

I  
- - -  
U  
- - -  
A  
- - -  
V

Università IUAV di VENEZIA

-----

Facoltà di Pianificazione del Territorio  
Cà Tron - Santa Croce 1957  
30135 VENEZIA

## **TESI DI LAUREA**

Corso di Laurea Magistrale in Sistemi Informativi Territoriali e Telerilevamento

### **Energia e città:**

**city model e misure della potenzialità del solare in area montana.**

RELATORE:

Prof. Luigi Di Prinzio

LAUREANDO:

Iori Massimo

matricola: 269922

A.A. 2010-2011

Sessione di laurea Marzo 2012

***“...Because we are now running out of gas and oil, we must prepare quickly for a third change, to strict conservation and to the use of coal and permanent renewable energy sources, like solar power.”***

JIMMY CARTER, televised speech, Apr. 18, 1977

## Premessa

Il termine Smart City definisce quelle città in cui si applicano soluzioni innovative in settori come la mobilità, l'ambiente, l'informazione e le tecnologie della comunicazione (ICT), l'urbanistica, il consumo e la produzione di energia, l'economia della conoscenza al fine di garantire uno sviluppo economico sostenibile in un ambiente che offra una buona qualità della vita ai cittadini. Grazie alle moderne tecnologie, le città possono ora essere trasformate in esseri sensoriali che comunicano i loro bisogni e le loro risposte a determinati scenari in tempo reale. Al fine di rispondere efficacemente alle sfide in settori quali la mobilità, l'energia e l'ambiente, le città di domani devono creare sistemi in grado di gestire l'enorme quantità di dati generati dai loro residenti e dalle infrastrutture.

La crescita urbana e lo sviluppo economico hanno sempre condiviso lo stesso elemento, l'energia. Le città rappresentano il 2% della superficie del pianeta, ma consumano il 75% dell'energia generata. Se aggiungiamo l'esplosione demografica prevista dalle Nazioni Unite e il fatto che un terzo dell'energia è persa nel trasporto e nella distribuzione dai centri di produzione, la conclusione è che il modello di produzione attuale si esaurirà e quindi le città intelligenti avranno un ruolo fondamentale per il futuro. Lo sviluppo di reti intelligenti insieme con l'installazione di contatori intelligenti, la diversificazione delle fonti e l'impegno per la generazione urbana consentirà una gestione più efficiente e sostenibile delle risorse disponibili.

Jeremy Rifkin non esita a chiamare tutto ciò come la «*terza rivoluzione industriale*», una rivoluzione non basata sull'energia nazionale, ma su quella continentale, fatto che porterà alla democratizzazione dell'energia: dovrà essere alla portata di tutti, come accade oggi con il Web. In questa nuova configurazione, ogni realtà locale sarà un nodo (come accade in una rete Wi-Fi) e si creeranno nuovi posti di lavoro. Per garantire il risparmio energetico sarà

però necessario andare oltre le fonti rinnovabili, puntando anche su bioedilizia e bioagricoltura: l'ICT e Internet diventeranno il sistema nervoso tramite cui gestire l'energia distribuita negli edifici.

Nelle prime 12 settimane di attuazione, il programma pilota nella città inglese di Birmingham, è riuscito a ridurre le bollette domestiche del 60% e ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> di 12 tonnellate. Questi progressi hanno un effetto diretto sulle economie urbane e la loro capacità di crescita, rendendole più competitive. Un recente studio condotto dalla società di consulenza McKinsey ha dimostrato come ogni dollaro di prodotto interno lordo generato a Santiago del Cile richiede il 60% di energia in più di quella necessaria a Helsinki, Finlandia, nonostante la differenza di condizioni ambientali e di costi di produzione, rendendo Santiago una città meno competitiva.

L'uso delle tecnologie per la produzione di energia basate sul sole sta crescendo su scala mondiale: da diversi anni sono disponibili, online, mappe a grande scala della radiazione solare, mentre, soltanto in questi ultimi anni grazie all'evolversi delle tecnologie di analisi GIS, si stanno diffondendo gli atlanti solari alla scala urbana. Tutto ciò ha contribuito all'incrementare la domanda di pannelli fotovoltaici o termici. L'identificazione delle ubicazioni ottimali per l'installazione degli impianti, gioca, perciò, un ruolo molto importante sia per gli investitori privati che per gli enti pubblici locali. A causa della complessità di questo compito, la qualità dei modelli predittivi della radiazione solare, così come la qualità e la quantità dei dati di input sono fondamentali per una stima ottimale della produzione energetica dei pannelli solari. Infatti, essi devono essere posizionati ed orientati al meglio per poter soddisfare le specifiche ottimali di installazione. Fra tutti i fattori che influenzano una stima corretta della radiazione solare è di cruciale importanza considerare sia gli effetti di ombreggiamento dovuti alla particolare morfologia del luogo (presenza, ad esempio, di colline o montagne) che l'ombra proiettata dagli oggetti (edifici, vegetazione di alto fusto, ...) situata nelle vicinanze. In quest'ultimo contesto, è importante l'accuratezza e il livello di dettaglio (level of detail o LoD) con cui i modelli geometrici rappresentano i tetti degli edifici, dal momento che le geometrie complesse, come nel caso di lucernari e camini, dovrebbero essere considerate per ottenere mappe della radiazione solare molto accurati. La necessità di accuratezza geometrica si scontra, però, con un'altra esigenza che è quella di poter eseguire l'analisi a differenti scale, da quella a livello dei singoli edifici sino a quella regionale o nazionale, così che spesso è necessario raggiungere un compromesso. Nei due esempi, che seguono, vengono illustrati i due principali paradigmi di ricerca, che il presente lavoro cerca di unificare:

- PVGIS<sup>1</sup> (Photovoltaic Geographical Information System) fornisce un inventario geografico della radiazione solare disponibile e una stima della possibile produzione di energia elettrica da pannelli fotovoltaici per l'Europa, l'Africa e l'Asia sud-occidentale. Per il solo subcontinente europeo offre alcuni prodotti aggiuntivi, fra cui la somma giornaliera di radiazione globale e l'angolo di inclinazione ottimale teorico dei moduli fotovoltaici, per massimizzare il loro rendimento nella produzione di energia. I dati sono presentati nel formato raster con una risoluzione di 1 × 1 km.
- Il lavoro di Jochem<sup>2</sup> (2009) si è, invece, concentrato sulla identificazione, segmentazione e analisi delle forme dei tetti in modo automatico, partendo da un dataset Lidar molto denso (17 punti/m<sup>2</sup>) su un'area di studio di soli 0,3 km<sup>2</sup>. Nel lavoro, sono stati definiti valori specifici di ombreggiamento per la vegetazione vicina e l'informazione 3D contenuta nella nube di punti Lidar è stata utilizzata sia per la valutazione del potenziale solare delle superfici dei tetti che per la modellazione degli effetti di ombreggiamento provocati dagli oggetti vicini. L'effetto di ombreggiatura causato dalla morfologia del terreno (colline, montagne, ...) non è considerato direttamente, ma incluso attraverso l'uso del CSI (indice di cielo sereno) come un effetto del modello di copertura nuvolosa.

Il presente lavoro si posiziona probabilmente fra queste due direzioni di ricerca, con l'obiettivo dichiarato di verificare la possibilità di una metodologia di stima della radiazione solare che possa essere applicata a differenti scale con uguale livello di accuratezza.

La prima parte di questo documento è stata dedicata all'introduzione del tema "energia". In essa si sono esposti gli aspetti generali che concorrono a fare di questo tema uno dei più rilevanti per la sopravvivenza della nostra società. Si è poi passati a una scala più di dettaglio, presentando come debba essere strutturata un'efficace ed efficiente pianificazione energetica locale. Fondamentale, in questo contesto, è il corretto inquadramento del tema, che costituisce la base per la costituzione del background informativo su cui si dovrà poggiare qualsiasi operazione di planning. A questa fase preparatoria, ha fatto seguito una migliore definizione del contesto specifico in cui questo studio si inserisce: si è introdotto la normativa vigente in tema energetico e fotovoltaico e si è proceduto a una più dettagliata descrizione delle caratteristiche ambientali/territoriali dell'area in esame. La successiva

1 <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

2 Jochem A., Hofle B., Hollaus M., Rutzinger M., 2009: Object detection in airborne Lidar data for improved solar radiation modeling in urban areas.

sezione è stata dedicata all'aspetto tecnologico introducendo il funzionamento delle tecnologie alla base di questo lavoro: il fotovoltaico, il Lidar e i modelli digitali del terreno. La rimanente parte del lavoro tratta la descrizione dettagliata delle fasi logiche in cui si è articolato l'analisi, approfondendo ogni qualvolta si è ritenuto necessario particolari aspetti.

# Indice generale

Capitolo 1 - Definizione del tema.....	10
1.1 Il problema del global warming.....	10
1.1.1 L'effetto serra.....	12
1.2 Il fattore energia.....	14
1.2.1 Le energie rinnovabili.....	17
1.3 Come integrare le tematiche energetiche nella pianificazione territoriale.....	19
1.3.1 Inquadramento energetico.....	19
1.3.2 Inquadramento ambientale e territoriale.....	21
1.3.3 Inquadramento normativo.....	24
1.3.4 Inquadramento tecnologico.....	25
Capitolo 2 - Inquadramento normativo.....	27
2.1 La direttiva 2009/28/CE.....	27
2.2 La sfida energetica dei prossimi anni.....	27
2.3 Il piano di azione nazionale per le fonti rinnovabili.....	29
2.4 Le linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (D.M. 10 Settembre 2010).....	29
2.4.1 I recepimenti regionali delle Linee Guida Nazionali.....	30
2.5 Il fotovoltaico in Italia.....	34
Capitolo 3 - Inquadramento territoriale.....	39
3.1 I consumi energetici nella provincia di Belluno.....	39
3.2 La produzione di energia in provincia di Belluno.....	42
3.3 Il comune di Feltre e il suo territorio.....	45
3.3.1 Caratteri geomorfologici del territorio feltrino.....	45
3.3.2 Clima e microclimatologia del territorio feltrino.....	47
3.4 L'area studio.....	50
Capitolo 4 - Mappatura degli stakeholder.....	53
4.1 La sostenibilità energetica locale.....	53
4.2 La mappatura degli stakeholder.....	55
4.3 Comunicare per informare, formare, educare e quindi coinvolgere.....	56
Capitolo 5 - Il fotovoltaico.....	62
5.1 Introduzione.....	62
5.2 Il sole.....	62
5.3 Alcune nozioni astronomiche.....	64
5.4 La radiazione solare terrestre.....	69
5.5 La cella fotovoltaica.....	74
5.5.1 L'efficienza della cella fotovoltaica.....	75

