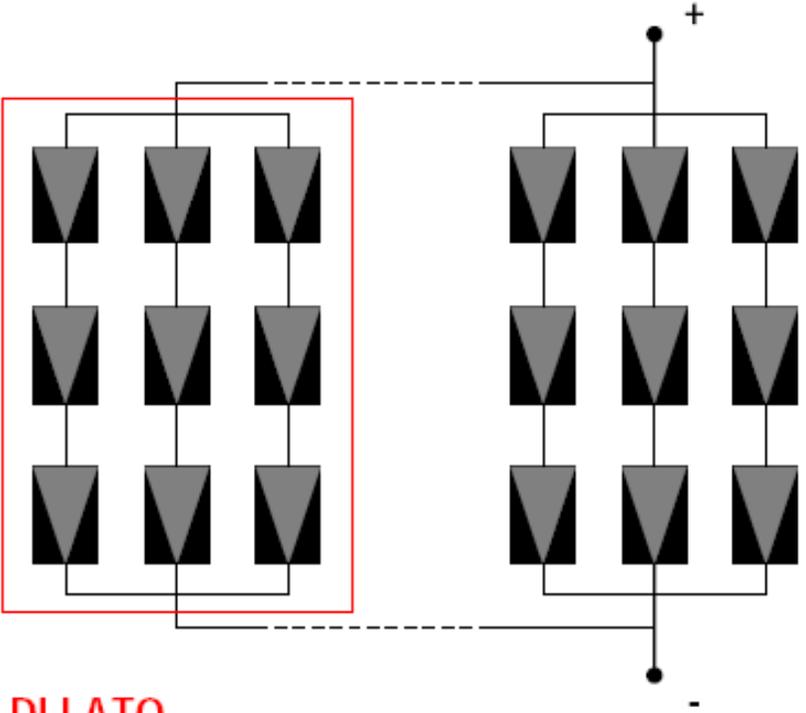
PARALLELI DI SERIE



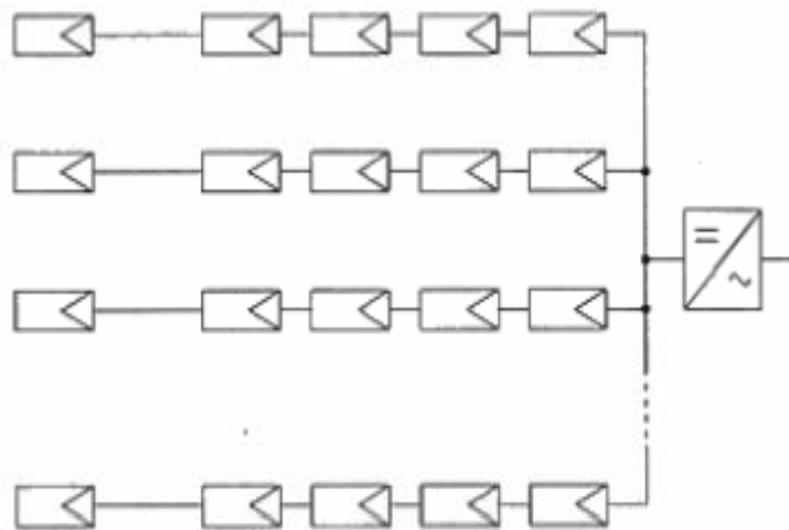
DIODO DI STRINGA



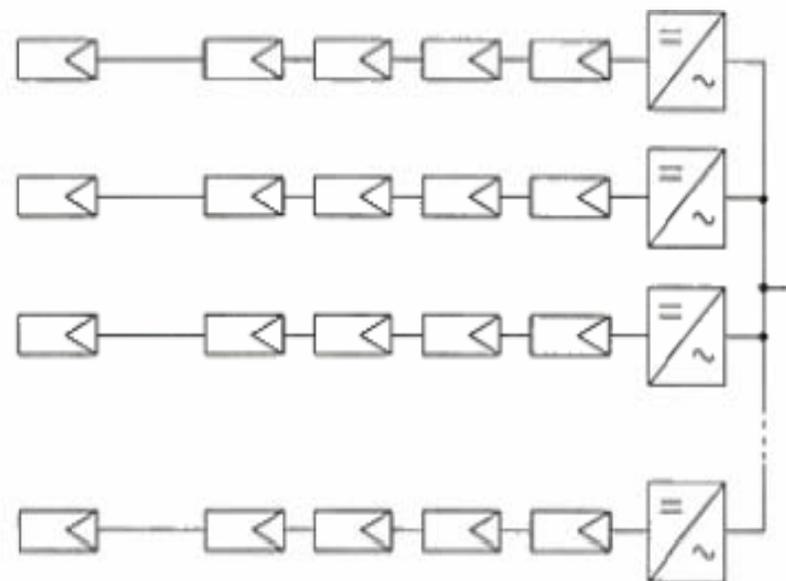
PARALLELI DI SERIE



DIODO DI LATO

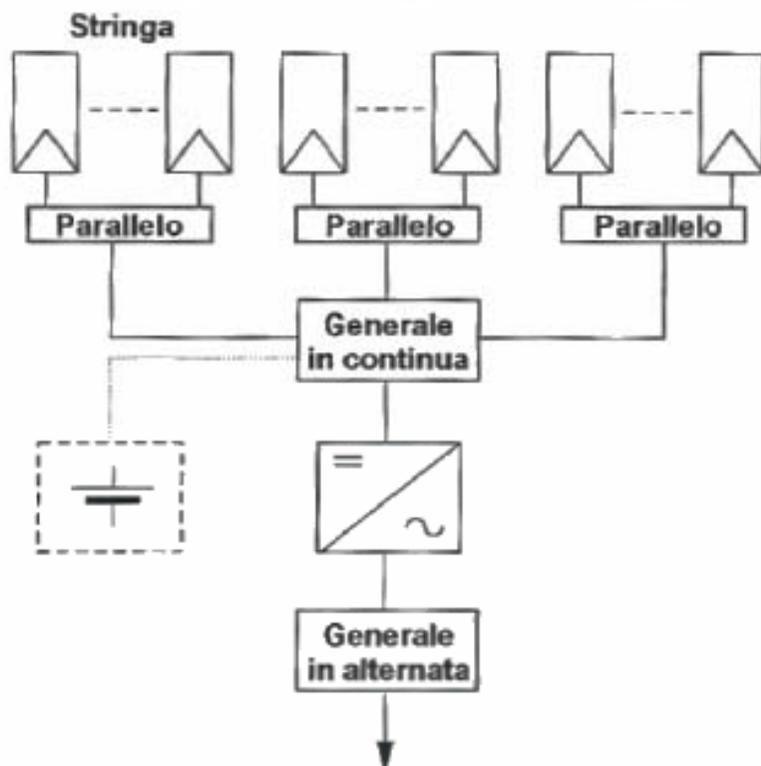


Conversione centralizzata