5.5.2	Le caratteristiche elettriche della cella.....	77
5.5.3	La tecnologia del silicio.....	78
5.5.4	La fabbricazione della cella.....	79
5.5.5	Le celle commerciali.....	80
5.6	La fabbricazione del modulo fotovoltaico.....	81
5.6.1	I moduli commerciali.....	82
5.6.2	Le nuove tecnologie.....	83
5.6.3	Il pay-back time.....	84
5.6.4	L'efficienza dei moduli.....	84
5.7	L'impianto fotovoltaico.....	84
5.7.1	Tipologia di utenze.....	86
5.7.2	La configurazione dell'impianto.....	86
5.8	Il posizionamento dei pannelli.....	88
5.8.1	L'inclinazione dei pannelli.....	88
5.8.2	Ombreggiamento.....	91
5.8.3	Orientamento dei pannelli.....	91
Capitolo 6	- Il Lidar.....	94
6.1	Introduzione.....	94
6.2	La radiazione elettromagnetica.....	94
6.3	Il LASER (Light Amplification Stimulated Emission of Radiation).....	99
6.4	Il Lidar.....	101
6.4.1	Un po' di storia.....	103
6.4.2	Componenti di un sistema Lidar.....	106
6.4.3	Caratteristiche dei dati Lidar.....	108
6.4.4	I tipi di piattaforma Lidar.....	113
6.4.5	Georeferenziazione e calibrazione dei dati Lidar.....	113
6.4.6	Classificazione, editing manuale e controllo qualità.....	121
Capitolo 7	- I modelli digitali del terreno.....	126
7.1	Introduzione.....	126
7.2	Cenni storici.....	126
7.3	Terminologia.....	130
7.4	Le fasi della modellazione digitale del terreno.....	130
7.4.1	Generazione.....	131
7.4.2	Manipolazione.....	133
7.4.3	Interpretazione.....	133
7.4.4	Visualizzazione.....	137
7.4.5	Applicazione.....	137
7.5	Strutture dati.....	138
7.6	La griglia di altezze (GRID).....	140
7.6.1	Determinazione della distanza tra i nodi della griglia (passo della	

griglia).....	141
7.6.2 Formato di scambio dei dati.....	141
7.7 Il Triangulated Irregular Network (T.I.N.).....	141
7.7.1 Elementi di un T.I.N. (ArcINFO).....	143
7.7.2 Costruzione di un T.I.N.....	144
7.7.3 Breaklines.....	145
Capitolo 8 - Stima della radiazione solare.....	147
8.1 Introduzione.....	147
8.2 Individuazione degli ostacoli e dei loro effetti sul rendimento dei pannelli solari.....	147
8.3 Import dei dati Lidar in ArcGIS 9.2.....	150
8.3.1 Analisi preliminare dei dati Lidar.....	150
8.3.2 Preparazione dei dati Lidar.....	150
8.3.3 Import dei dati.....	150
8.4 Delineazione dell'area di studio e delle aree edificate (area e perimetro).....	152
8.5 Creazione del TIN dei tetti degli edifici.....	153
8.6 Creazione del modello digitale del terreno (raster).....	155
8.7 Creazione del raster dei soli tetti degli edifici. ....	157
8.8 Analisi delle caratteristiche dei tetti.....	159
8.8.1 Creazione del raster dell'esposizione dei tetti. ....	159
8.8.2 Creazione del raster hill-shade dei tetti. ....	159
8.8.3 Creazione del raster delle pendenze dei tetti. ....	159
8.8.4 Creazione delle curve di livello (isolinee) relative ai tetti. ...	159
8.9 Acquisizione del DTM a 20 metri dal sito del Ministero dell'Ambiente. ....	163
8.10 Grass: operazioni preliminari.....	165
8.11 Calcolo della radiazione solare in Grass.....	167
8.11.1 Definizione della region.....	169
8.11.2 r.horizon.....	169
8.11.3 r.slope.aspect.....	173
8.11.4 r.sun.....	175
8.11.5 Il fattore di torbidità dell'atmosfera Linke.....	177
8.11.6 Calcolo della radiazione solare con r.sun.....	180
Capitolo 9 - Conclusioni.....	187
Capitolo 10 - Bibliografia e sitografia.....	188
Appendice A - Smart Grids: energia e ICT.....	190
Appendice B - Il modello computazionale del modulo r.sun di GRASS.....	200
Appendice C - Metadati.....	205

# Capitolo 1 - Definizione del tema.

## 1.1 Il problema del global warming.

Il clima terrestre ha sempre subito e continuerà a subire cambiamenti dovuti a cause naturali, fra le quali possiamo annoverare mutamenti della radiazione solare, eruzioni vulcaniche che possono avvolgere il pianeta con polveri che riflettono il calore del sole verso lo spazio, nonché altre fluttuazioni naturali del sistema climatico in sé. Tuttavia, tutte queste variazioni "naturali" avvengono su periodi di milioni di anni e mai bruscamente. Inoltre, esse possono spiegare il riscaldamento attuale solo in parte.

La stragrande maggioranza degli scienziati concorda sul fatto che esso sia dovuto alle sempre maggiori concentrazioni di gas ad effetto serra, che intrappolano il calore nell'atmosfera e che sono generati dalle attività umane.

Gli "shock esterni" tali da modificare repentinamente il clima globale in poche migliaia di anni sono sempre coincisi con la scomparsa di gran parte della vita presente fino a quel momento sulla terra. Il caso più noto a tutti è la misteriosa scomparsa dei dinosauri forse provocata dallo sconvolgimento climatico provocato dall'impatto di un meteorite. L'aumento della concentrazione dei gas serra

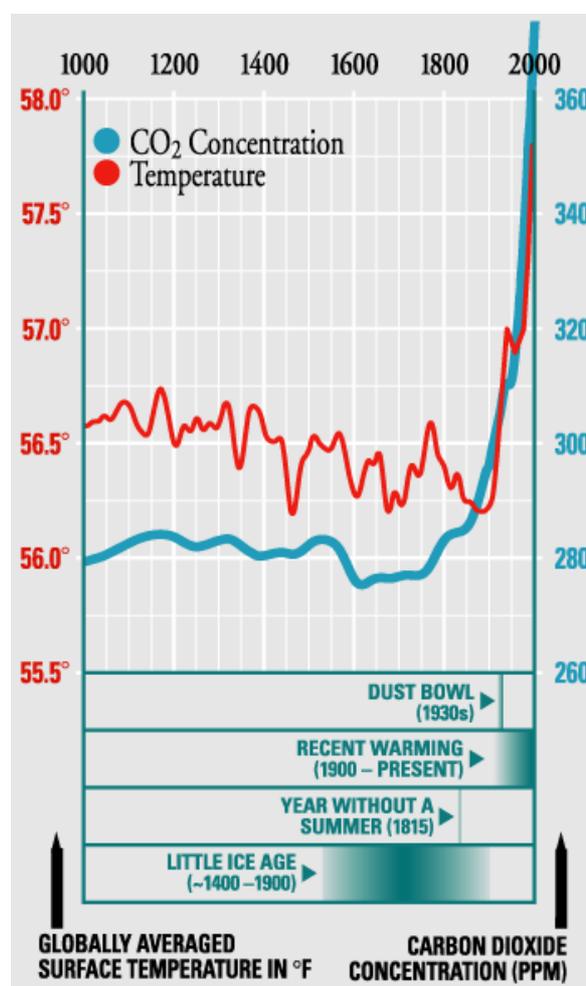


Figura 1: Concentrazioni di anidride carbonica e temperature a livello mondiale negli ultimi 1000 anni.

nell'atmosfera terrestre rischia di produrre le conseguenze pari ad un grande shock esterno. Il surriscaldamento delle temperature è in continua crescita. Gli anni '90 sono stati i più caldi del secolo scorso e tutti quanti abbiamo ben in mente la torrida estate del 2003 (Figura 1).

Gli esperti e gli scienziati si dividono sulle previsioni ma tutti concordano sul fatto che la temperatura continuerà a crescere. Il fenomeno è maggiormente sentito nei grandi centri urbani a causa della completa copertura del terreno e del grande consumo di energia. Le città del XXI secolo sono vere e proprie "isole di calore" in cui è difficoltoso vivere durante i mesi estivi. Un caldo che spinge all'uso di climatizzatori e di condizionatori d'aria, che paradossalmente contribuiscono ad innalzare ulteriormente la temperatura esterna dell'aria.

Il surriscaldamento terrestre modifica anche gli equilibri meteorologici. In particolare la maggiore evaporazione delle acque aumenta la frequenza e l'intensità delle precipitazioni piovose. Aumentando anche l'entità dei danni provocati dalle inondazioni dei fiumi e dagli allagamenti urbani, causati da una rete fognaria urbana spesso inadeguata ad affrontarle. Le precipitazioni medie sono aumentate soprattutto nelle latitudini più elevate mentre si sono ridotte nelle fasce tropicali. Sono inoltre sempre più frequenti anche le precipitazioni a carattere violento come tempeste ed uragani.

Il cambiamento climatico non sarà comunque omogeneo nelle varie regioni del mondo. Esisteranno pertanto delle regioni in cui i cambiamenti climatici saranno più forti che in altre. Le conseguenze sociali ed economiche possiamo solo immaginarle. Non è possibile oggi prevedere come gli sconvolgimenti climatici impatteranno sulle varie regioni del mondo. E' comunque molto probabile che l'avanzata del fenomeno della desertificazione e della siccità tenderà a marcarsi soprattutto nelle aree tropicali provocando nuovi flussi demografici.

Altro fenomeno da considerare è il continuo scioglimento dei ghiacci superficiali dell'Artico, della Groenlandia e dei ghiacciai continentali a causa del riscaldamento globale. Gli effetti finali sono imprevedibili. Se è facile prevedere un innalzamento del livello dell'acqua con la scomparsa di gran parte della costa continentale, dall'altro è difficile prevedere quale impatto potrà avere il fenomeno sulle attuali correnti oceaniche. Una deviazione della corrente del Golfo potrebbe anche generare una nuova glaciazione del nord Europa e paradossalmente questo accadrebbe proprio a causa del surriscaldamento terrestre.

Tutto ciò evidenzia come la Terra sia un sistema complesso da studiare. La conoscenza umana non è ancora in grado di saper controllare esattamente le leggi che regolano gli equilibri della natura (Figura 2).

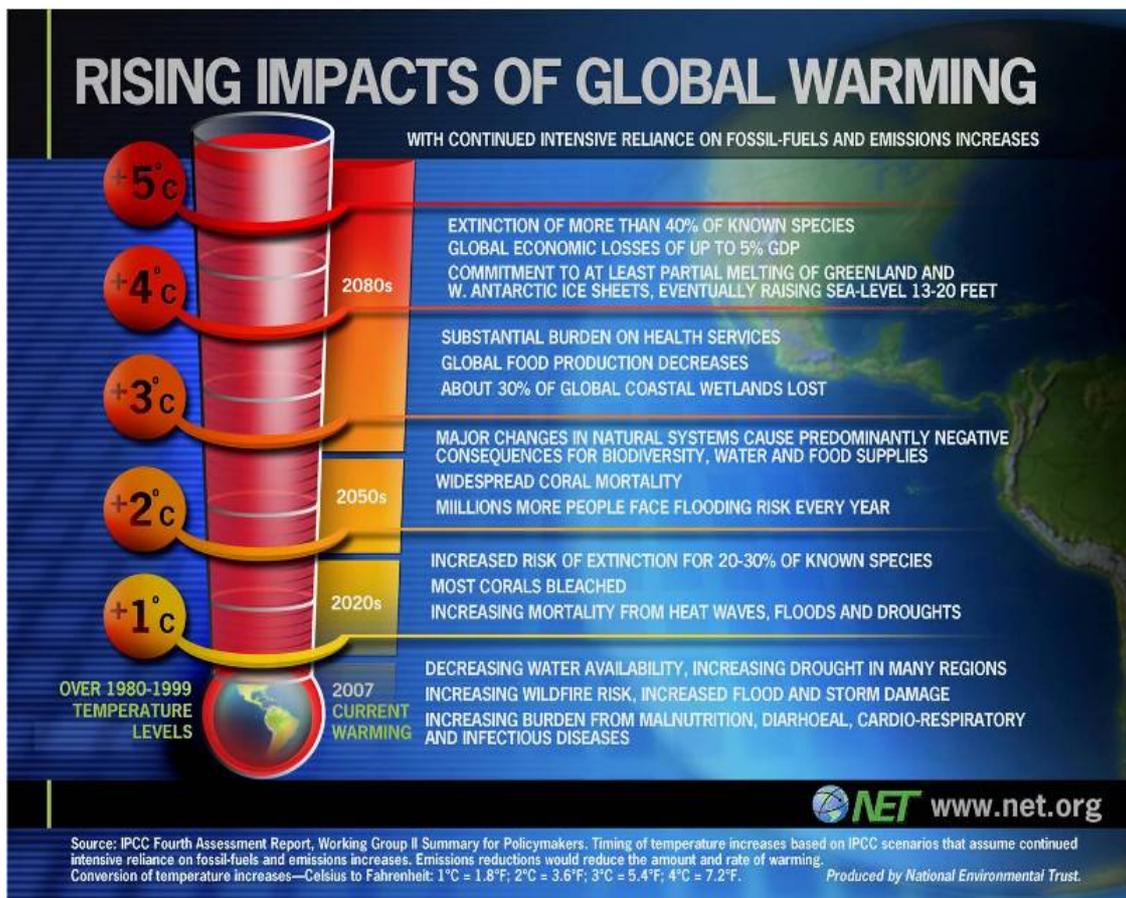


Figura 2: Possibili impatti del Global Warming.

### 1.1.1 L'effetto serra.

Da milioni di anni la terra è costantemente irraggiata dalle radiazioni elettromagnetiche provenienti dal sole, scaldano il nostro pianeta e danno origine alla vita. Quello che citiamo spesso come "il problema dell'effetto serra" è in realtà un fenomeno naturale da sempre presente sulla terra. Dall'effetto serra deriva la temperatura terrestre. Senza l'effetto serra la temperatura del globo sarebbe in media 30 gradi più fredda, ovvero oscillerebbe intorno ad una temperatura di -18° C.

Perché si parla di effetto serra? Il problema è causato dall'eccessiva presenza di questi gas nell'atmosfera tale da causare l'aumento della temperatura terrestre. I principali gas serra sono l'anidride carbonica, il metano e il vapore acqueo. Questi gas svolgono due importanti funzioni (Figura 3):

- filtrano le radiazioni provenienti dal sole, evitando in tal modo di far giungere fino alla superficie terrestre quelle più nocive per la vita;
- ostacolano l'uscita delle radiazioni infrarosse. I raggi solari rimbalzano sul suolo terrestre dirigendosi nuovamente verso l'alto. I gas serra presenti nell'atmosfera impediscono la loro completa dispersione nello

spazio, facendoli nuovamente cadere verso il basso. Come una gigantesca serra.

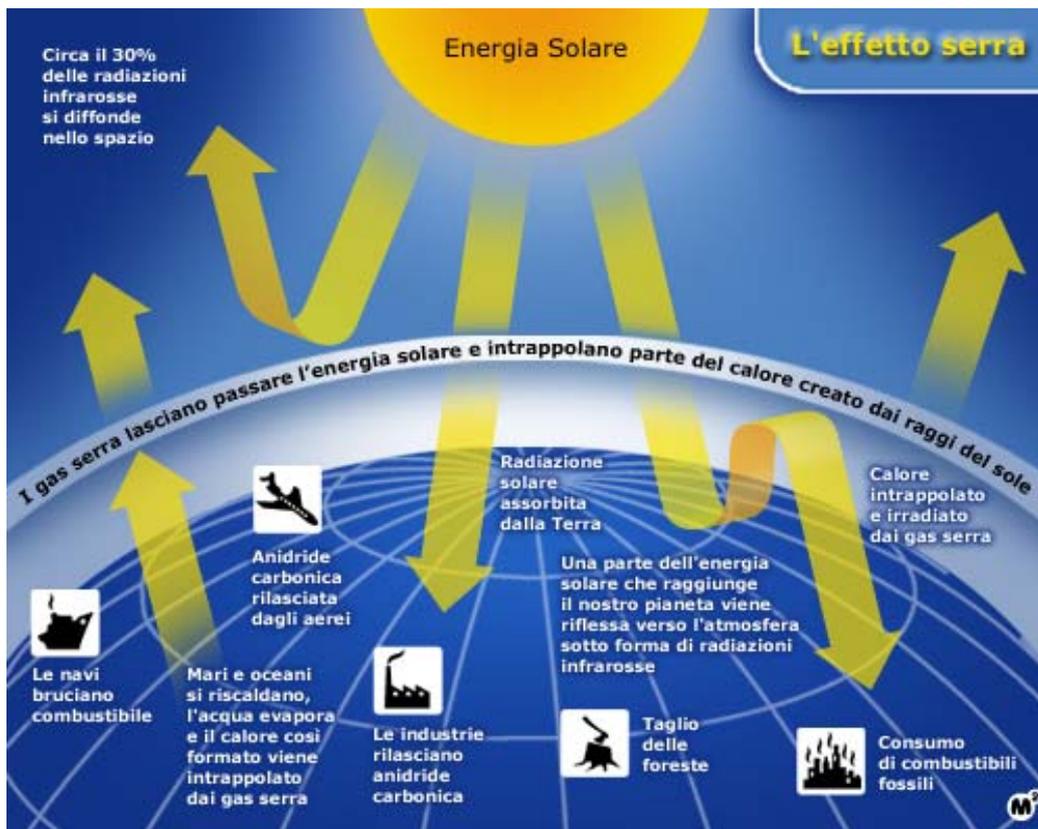


Figura 3: Effetto Serra.

Le emissioni di anidride carbonica sono il principale nemico da combattere. L'80% delle emissioni di anidride carbonica proviene dalla combustione del petrolio, del metano e del carbone. Un inquinamento

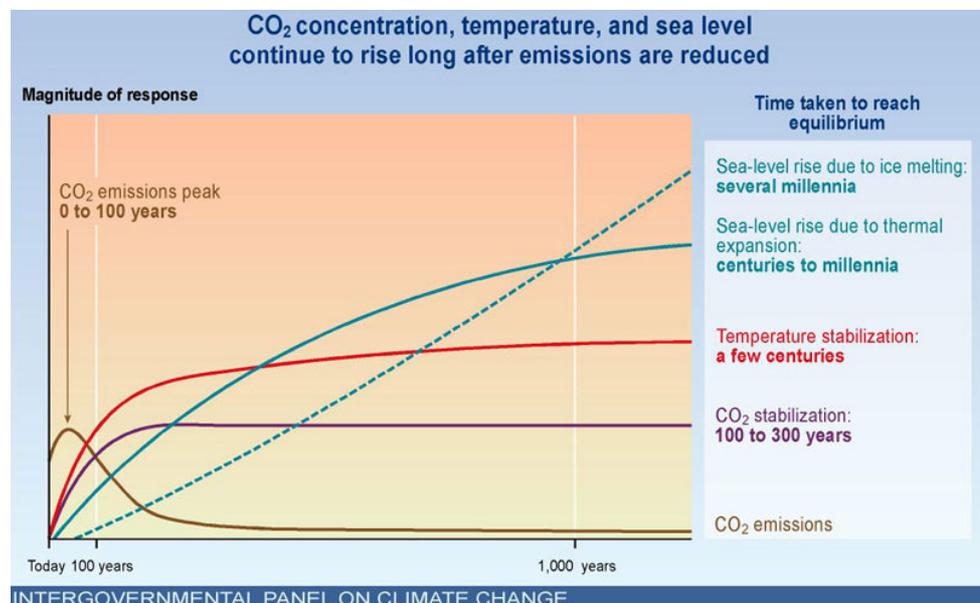


Figura 4: Inerzia del sistema climatico terrestre.

creciuto esponenzialmente con l'industrializzazione delle attività umane. Nel novecento, il livello di CO<sub>2</sub> in atmosfera è aumentato del 40% rispetto al secolo precedente come conseguenza dello sviluppo dei trasporti (in particolare

l'invenzione dell'automobile come bene di massa).

Il problema dell'effetto serra si aggrava ulteriormente considerando la terra come "sistema complesso". La CO<sub>2</sub> ha una durata media in atmosfera di circa 100 anni. Se pure smettessimo oggi di produrre emissioni di CO<sub>2</sub> non riusciremmo comunque a ridurre in breve tempo la presenza di anidride carbonica nell'atmosfera (Figura 4). Le reazioni dell'ambiente sono quindi discontinue e irreversibili e non mostrano immediatamente i loro reali effetti o conseguenze. Si accentuano i fenomeni meteo estremi come gli uragani, le tempeste e le inondazioni. Nessuno però può dire con certezza quali siano le reali conseguenze a livello planetario. Un motivo in più per affrontare con estrema urgenza il problema (Figura 5).