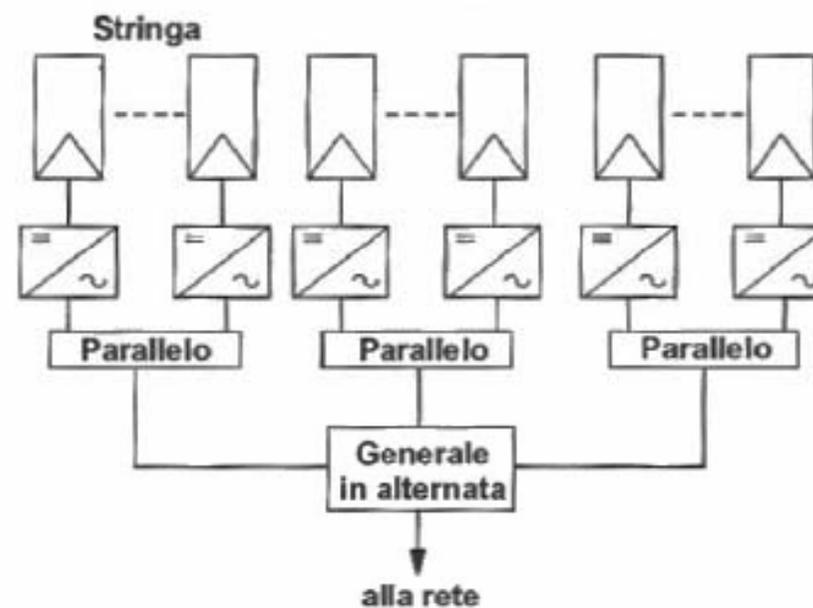


Conversione di stringa

- ✓ Conversione CC-CA centralizzata un solo inverter per il generatore una maggiore estensione della rete in CC
- ✓ Conversione CC-CA per ogni stringa un inverter per ogni stringa minore estensione della rete in CC sistema più modulare