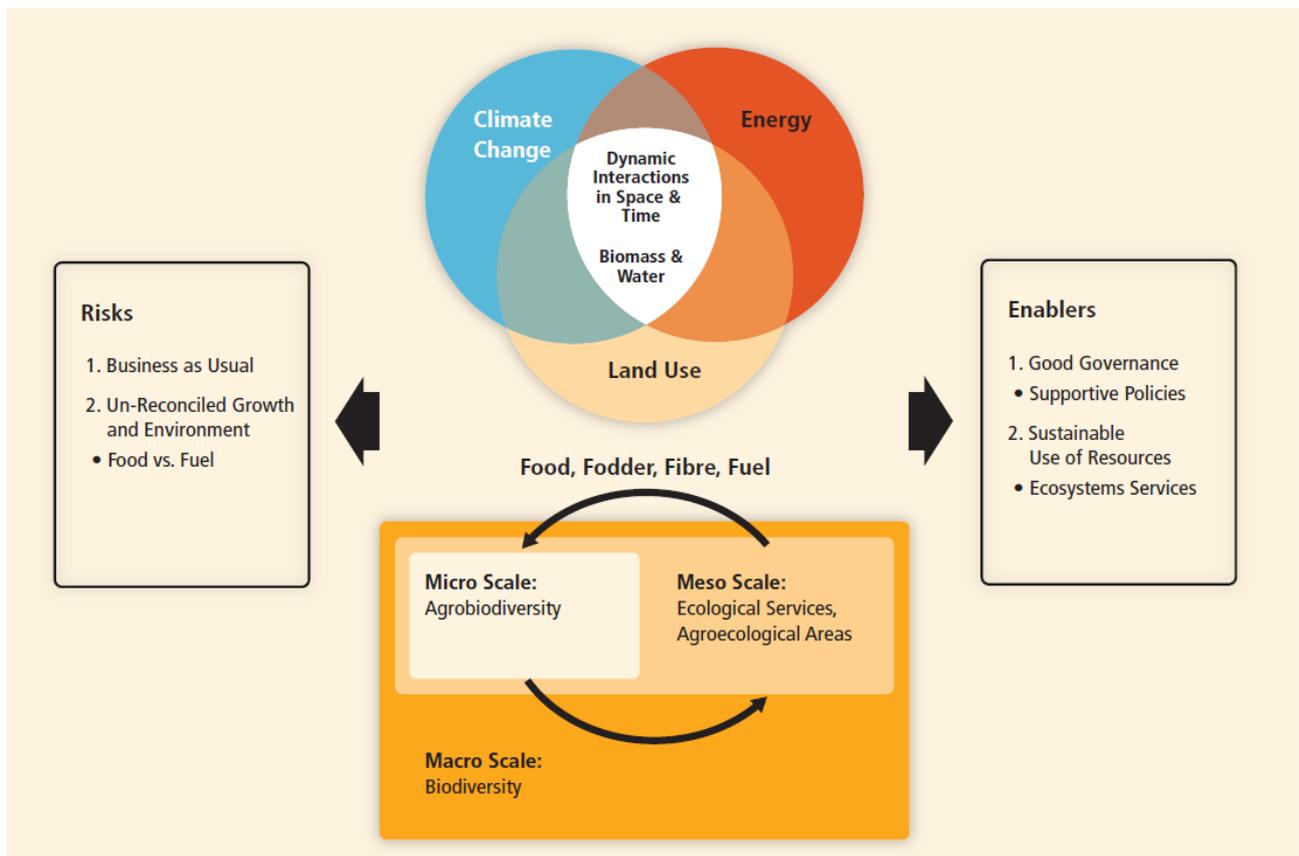


Figura 5: Le interazioni dinamiche e complesse fra società, energia ed ambiente.

## 1.2 Il fattore energia.

Per inquadrare bene il problema dell'energia bisogna considerare che la Terra è come una gigantesca astronave che viaggia nell'immensità dell'universo. Pur muovendosi alla velocità di 29 km al secondo, non consuma energia per viaggiare, ma ha bisogno di tanta energia per il suo numeroso equipaggio: 6,7 miliardi di persone, che presumibilmente diventeranno 8 miliardi fra 20 anni. Tutti gli

abitanti della Terra vogliono più energia: molti per continuare a sciuparla, come sono abituati a fare, molti di più per cercare di accrescere il loro basso livello di vita.

Fra tutte le risorse di cui abbiamo bisogno, l'energia gioca un ruolo particolarmente importante, non solo perché usiamo energia in ogni azione della nostra vita, ma ancor più perché c'è energia "nascosta" in ogni prodotto della nostra attività. Ad esempio, per fabbricare un computer occorrono 1700 kg di materiali vari, di cui 240 kg di petrolio come spesa energetica. Si può valutare che un computer, prima ancora di essere acceso, abbia già consumato una quantità di energia tre volte maggiore di quella che consumerà durante il suo periodo di funzionamento. Un simile ragionamento vale per tutto ciò che usiamo, anche per il cibo.

La situazione delle fonti energetiche al giorno d'oggi è ben nota. Circa il 85% dell'energia primaria proviene dai combustibili fossili (Figura 6), una risorsa formidabile che abbiamo scovato nella stiva della nostra astronave e che, grazie alla scienza e allo sviluppo della tecnologia, siamo riusciti ad usare con grande vantaggio dell'umanità (in realtà, si dovrebbe dire: di una piccola parte dell'umanità). Si tratta di una risorsa molto comoda, che usiamo in quantità massicce: mille barili di petrolio al secondo, in media 2 litri di petrolio al giorno per ogni abitante della Terra. Da ormai diversi anni, però, stiamo rendendoci conto che l'uso dei combustibili fossili causa gravi problemi, in parte imprevedibili, che ci mettono di fronte a limiti con i quali dobbiamo confrontarci.

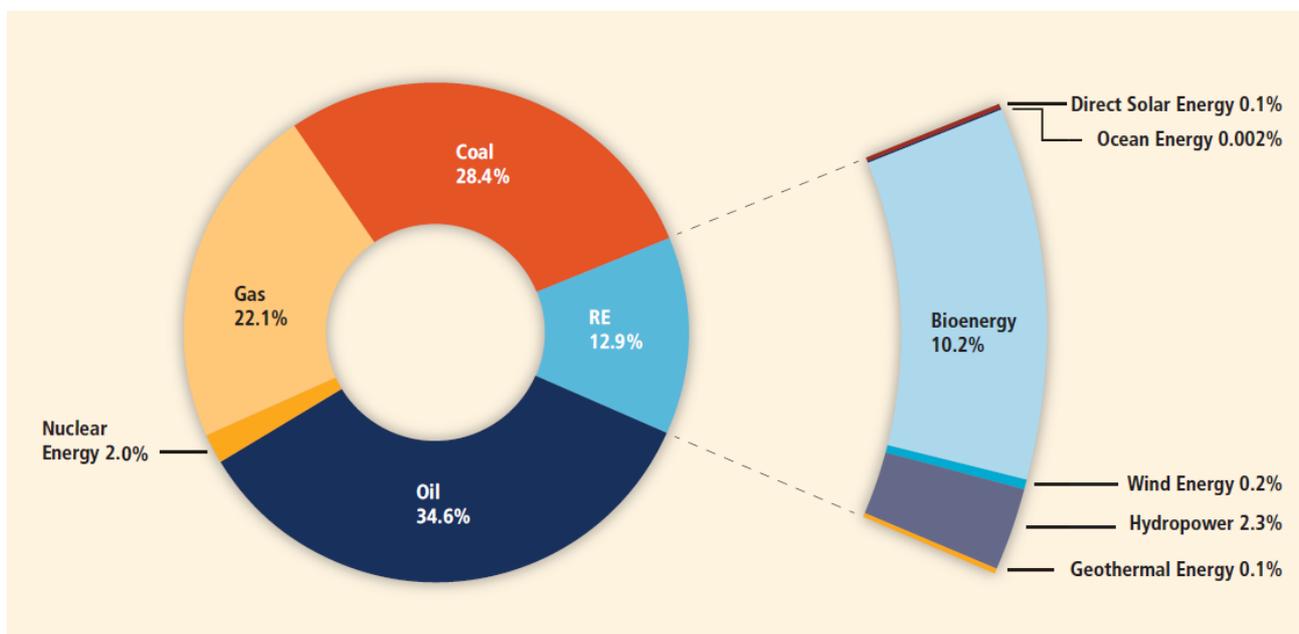


Figura 6: Suddivisione a livello mondiale delle principali fonti di energia utilizzate dall'uomo nel 2008 (IPPC 2011).

Il primo problema è che il regalo “combustibili fossili” che la natura ci ha fatto si sta esaurendo, come accade per tutte le risorse non rinnovabili. Verrà un giorno in cui la produzione di petrolio raggiungerà un picco per poi inesorabilmente diminuire, con conseguenze facilmente prevedibili in un sistema che necessita di sempre maggiori quantità di energia. E' difficile stabilire quando si raggiungerà il picco di produzione; secondo i pessimisti, si sta raggiungendo in questi anni, mentre secondo gli ottimisti lo si raggiungerà fra qualche decennio. In ogni caso, è un problema che provocherà grandi cambiamenti nella vita dei nostri figli e dei nostri nipoti. La scarsità dei combustibili fossili nasconde poi un altro problema che già tocca i nostri giorni. Poiché gran parte delle risorse di petrolio sono situate nel Medio Oriente, abbiamo già assistito a due guerre (dette “del Golfo”) per il possesso delle risorse energetiche.

Negli ultimi vent'anni ci siamo resi conto con sempre maggior preoccupazione che l'uso dei combustibili fossili ci pone davanti ad un altro problema. Consumando i combustibili fossili, infatti, si producono sostanze molto nocive per la salute dell'uomo (ossidi di azoto e zolfo, idrocarburi aromatici, polveri sottili, metalli pesanti, ecc.) e si immettono nell'atmosfera enormi quantità di anidride carbonica, uno dei gas responsabili dell'effetto serra che causa il riscaldamento della superficie della Terra con variazioni climatiche che potrebbero avere conseguenze disastrose.

Un terzo problema legato all'uso dei comodi, ma costosi e non omogeneamente distribuiti, combustibili fossili è la forte disparità nei consumi energetici fra le varie nazioni della Terra. E' un problema per ora poco sentito nei nostri paesi, ma destinato a diventare via via più importante col passare degli anni. Le statistiche mostrano che, in media, ogni americano consuma energia come due europei, dieci cinesi, quindici indiani e trenta africani. A questa disparità nei consumi si affianca un'altra disparità di segno opposto: i paesi che consumano meno sono i più popolati. Bisogna quindi intervenire rapidamente nel settore dell'energia, prima che avvengano eventi fisici irreversibili (crisi nella disponibilità di combustibili fossili, riscaldamento del pianeta), gravi problemi di instabilità sociale e politica (migrazioni massicce, rivoluzioni) ed altre guerre per il controllo delle risorse energetiche residue.

Cosa si può fare per fronteggiare la crisi energetica che già sperimentiamo e che è destinata ad aggravarsi? La risposta ha due facce: consumare meno energia e trovare fonti alternative ai combustibili fossili.

Consumare meno energia vuol dire anzitutto eliminare gli sprechi. Il risparmio energetico è la risposta più immediata, più giusta, più economica e più efficace alla crisi energetica, oltre ad essere un dovere morale. Nei paesi poveri, dove il consumo è molto basso, un aumento nella disponibilità di energia aumenta la

qualità della vita. Ma questo non è affatto vero per i paesi ricchi, dove il consumo di energia è già molto alto. E' vero invece che troppa energia fa male. Questo vale per le singole persone (troppo cibo causa obesità e conseguenti malattie) e anche per le comunità dove un esagerato consumo di energia danneggia un tranquillo svolgimento della vita (ingorghi stradali, incidenti, disuguaglianze).

Si può consumare meno energia anche aumentando l'efficienza con cui la si usa. In questo campo c'è ampio spazio di intervento tecnologico: da una migliore coibentazione delle case ad una maggiore efficienza nei processi industriali, dalla riduzione delle perdite nei processi di conversione e trasmissione dell'energia all'uso di sistemi di illuminazione con resa più elevata, dalla riduzione dell'uso dell'auto all'uso dei trasporti pubblici.