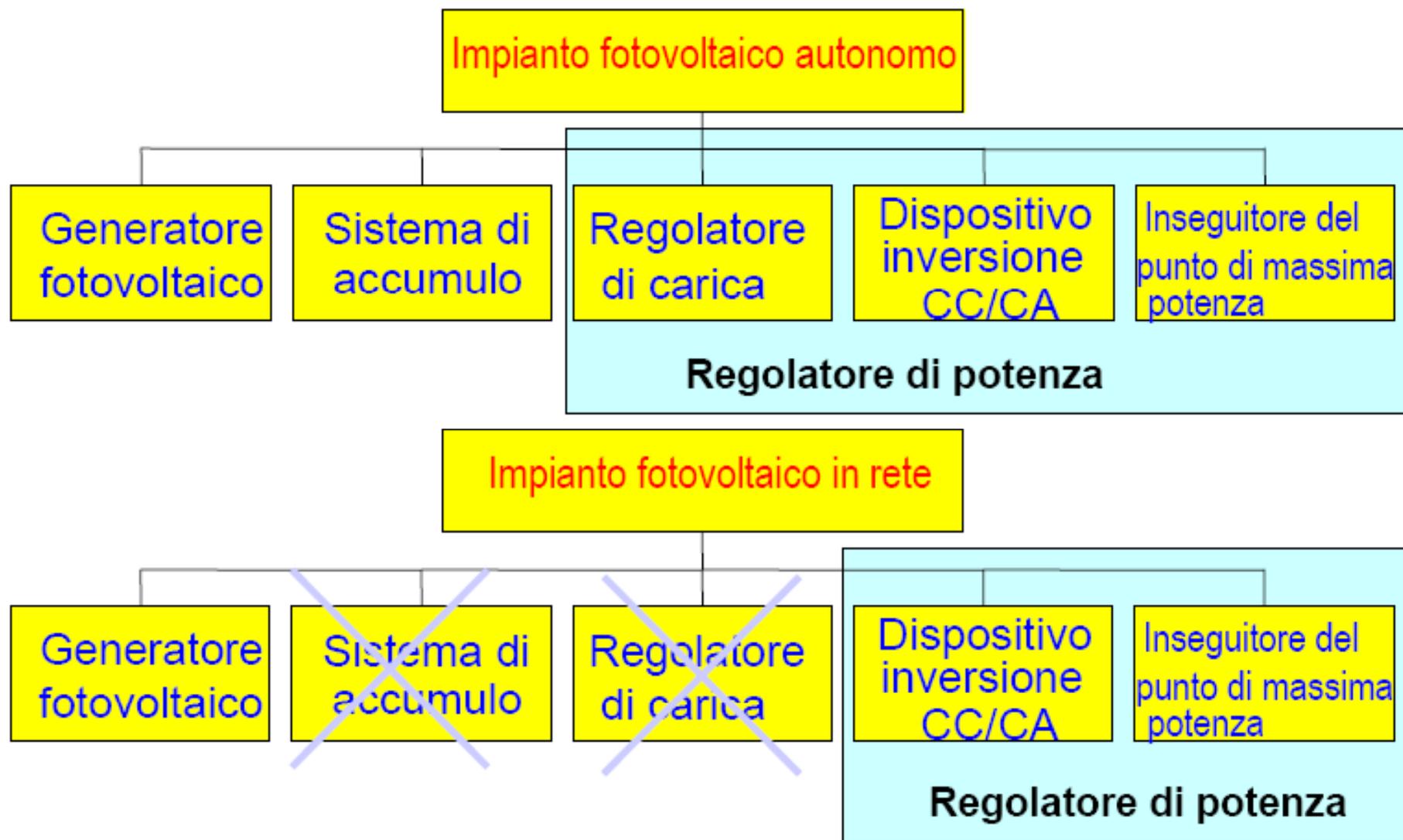


Conversione CC-CA **centralizzata**



Conversione CC-CA per ogni **stringa**

Influenza dell'architettura sull'organizzazione dei quadri elettrici



Il rendimento del generatore dipende da:

- **rendimento dei singoli pannelli o moduli**
 - **le perdite per scostamento delle condizioni di funzionamento effettive da quelle nominali (5÷8%)**
 - **temperatura diversa da quella standard (25°C)**
 - **irradianza solare diversa da quella standard (1000 W/m²K)**
 - **perdite per riflessione della radiazione solare incidente**
 - **il rendimento nominale è misurato per radiazione incidente perpendicolare, mentre in realtà l'angolo d'incidenza e quindi la quota riflessa variano in funzione dell'ora del giorno; (3%)**
 - **le perdite tra le stringhe in una serie di moduli : la corrente è limitata dal modulo che eroga l'amperaggio più basso, mentre in un parallelo è il voltaggio ad essere limitato dal modulo che ha la tensione di lavoro minore**
- Tale fenomeno può arrivare a provocare perdite dell'ordine del 5-10% della potenza nominale, che possono, tuttavia, essere sensibilmente ridotte studiando una opportuna e specifica configurazione serie –parallelo del generatore**

Regolatore di potenza

Per il corretto funzionamento di un impianto fotovoltaico, soggetto a carico variabile, è necessario ricorrere ad un'apparecchiatura capace di stabilizzarne ed ottimizzarne le prestazioni. Si ricorre ad un sistema di controllo e condizionamento della potenza, composto da:

- **regolatore di carica (quando sia presente il sistema di stoccaggio),**
 - **dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza (MPPT) •**
- inverter(convertitore CC-CA)**
- **trasformatore**
 - **protezioni di max corrente e d'interfaccia con la rete Regolatore**

Sistemi di accumulo

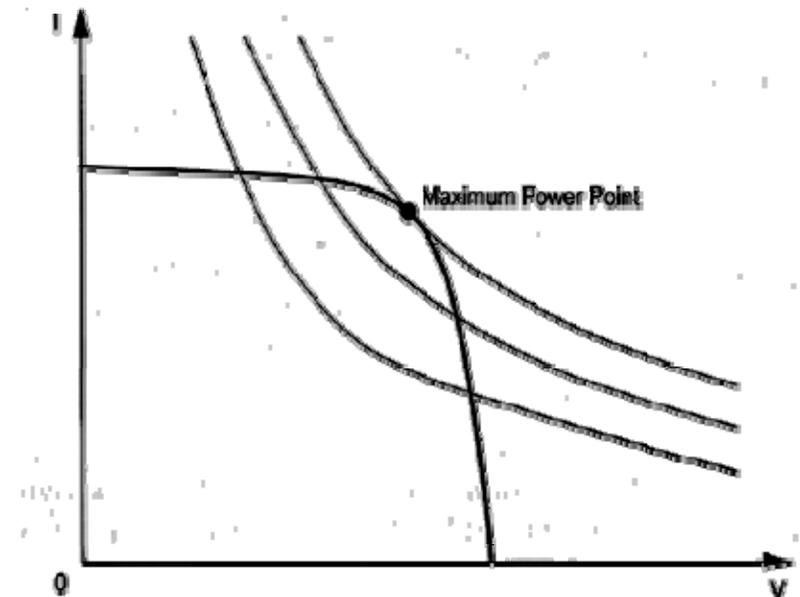
Gli accumulatori usati impianti fotovoltaici sono generalmente elettrochimici, in particolare al piombo-acido o al nichel-cadmio. In situazioni particolari è possibile avere un sistema di accumulo non elettrico, come nel caso di un impianto di sollevamento dell'acqua. Le caratteristiche richieste per questo tipo di utilizzo sono sostanzialmente:

- elevata efficienza, intesa come il rapporto tra energia fornita ed energia immagazzinata;**
- possibilità di effettuare molti cicli di carica-scarica;**
- ridotta tendenza all'autoscarica;**
- basso costo;**
- necessità di una ridotta manutenzione;**
- capacità di sopportare scariche profonde.**

Inseguitore di Massima Potenza

L'inseguitore del punto di massima potenza MPPT è un dispositivo composto di un convertitore CC/CA con rapporto di trasformazione k variabile e da un sistema di regolazione che, in base alla richiesta di carico, agisce sul k massimizzando la potenza trasferita dal campo fotovoltaico in quella situazione di irradianza e temperatura .