Risparmio ed efficienza energetica sono due pilastri per costruire un mondo migliore. Se però, come è ineluttabile, si dovrà prima o poi abbandonare l'uso dei combustibili fossili, è necessario trovare fonti energetiche alternative. Sostanzialmente, si dovrà scegliere fra energia nucleare ed energie rinnovabili (queste ultime sono, in larga parte, energia solare diretta o indiretta).

Il ricorso all'energia nucleare è da evitare per fondati motivi: è molto costosa e pericolosa; richiedendo una tecnologia molto complessa, aumenta le disuguaglianze fra paesi ricchi e paesi poveri; lasciando una scia di scorie radioattive per decine di migliaia di anni e potendo essere usata per costruire armi di terribile potenza, costituisce un grande pericolo per l'intera umanità, presente e futura, e complica le relazioni fra gli Stati.

### **1.2.1 Le energie rinnovabili.**

Mentre gli Accordi di Cancún<sup>3</sup>, per molti versi positivi, evitavano di menzionare la parola "energia" (dedicando invece 51 occorrenze alla parola "foreste" ed i suoi composti), un nuovo rapporto dell'IPCC<sup>4</sup> torna a sollecitare i governi a promuovere le energie rinnovabili come via maestra per la riduzione delle emissioni. Le energie rinnovabili sono molto importanti per la mitigazione dei cambiamenti climatici: senza le rinnovabili il costo della mitigazione crescerebbe e basse concentrazioni di gas clima alteranti in atmosfera non potrebbero essere raggiunte. Se quindi il WWF sottolinea in uno studio specifico<sup>5</sup> come giungere al 100% di rinnovabili, il rapporto IPCC presenta un insieme mediato di posizioni. Analizza 164 scenari proposti dalla letteratura e individua le rinnovabili come "la principale opzione low-carbon nella

---

3 La sedicesima Conferenza delle parti (COP 16 – Dicembre 2010) della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (United nations framework convention on climate change – Unfccc) si è conclusa con l'adozione dei cosiddetti 'Accordi di Cancun' ('Cancun agreements').

4 Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (IPCC 2011).

5 The Energy Report – 100% renewable energy by 2050, WWF, Ecofys, OMA, 2011

maggioranza degli scenari al 2050" (pag. 29), anno in cui tutta l'energia dovrebbe essere prodotta solo con tecnologie low-carbon, da cui la possibilità che le rinnovabili coprano una quota molto consistente dell'intero fabbisogno energetico (fino al 77 % indicato nello scenario massimo). In questo però, dà una definizione molto ampia di rinnovabili, che include quella biomassa che, al di là del fatto di essere "rinnovabile" avrebbe bisogno di essere "rinnovata" per davvero (vedi deforestazione) e l'idroelettrico di grandi dimensioni.

L'IPCC ricorda che fino a pochi anni fa solo alcune nazioni avevano tratto dalle rinnovabili "moderne" percentuali elevate sul totale dell'approvvigionamento energetico, ma sottolinea anche che la loro crescita esponenziale, frutto di politiche adeguate mantenute e rafforzate nel tempo, rende possibile una rapida trasformazione dello scenario dominante. Nel 2009 l'eolico è cresciuto del 32%, il fotovoltaico connesso alla rete del 53%; se tali trend verranno confermati in futuro, nulla diventa impossibile. Perché questo possa avvenire, l'IPCC ribadisce che "le politiche governative giocano un ruolo chiave nell'accelerare l'adozione delle rinnovabili" (pag. 31).

L'esperienza italiana, viene da dire, è chiarissima: nel 2010 si è probabilmente installato tanto fotovoltaico come tutti gli anni precedenti messi insieme, mentre nel 2011 tagli improvvisi e radicali agli incentivi hanno generato quello che una rivista specializzata indipendente<sup>6</sup> chiama il "Requiem italiano – come si scava la fossa del fotovoltaico", traumatizzando investimenti esteri ed un settore industriale che andrebbe invece accompagnato, nelle diverse fasi del ciclo di vita, da politiche appropriate.

Dopo il referendum sul nucleare, occorrerebbe rendere più attraente il sistema degli incentivi, in particolare in aree industriali, in caso di integrazione architettonica e nei comuni firmatari di Agenda 21 e del Patto dei sindaci. Più in generale, è ora di preparare un "Piano nazionale di mitigazione ed adattamento ai cambiamenti climatici", che possa: dare un'architettura complessiva per azioni territorializzate e settoriali; accelerare la diffusione di tecnologie e comportamenti sostenibili; offrire misure dedicate alle industrie energivore; mettere a punto processi sociali e strumenti economici per generare quei vantaggi in termini di imprenditorialità, vendite, occupazione che muoverebbero l'intero sistema verso lo sviluppo sostenibile. Come sottolinea l'IPCC, le rinnovabili non solo fanno bene al clima ma sono ingrediente importante per lo sviluppo sostenibile (capitolo 9, pag 125-139).

---

6 Photon - Il mensile del fotovoltaico (<http://www.photon-online.it/>), marzo 2011, pag. 46

### **1.3 Come integrare le tematiche energetiche nella pianificazione territoriale.**

L'integrazione della variabile energetica nella pianificazione territoriale ha come premessa fondamentale lo sviluppo di un quadro conoscitivo del territorio che consenta di individuare i consumi di energia, l'offerta di energia esistente e quella potenziale da fonti energetiche rinnovabili; inoltre gli scenari che verranno sviluppati nelle successive fasi di pianificazione e implementazione dovranno essere integrati nel quadro normativo preesistente. La fase di auditing consiste dunque nell'acquisizione di tutti quei dati alla base delle successive fasi di pianificazione, implementazione e valutazione; il database così costituito servirà infatti per stabilire le priorità di azione (planning), per definire concretamente le azioni progettuali (implementation), per valutare a distanza temporale l'evoluzione del sistema e il raggiungimento degli obiettivi (evaluation & reporting).

Considerata l'importanza e la delicatezza della fase di raccolta dati, è evidente che il database non può essere limitato al solo aspetto del fabbisogno energetico del territorio, ma deve includere tutte le informazioni utili a delineare un quadro conoscitivo completo del territorio in esame (Figura 7):

- inquadramento energetico: analisi del fabbisogno energetico del territorio, della produzione locale di energia, delle emissioni di gas climalteranti;
- inquadramento ambientale e territoriale: valutazione della disponibilità e della potenzialità delle risorse rinnovabili, studio del contesto climatico ed ambientale;
- inquadramento normativo: analisi del contesto normativo principalmente di tipo urbanistico ed energetico;
- inquadramento tecnologico: analisi delle reti di distribuzione, valutazione delle problematiche di stoccaggio, studio dello stato dell'arte delle tecnologie esistenti per l'efficienza energetica e l'uso delle fonti rinnovabili, studio delle problematiche di integrazione tra diverse tecnologie.

#### **1.3.1 Inquadramento energetico.**

Per poter elaborare i piani d'azione e gli scenari futuri si deve partire dalla conoscenza del sistema energetico attuale. L'analisi energetica è, infatti, il cuore della fase di diagnosi, e include principalmente lo studio del fabbisogno energetico dell'area, ovvero della domanda energetica per vettore e per settore<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> Lo strumento basilare per l'analisi energetica di un sistema territoriale è il bilancio vettore-settore, che riorganizza e quantifica i consumi dei diversi vettori energetici per ciascun

e l'analisi della produzione energetica locale, ovvero dell'offerta. Con questi elementi sarà possibile successivamente quantificare gli impatti sul clima attraverso la definizione del bilancio complessivo delle emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte.

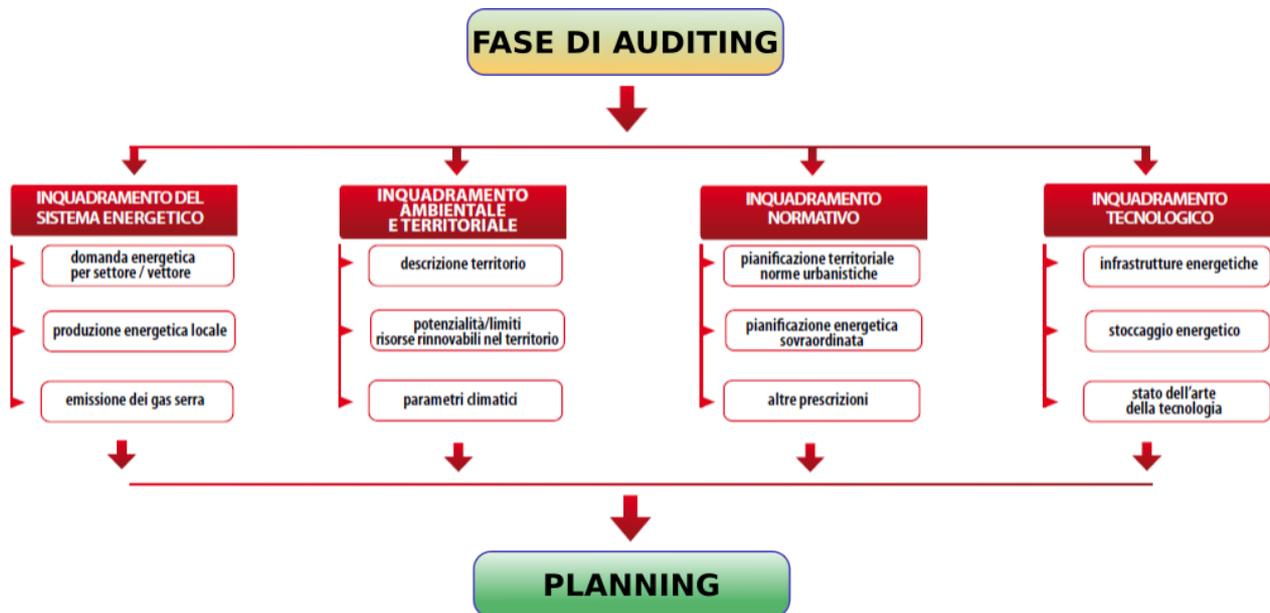


Figura 7: Quadro conoscitivo completo del tema energetico.

La raccolta dati può essere sviluppata attraverso:

- procedura diretta. Consente l'acquisizione diretta dei dati, ad esempio:
  - acquisizione flusso dei consumi attraverso compagnie che forniscono i servizi energetici ed idrici;
  - acquisizione dati sui consumi energetici direttamente delle bollette delle utenze;
  - sopralluoghi e ispezioni visive per acquisire dati relativi agli edifici e agli impianti;
  - somministrazione di questionari agli utenti per raccogliere informazioni sui dati termici ed elettrici delle utenze, sul periodo di funzionamento degli impianti e sull'epoca di costruzione dei vari edifici e/o impianti;
- procedura indiretta. Finalizzata alla raccolta e al completamento della banca dati nel caso di impossibilità di acquisizione diretta, ad esempio:
  - utilizzo degli strumenti GIS per ottenere informazioni sulle caratteristiche spaziali del territorio e sulle caratteristiche geometriche degli edifici, sulla loro ubicazione nel territorio e

---

macrosettore di impiego. La domanda di energia del territorio deve essere dunque ripartita per settore e per vettore. I vettori energetici principalmente considerati sono l'energia elettrica, il gas naturale, il gasolio, le benzine, il GPL, il biodiesel, l'olio combustibile.

sulla loro destinazione d'uso..

- utilizzo di dati catastali, da cui si può ricavare sia la destinazione d'uso dell'area e/o altre informazioni importanti relative all'edificato;
- utilizzo software di simulazione e modelli matematici per sopperire alla mancanza dei dati di consumo.

In generale il procedimento di reperimento dati vede i seguenti step:

- mappatura dei dati necessari. Possono essere molto diversi tra loro, ad esempio: il consumo elettrico/termico/idrico mensile di un'area, il consumo di carburante in una porzione di territorio, lo stato di alcune strutture edilizie, la composizione del parco auto municipale, le tipologie di lampade stradali, la qualità dell'aria, mappatura anemometrica territorio, la presenza sul territorio di impianti a fonti rinnovabili, ...
- individuazione dei depositari dei dati. Sempre più spesso lo stesso dato risulta frammentato tra più depositari. Devono essere identificati con delle ricerche; ad esempio, l'agenzia delle dogane, alcuni servizi comunali, alcuni distributori o gestori di vettori energetici, le aziende municipalizzate e non, il servizio statistico nazionale, ecc. Alcuni dati devono essere reperiti direttamente in loco, mediante sopralluoghi: è il caso, ad esempio, della valutazione energetica degli edifici.
- messa a punto di questionari e tabelle per la raccolta dati. Questa attività consente un'acquisizione dati più affidabile e soprattutto replicabile, con l'obiettivo dell'aggiornamento periodico del database.
- elaborazione dei dati raccolti, analisi ed interpretazione dei risultati. Quest'ultima fase ha come obiettivo principale quello di mettere in evidenza le inefficienze, i punti di forza/di debolezza del sistema energetico dell'area e le opportunità di miglioramento.

### **1.3.2 Inquadramento ambientale e territoriale.**

La descrizione e l'inquadramento del contesto territoriale oggetto della pianificazione è introduttivo ed è funzionale ad indirizzare l'intero percorso di planning, mettendo in evidenza le caratteristiche del territorio e del suo tessuto sociale ed economico. E' evidente che il contenuto della pianificazione energetica varia notevolmente a seconda che ci si approci ad un' area industriale piuttosto che ad un'area naturale a forte vocazione turistica che presenta vincoli di natura ambientale e paesaggistica che possono a volte rendere meno agevole o addirittura frenare il processo di riqualificazione energetica.

Le principali informazioni da fornire sono:

- localizzazione dell'area: coordinate geografiche, estensione, vicinanza a centri abitati importanti;
- conformazione geomorfologica del territorio: area pianeggiante, collinare, montuosa; area costiera, interna, isola; principali corsi d'acqua;
- demografia: numero abitanti, densità abitativa (centro storico, periferia, area rurale, ...);
- specificità ambientali: area di interesse naturalistico; area facente parte di un Parco, ...;
- assetto socio-economico: individuazione delle attività più influenti (industrie, turismo, ...).

L'identificazione delle peculiarità del territorio può risultare utile anche per pianificare l'avvio di precise azioni divulgative e informative sulle tematiche energetiche. Ad esempio, possono essere individuati alcuni luoghi particolarmente "in vista", vanto del territorio per motivi ambientali, culturali, turistici o sportivi, dove ambientare alcuni progetti pilota particolarmente curati sotto l'aspetto tecnologico, estetico, architettonico, ambientale, ...

L'obiettivo primario dell'inquadramento ambientale è la valutazione della potenzialità dell'applicazione delle risorse rinnovabili sul territorio. Per ogni risorsa presa in esame va eseguito uno studio volto ad evidenziare la fattibilità dell'attuazione e i limiti che ne condizionano e ne frenano la convenienza. Di seguito vengono riportate le principali informazioni utili per ogni singola risorsa:

- **sole.** L'energia solare può essere utilizzata per generare elettricità o calore. È sicuramente la risorsa migliore per sviluppare soluzioni di produzione energetica distribuite sul territorio. Le informazioni primarie da considerare nell'analisi della risorsa solare e di una sua possibile applicazione sono:
  - stima delle superfici disponibili per l'installazione di pannelli solari.
  - valutazione della radiazione solare incidente sull'area. In presenza di una geomorfologia irregolare è opportuno realizzare una carta solare, che consenta di conoscere in ogni punto dell'area il valore della radiazione solare incidente annua (kWh/mq anno)..
- **corsi idrici.** Si fa riferimento alla possibilità di sfruttare la corrente di torrenti per sviluppare impianti di mini (< 15 MW) e micro (< 100 kW) idroelettrico. Quest'ultimi sono più adatti ad un'applicazione distribuita sul territorio grazie ai vantaggi di investimenti contenuti, basso impatto ambientale, potenza sviluppabile adeguabile alle necessità di piccole utenze. Lo studio di questa risorsa deve verificare la presenza

contemporanea di almeno due caratteristiche:

- flusso d'acqua piuttosto costante;
- salto d'acqua ragionevole, di almeno 2-3 metri di dislivello..

Si tenga presente che il micro-idroelettrico è applicabile anche ai piccoli salti eventualmente presenti nelle condotte dell'acquedotto.

- **vento.** L'energia eolica può essere utilizzata per produrre energia elettrica. La produzione di energia dal vento si basa sul principio di trasformazione dell'energia cinetica della massa d'aria, in movimento ad una data velocità, in energia meccanica (e successivamente elettrica) per mezzo di turbine dette aerogeneratori. Si dovrà valutare, in prima approssimazione, la presenza contemporanea di almeno i seguenti requisiti:

- la disponibilità di aree idonee, definite in base alla normativa vigente e a considerazioni di tipo ambientale, infrastrutturale, ... . In tal senso diventa importante capire se sia possibile puntare sullo sviluppo del grande eolico (es. parchi eolici), oppure sviluppare soluzioni di "micro-eolico" , installabile al servizio di singole utenze o gruppi di utenze e in grado di minimizzare le problematiche di impatto paesaggistico;
- la velocità media del vento che dovrà avere una buona intensità e costanza;
- la direzione del vento;
- la temperatura. Di solito il sensore di temperatura viene installato quando si vuole una più precisa valutazione della densità dell'aria, in quanto anch'essa influisce sul potenziale energetico da sfruttare.

Queste informazioni saranno rilevanti per definire non solo la producibilità di energia elettrica da parte del parco eolico, ma anche le caratteristiche dell'impianto (altezza della torre, diametro del rotore). Se il territorio interessato non è inserito in una mappatura anemometrica, sono obbligatorie opportune campagne di rilevamento della ventosità del sito, prima di valutare qualsiasi ricorso all'eolico.

- **biomasse.** La combustione da biomasse libera nell'atmosfera una quantità di CO<sub>2</sub> pressoché pari a quella assorbita dalla pianta durante la sua crescita, dunque si intende in pareggio il bilancio dell'anidride carbonica. Nella realtà non è esattamente corretto, in quanto altri fattori nel processo di gestione delle biomasse concorrono ad aumentare gli impatti sul clima (es. il trasporto del materiale). In questa fase di valutazione delle potenzialità delle biomasse si devono avviare, in prima approssimazione, analisi sulla:

- disponibilità di biomassa in quantità e qualità tale da garantire un

approvvigionamento costante rispettando il principio della filiera corta;

- tipologia di biomassa disponibile;
  - eventuale presenza di problematiche legate alla movimentazione e al trasporto della biomassa dal luogo di produzione al luogo di utilizzo;
  - disponibilità di spazio necessario allo stoccaggio del materiale.
- **geotermia.** L'energia geotermica può essere utilizzata per produrre energia elettrica e termica. Nel primo caso si tratta di una fonte energetica marginale, da utilizzare solo in limitati contesti territoriali, mentre nel secondo caso si parla di geotermia a bassa entalpia, che non necessita di condizioni ambientali particolari. La geotermia a bassa entalpia sfrutta il naturale calore del terreno con l'ausilio di una pompa di calore: nei mesi invernali viene prodotta energia termica per l'acqua calda sanitaria e per il riscaldamento degli edifici, mentre nei mesi estivi per il raffreddamento degli edifici, attraverso l'assorbimento e trasferimento di calore dalla superficie al sottosuolo. Le informazioni da reperire in questa fase sono:
    - individuazione di utenze idonee: nuove costruzioni o ristrutturazioni significative; impossibilità di allaccio alla rete del metano e/o impossibilità di sfruttare altre fonti rinnovabili; presenza di un sistema di riscaldamento a bassa temperatura e buon isolamento termico;
    - studio delle caratteristiche geomorfologiche del terreno.

L'analisi dei parametri climatici rientra nell'inquadramento ambientale del sito. I principali dati utili sono:

- temperatura minima, massima e media [°C];
- umidità relativa [%];
- quantità e frequenza delle precipitazioni [mm];
- mappatura anemometrica del territorio;

I dati possono essere acquisiti dalle vicine stazioni di misura; non è interessante il valore puntuale, bensì i valori medi mensili e l'andamento del dato negli anni.

### **1.3.3 Inquadramento normativo.**

Il processo di pianificazione energetica locale, finalizzato alla definizione di linee strategiche e di una serie di azioni da applicare al territorio, comporta il rispetto e l'integrazione di numerosi vincoli da un punto di vista tecnico, economico, ambientale, sociale ed urbanistico. Per poter essere efficace la

pianificazione locale deve assumere una dimensione strategica, deve cioè essere coerente e sinergica con i livelli di pianificazione sovra-ordinata.

Il quadro normativo nel quale dovrà inserirsi l'attività di pianificazione energetica locale si articola su tre ambiti:

- pianificazione territoriale (norme di tipo urbanistico). Sono le norme che regolano l'evoluzione del territorio a livello locale, regionale e nazionale: la programmazione di indirizzo che fornisce le linee guida, i piani territoriali di coordinamento, il Piano Regolatore Generale e la pianificazione attuativa. Vanno considerati anche altri livelli normativi eventualmente presenti, come la regolamentazione di un Parco in caso di zona protetta;
- pianificazione energetica sovra-ordinata. La programmazione locale deve integrarsi in modo armonico con le politiche energetiche di scala superiore, dunque con i piani energetici a livello comunale, regionale e nazionale;
- altre prescrizioni. La pianificazione dovrà ovviamente essere coerente anche con tutte le altre normative che intervengono nella gestione del territorio considerato.

#### **1.3.4 Inquadramento tecnologico.**

L'analisi delle reti di distribuzione di energia è un elemento essenziale da affrontare nella fase di diagnosi iniziale al fine di individuare quali sono le criticità da risolvere per migliorare la performance energetica del sistema. Infatti, l'ottenimento di un risultato di miglioramento dell'efficienza energetica del sistema che sia conforme alle aspettative, passa necessariamente attraverso la realizzazione di reti di distribuzione che siano robuste ed efficienti, che riducano al minimo le perdite di rete, che siano in grado di supportare nel tempo lo sviluppo di carichi passivi ma anche e soprattutto lo sviluppo della generazione distribuita, con la diffusione di impianti di produzione di piccola taglia utilizzando fonti rinnovabili.