Esso fa in modo che il generatore "veda" sempre ai suoi capi un carico ottimale. Il punto di massima potenza è individuato dalla tangenza dell'iperbole $I \cdot V = \text{cost}$ (potenza costante) con la curva caratteristica



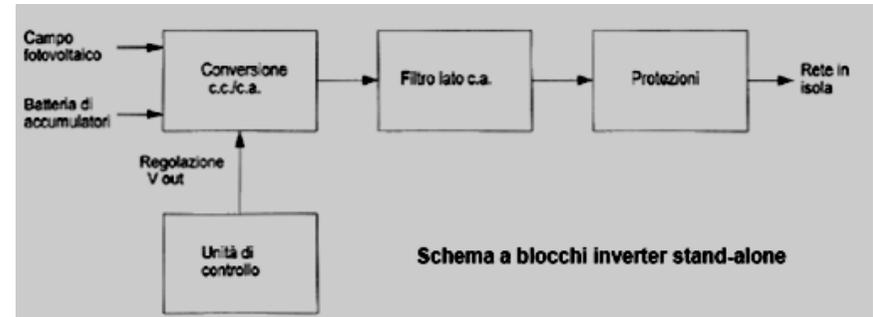
Dispositivo di conversione CC-CA - Inverter

Il convertitore corrente continua – corrente alternata, detto inverter, ha il compito di trasformare l'energia fotovoltaica, prodotta in C.C. in corrente alternata C.A. della frequenza desiderata.

Inverter più utilizzati:

✓ Inverter a commutazione forzata per sistemi isolati

✓ Inverter a commutazione naturale per sistemi collegati in rete



Stima del rendimento η_g

Il rendimento medio annuale η_g dell'intero sistema fotovoltaico è calcolabile come il prodotto di due distinti rendimenti :

$$\overline{\eta_g} = \eta_{\text{mod}}^N \cdot \overline{\eta_{\text{bos}}}$$

Il rendimento Nominale del singolo modulo fotovoltaico.

$$\eta_{\text{mod}}^N$$

Il rendimento medio della restante parte del sistema.

$$\overline{\eta_{\text{bos}}}$$

Stima del rendimento η_g

Una stima di massima del rendimento medio annuale dell'intero sistema fotovoltaico è desumibile dalle seguenti tabelle:

Rendimento globale sistema isolato	con convertitore cc/ca	senza convertitore cc/ca
Sistema con moduli in silicio monocristallino	8.5%	9.5%
Sistema con moduli in silicio policristallino	7%	8%
Sistema con moduli in silicio amorfo	4%	5%

Rendimento globale sistema connesso in rete	con convertitore cc/ca
Sistema con moduli in silicio monocristallino	10%
Sistema con moduli in silicio policristallino	8.5%
Sistema con moduli in silicio amorfo	5%

Il rendimento Nominale η_{mod}^N di un modulo fotovoltaico è un dato che fornisce il costruttore. In assenza di dati specifici si possono assumere i seguenti valori per le diverse tipologie di celle:

Rendimento moduli fotovoltaici	η_{mod}
Silicio monocristallino	13%
Silicio policristallino	11%
Silicio amorfo	6.5%

Stima del rendimento medio η_{bos}

Il rendimento medio della restante parte del sistema, detto anche rendimento di “*balance of system*”(bos), tiene conto di:

$$\eta_{bos}$$

- *le perdite legate ad una ridotta disponibilità di radiazione solare per effetto delle riflessioni, ombreggiamenti e sporcamento della superficie*
- *le perdite legate ad un funzionamento del modulo in condizioni non standard (temperatura, mismatch..)*
- *le perdite elettriche sul circuito ed apparati in corrente continua*
- *le perdite dell'eventuale accumulatore*
- *le perdite del convertitore cc/ca*
- *le perdite di eventuali ausiliari bos*