Nell'ambito dell'indagine conoscitiva finalizzata alla pianificazione energetica si deve valutare anche l'eventuale presenza di necessità di stoccaggio dell'energia elettrica. E' una problematica che riguarda:

- su scala locale: i sistemi isola, ogni porzione di territorio non connessa al resto della rete.
- su scala più ampia: l'intero sistema elettrico, a causa del progressivo aumento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Difatti le fonti rinnovabili, e tra esse soprattutto l'eolico e il solare, sono disponibili in modo intermittente; quando la potenza proveniente dalle fonti rinnovabili è una frazione significativa (più del 20%) della potenza elettrica

totale installata, la variabilità intrinseca della potenza prodotta da fonti rinnovabili genera fenomeni di instabilità nella rete che riducono la qualità della energia elettrica prodotta. In questi casi diventa necessario prevedere l'accumulo energetico in modo da garantire l'autosufficienza energetica e la qualità dell'energia prodotta con le fonti rinnovabili. La strategia di gestione prevede lo stoccaggio dell'energia elettrica prodotta dall'impianto durante i periodi di non-peak o di saturazione delle reti di trasmissione sotto forma di energia potenziale (chimica e/o meccanica) e il successivo rilascio quando necessario. In questo modo è possibile differire la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e "spalmarla" sull'intero arco temporale preferito (orario, giornaliero, stagionale). I sistemi di accumulo rappresentano una parte significativamente onerosa e, conseguentemente, il loro costo ed il loro tempo di vita incidono sostanzialmente nel costo totale dell'intero sistema. Esistono differenti tipi di tecnologie atte a tale scopo e differiscono per tempi di stoccaggio, costi e maturità. L'idrogeno, ottenibile per elettrolisi dall'acqua, risulta essere un vettore energetico molto promettente in termini di efficienza di utilizzo e di riduzione dell'impatto ambientale, anche se limitato dalla difficoltà di trasporto e stoccaggio (sia per la bassa densità energetica, sia perché esplosivo, infiammabile ed estremamente volatile). L'idrogeno può, quindi, rappresentare un componente chiave per un sistema energetico sostenibile. In particolare, come mezzo di accumulo, può contribuire a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili e ad abbassare il costo dell'elettricità di picco. Inoltre, la crescente domanda di elettricità in siti non connessi alla rete, fornisce una ulteriore opportunità per l'idrogeno come mezzo di accumulo di energia.

Per completare la fase di raccolta dati, lo stadio preliminare alla progettazione richiede lo studio dello stato dell'arte delle tecnologie principalmente disponibili sul mercato, classificabili tra quelle finalizzate allo sviluppo delle energie rinnovabili e quelle dedicate all'aumento dell'efficienza energetica. Dovranno essere in particolare valutati in prima approssimazione gli aspetti legati:

- alla maturità della tecnologia;
- alle modalità di acquisizione e ai costi generali di adozione e di gestione;
- alle forme di incentivazione eventualmente previste;
- all'eventuale impatto ambientale e alla disponibilità della comunità locale.

## **Capitolo 2 - Inquadramento normativo.**

### ***2.1 La direttiva 2009/28/CE.***

Nell'Aprile 2009 il Parlamento e il Consiglio Europeo hanno approvato la direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso di energia prodotta da fonti rinnovabili, uno dei tre pilastri (assieme alle direttive sulla riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> e di incremento dell'efficienza energetica) della nuova fase di politica energetica e ambientale dell'Unione Europea. La direttiva, come ben noto, introduce un obiettivo vincolante di penetrazione delle rinnovabili sui consumi di energia primaria dell'Unione pari al 20%, da raggiungersi gradualmente ma tassativamente entro l'anno 2020. Tale obiettivo viene declinato a livello di Stati Membri, attribuendo così all'Italia un target nazionale del 17% di produzione di rinnovabili sui consumi di energia primaria entro il 2020, a cui si accompagna in subordine un obbligo di raggiungimento di uno share del 10% di uso di biocarburanti sul totale dei consumi imputabili al settore trasporti. Due sono gli obblighi principali di carattere procedurale che vengono imposti agli Stati Membri: la redazione di un Piano di Azione Nazionale, contenente la traiettoria di sviluppo della produzione da fonti rinnovabili, nonché il dettaglio delle misure con cui ciascuno Stato intende raggiungere gli obiettivi attribuitigli e, come ovvio, il recepimento della direttiva nell'ordinamento nazionale.

### ***2.2 La sfida energetica dei prossimi anni.***

Il referendum di giugno 2011 ha sancito il definitivo "no" alla riapertura dell'opzione nucleare nel nostro Paese. È da augurarsi, quindi, che non vengano più addotte ulteriori scuse rispetto alla necessità di definire, una volta per tutte, chiare politiche energetiche per il prossimo decennio, in maniera da incrementare sensibilmente e progressivamente la percentuale di ricorso all'energia da fonte rinnovabile nel mix di generazione nazionale. In particolare, la precedente ipotesi di ripartizione del mix energetico elettrico

prevedeva, per l'anno 2020, in coerenza con il raggiungimento degli obiettivi europei del pacchetto "Clima Energia", meglio conosciuto come 20-20-20, un consumo elettrico lordo totale di 375 TWh (tenendo conto degli scenari di efficienza energetica coerenti con la direttiva 2009/28/CE), così ripartito: fonti fossili 187 TWh (50%), fonti rinnovabili 98 TWh (26%) e fonte nucleare 90 TWh (24%). A seguito dell'esito del referendum la quota riservata al nucleare dovrà essere prodotta dalle altre fonti: a tal fine è auspicabile che 52 TWh vengano prodotti dalle rinnovabili, che così contribuirebbero al mix elettrico annuo per 150 TWh (pari al 40%) e i restanti 38 TWh provengano dalle fonti fossili (possibilmente termoelettrico "ambientalizzato") che contribuirebbero così per 225 TWh (pari al 60%).

Nel 2010, il fabbisogno lordo di energia elettrica (pari a 326 TWh) è stato soddisfatto attraverso la produzione di energia da fonte rinnovabile per soli 75 TWh circa, dei quali oltre 40 TWh provenienti dal cosiddetto "idroelettrico storico" non più facilmente espandibile. Riuscire quindi nel 2020 a produrre 150 TWh di energia elettrica da fonte rinnovabile, rappresenta una sfida molto ambiziosa per il nostro Paese (in pratica si tratta di passare da 35 TWh di "rinnovabili recenti" a 110 TWh in soli 10 anni) e un'incredibile opportunità di sviluppo, occupazione, ricerca e indipendenza energetica. Questi obiettivi implicano altresì un lavoro organico e interdisciplinare per valorizzare tutta la filiera italiana delle energie rinnovabili, costruendo una strategia di sostegno capace di integrare le singole componenti per raggiungere la massima efficienza di costo/kWh prodotto (includendo non solo i costi diretti di produzione ma anche tutti gli extra-oneri sanitari, sociali ed ambientali tipici delle fonti fossili).

Definiti gli obiettivi quantitativi a livello nazionale, bisognerebbe, finalmente, procedere alla loro ripartizione a livello regionale (il cosiddetto *burden sharing*<sup>8</sup>), in modo da co-responsabilizzare in maniera virtuosa le Regioni e gli Enti Locali anche con il ricorso a meccanismi di premio/penalità. Il *burden sharing* è indispensabile per pianificare ed intensificare gli investimenti nello sviluppo delle reti elettriche, ivi incluse le cosiddette reti intelligenti (*smart grid*) al fine di meglio accogliere e diffondere l'energia elettrica rinnovabile prodotta in modo distribuito e a volte non programmabile. Lo sviluppo di sistemi di accumulo (batterie e impianti di pompaggio idroelettrico) ottimizzerebbe inoltre l'efficienza complessiva del sistema. È infine auspicabile una coerente revisione dei sistemi di sostegno delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nell'ambito dell'attuazione del

---

<sup>8</sup> Il *burden sharing* è il meccanismo di ripartizione di un impegno comune tra i soggetti che partecipano a tale impegno. Tale ripartizione, che deve avvenire secondo principi di equità e di responsabilità, può articolarsi in diversi livelli organizzati gerarchicamente dalla scala globale a quella locale.

dlgs 28/2011 di recepimento della direttiva 2009/28/CE.

### ***2.3 Il piano di azione nazionale per le fonti rinnovabili.***

Il PAN, elaborato secondo le specifiche di Bruxelles, costituisce nel suo complesso una fotografia molto ricca delle politiche in materia di fonti rinnovabili e delle misure già esistenti o previste, fornendo una descrizione completa ed accurata di quanto fatto in passato per i comparti della produzione elettrica, del riscaldamento/raffreddamento e dei trasporti. Il PAN ha rappresentato un punto di partenza importante su cui far convergere le aspettative e le richieste dei vari operatori al fine di individuare le azioni più opportune per supportare una crescita dello sfruttamento delle fonti rinnovabili in linea con gli obiettivi comunitari, ma soprattutto con le potenzialità di un settore che avrà un ruolo sempre più centrale a livello globale, e su cui è fondamentale che l'industria nazionale giochi un ruolo di primo piano. Entro il 2020 in base al PAN previsto dalla direttiva 2009/28/CE l'Italia dovrà produrre da fonti rinnovabili, solo di energia elettrica, più di 98 miliardi di kWh/anno, quando nel 2005 ne era stata prodotta un quantitativo pari a 56 miliardi di kWh. Sempre secondo il PAN, al 2020, occorrerà triplicare la produzione di energia termica (caldo/freddo) e moltiplicare per 7 la produzione di biocarburanti. Inoltre, sempre al 2020, sarà necessario contenere i consumi di energia primaria ai livelli attuali (131 Milioni di Tep). È una sfida ambiziosa, per la quale occorre una risposta organica, interdisciplinare e di sistema in grado di valorizzare tutta la filiera italiana delle energie rinnovabili costruendo un sistema di sostegno capace di integrare le singole componenti verso un unico obiettivo al minimo costo per il sistema.

### ***2.4 Le linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (D.M. 10 Settembre 2010).***

L'articolo 12 del D. Lgs. n. 387/2003 (attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla produzione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità), coerentemente con la disciplina europea di cui costituisce l'attuazione, individua, quale misura promozionale di diffusione delle fonti energetiche rinnovabili, un procedimento semplificato per l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio degli impianti che producono energia da tali fonti. Il comma 10 prevedeva, poi, che in conferenza unificata, su proposta del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e del Ministro per i Beni e le Attività Culturali, venissero approvate le linee guida per lo svolgimento del procedimento unico, anche al fine di "assicurare un

corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio". Le linee guida nazionali hanno finalmente visto la luce a settembre del 2010 (D.M. 10 settembre 2010, pubblicato in GU n. 219 del 18 settembre 2010). A ben guardare, forse, l'aver procrastinato così a lungo l'approvazione delle linee guida, ha consentito al Governo di porre rimedio a gran parte delle criticità che da sette anni affliggevano il procedimento di autorizzazione unica. Le linee guida si compongono di una prima parte, chiamata "Disposizioni generali", di una seconda parte dedicata al "Regime giuridico delle autorizzazioni", di una parte terza che disciplina il "Procedimento unico", di una parte quarta che si occupa del "Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio", nonché di una parte quinta contenente le "Disposizioni transitorie e finali".

#### **2.4.1 I recepimenti regionali delle Linee Guida Nazionali.**

Ad un primo sommario esame delle discipline attuative delle linee guida nazionali, sin qui adottate, sembra che le Regioni si siano più che altro concentrate sulla individuazione delle aree non idonee alla installazione degli impianti a fonte rinnovabile, in particolar modo fotovoltaico.

La Regione Abruzzo con Deliberazione di Giunta Regionale del 2 maggio 2011, n. 294, ravvisando la necessità di procedere al recepimento del D. Lgs. n. 28/2011, ha dettato disposizioni in tema di procedimenti autorizzativi, estendendo la soglia di applicazione della P.A.S. agli impianti con potenza nominale fino ad 1 MW, escludendo quest'ultimi dall'applicazione dell'autorizzazione generalizzata, ai sensi della D.G.R. del 22 marzo 2010, n. 244. Per quanto concerne, inoltre, gli impianti fotovoltaici con moduli ubicati a terra, si è disposto, in contrasto con le disposizioni contenute nel D. Lgs. n. 28/2011, di far salvi i titoli autorizzativi acquisiti, con deposito degli atti al Servizio Regionale competente, prima del 19 marzo 2011.

La Regione Basilicata, con D.G.R. n. 2260 del 29 dicembre 2010 ha approvato un disciplinare che regola le procedure per l'attuazione degli obiettivi del P.I.E.A.R., di cui alla Legge Regionale 1/2010, nonché disciplina il procedimento autorizzatorio per la costruzione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 12, D. Lgs. n. 387/2003 e delle linee guida nazionali. La deliberazione contiene altresì le linee guida tecniche per la progettazione degli impianti, mentre non reca alcuna perimetrazione di aree e siti non idonei alla installazione di impianti.

La Regione Calabria con la Legge Regionale del 29 dicembre 2010, n. 34 ha provveduto a recepire nel proprio ordinamento quanto stabilito dall'art. 17 della L. 96/2010 elevando la soglia di applicazione DIA fino ad 1 MW. Con DGR del 29 dicembre 2010, n.871 ha provveduto a dare attuazione alle Linee Guida

nazionali, stabilendo la loro diretta vigenza nel territorio calabrese. All'interno della stessa Deliberazione di Giunta sono stati, altresì, fissati gli oneri istruttori, nella misura dello 0,03% dell'investimento e la cauzione, a garanzia della dismissione degli impianti e rimessa in pristino dei luoghi, stabilita in via generale nella misura massima del 5% del valore complessivo dell'investimento.

Anche la Regione Campania con Decreto Dirigenziale del 18 febbraio 2011, n. 50 ha provveduto a recepire le Linee Guida nazionali limitatamente alla procedure autorizzatorie. In particolar modo si è disposto la revoca della DGR n. 500/2009 e degli allegati della DGR n. 1642/2009, nonché l'elevazione della soglia DIA fino ad 1 MW per impianti fotovoltaici, eolici ed idroelettrici e fino a 5 MW per impianti a biomassa.

Con deliberazione dell'Assemblea legislativa n. 28 del 6 dicembre 2010, la Regione Emilia Romagna si è dotata di una prima individuazione delle aree e dei siti per l'installazione di impianti fotovoltaici. La deliberazione, adottata sulla scorta della DGR n. 1713/2001, anticipa eventuali linee guida regionali, che la Regione si riserva di emanare. L'Allegato I della deliberazione n. 28/2010, che dovrebbe essere stata recepita dalla deliberazione consiliare, individua quattro diverse tipologie di aree: A) aree non idonee all'installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati al suolo; B) aree idonee all'installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati al suolo, C) aree considerate idonee all'installazione di impianti fotovoltaici; D) aree da privilegiare nell'installazione di impianti fotovoltaici. Con successiva deliberazione di Giunta Regionale n. 46 del 17 gennaio 2011, la Regione ha effettuato una completa ricognizione delle aree non idonee alla installazione di impianti fotovoltaici. La cartografia disponibile sul sito della Regione è rappresentativa delle leggi, dei piani, degli atti e dei molteplici strumenti di pianificazione presenti nelle diverse realtà territoriali regionali.

La Regione Lazio che, con D.G.R. 19 ottobre 2010 ai fini di garantire l'armonizzazione sul territorio regionale delle procedure per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili a seguito dell'approvazione del decreto 10 settembre 2010, ha deliberato di revocare la D.G.R. 18 luglio 2008, n. 517 avente ad oggetto "Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico, relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, di cui al decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 ed alla legge regionale 23 novembre 2006, n. 18" ed inoltre, di revocare la D.G.R. 13 gennaio 2010, n. 16 avente ad oggetto: "Modifica D.G.R. 18 luglio 2008, n. 517 concernente: Approvazione delle Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico, relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, di cui al decreto legislativo 29

dicembre 2003, n. 387 ed alla legge regionale 23 novembre 2006, n. 18 - Sostituzione Allegato", ed infine di considerare immediatamente applicabili le disposizioni contenute nel Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 10 settembre 2010 anche per i procedimenti in corso.

La Regione Lombardia sta provvedendo all'adeguamento delle linee guida nazionali.

La Regione Marche, con Deliberazione dell'Assemblea legislativa del 30 ottobre 2010, n. 13, ha approvato la "Individuazione delle aree non idonee di cui alle linee guida previste dall'art. 12 del D. Lgs 387/2003 per l'installazione di impianti fotovoltaici a terra e indirizzi tecnico generali amministrativi". La legge regionale n. 13/2010 contiene anche disposizioni circa gli oneri istruttori a carico dei proponenti le istanze di autorizzazione unica, finalizzati alla copertura delle spese istruttorie e fissati in misura pari allo 0,03% del valore dichiarato dell'opera. Qualora il progetto sia soggetto a valutazione di impatto ambientale, la misura degli oneri istruttori è ridotta a 0,01%. Inoltre, la legge fissa la misura delle garanzie da prestare per la dismissione degli impianti e il ripristino delle aree (100 €/kWp nel caso di impianti con strutture di sostegno dei moduli ancorate con fondazioni, superficiali o profonde, in cemento armato e 70 €/kWp in tutti gli altri casi) e disciplina gli impatti cumulativi tra progetti al fine della sottoposizione dei progetti a procedure ambientali. Con successiva deliberazione di Giunta Regionale n. 255 del 8 marzo 2011, la Regione ha recepito le linee guida nazionali prevedendo, tra l'altro, il coordinamento del procedimento di rilascio della concessione di derivazione d'acqua pubblica con il procedimento di autorizzazione unica, ai sensi dell'articolo 18.3 delle linee guida.

La Regione Molise con legge regionale n. 23/2010, ha sancito che costituiscono aree e siti non idonei alla installazione di impianti eolici le aree e i beni di notevole interesse culturale così dichiarati ai sensi della parte seconda del D. Lgs. n. 42/2004, nonché gli immobili e le aree dichiarate di notevole interesse pubblico ai sensi dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo.

Con D.G.R. n. 3-1183 del 14 dicembre 2010, la Regione Piemonte ha proceduto all'individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra. La deliberazione individua come aree inidonee alla installazione di impianti fotovoltaici le aree sottoposte a tutela del paesaggio, del patrimonio storico, artistico e culturale, le aree protette, le aree agricole ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo, nonché le aree in dissesto idraulico e idrogeologico. Inoltre, la delibera individua ambiti territoriali non esclusi ma scarsamente idonei alla installazione di impianti fotovoltaici a terra in ragione della loro rilevanza paesaggistica e ambientale, nonché della presenza di produzioni agricole e

agroalimentari di qualità e/o perché gravati da situazioni di pericolosità idrogeologica (si tratta delle cosiddette "aree di attenzione"). In queste aree è necessario "porre un particolare livello di attenzione nella valutazione dei progetti per l'installazione degli impianti fotovoltaici a terra", ammonisce la deliberazione, per "garantire le finalità di tutela e di salvaguardia nell'ambito del procedimento anche attraverso idonee forme di mitigazione e compensazione ambientale degli impatti stessi".

La Regione Puglia, con regolamento n. 24 del 30 dicembre 2010 ha proceduto all'adozione di un complessivo atto di adeguamento alle linee guida nazionali il quale comprende una dettagliata individuazione di aree non idonee alla installazione di impianti a fonti rinnovabili. Con la Deliberazione di Giunta Regionale del 30 dicembre 2010, n. 3029 la Regione ha provveduto, altresì, a conformare la propria disciplina autorizzatoria con quanto statuito all'interno delle Linee Guida nazionali. Meritano di essere evidenziate le disposizioni mediante le quali è regolato il sistema fideiussorio collegato alla realizzazione e dismissione degli impianti FER. In tal senso sono state fissate in 50,00 euro le garanzie richieste per ogni kW di potenza rilasciata.

La Regione Toscana con D.G.R. n. 8 del 13 dicembre si è dotata di una prima individuazione delle aree non idonee alla installazione di impianti fotovoltaici a terra. Con la Legge Regionale n. 11/2011 la Regione è tornata nuovamente sull'individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti da fonte fotovoltaica installati a terra, stabilendo che nelle more di approvazione del c.d. burden sharing e dell'integrazione del P.I.E.A.R., il Consiglio Regionale effettua la prima individuazione di tali aree. Ai fini della cumulabilità degli stessi viene altresì stabilito il rispetto di una distanza di duecento metri a eccezione di quell' impianti di potenza inferiore ai 20 kW.

Anche la Regione Umbria sta provvedendo ad un recepimento organico delle Linee Guida nazionali, con disposizioni relative al procedimento autorizzatorio e l'individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti FER. Il provvedimento finale potrebbe essere emanato già nel corso delle prossime settimane.

La Regione Valle d'Aosta, con D.G.R. n. 9 del 5 gennaio 2010 ha individuato le aree e i siti del territorio regionale non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici ed ha provveduto all'adeguamento della disciplina regionale in materia di energia e di ambiente mediante la definizione di criteri per la realizzazione degli stessi impianti.

Da segnalare, infine, anche la impugnazione, per conflitto di attribuzione tra enti, promossa dalla Provincia Autonoma di Trento contro il D.M. 10 settembre 2010 di approvazione delle linee guida nazionali. Il decreto, secondo la Provincia, si porrebbe in contrasto con la disciplina normativa di attuazione

dello Statuto provinciale che disciplina il rapporto tra atti legislativi statali e leggi regionali e provinciali. L'impugnazione, nello specifico riguarderebbe gli articoli 1.2., 17.1. e 17.2., nonché l'Allegato 3, delle Linee guida (riferiti al procedimento per l'individuazione delle aree non idonee), in quanto intervengono negli ambiti di competenza provinciale, in particolare con riferimento alle facoltà di pianificazione territoriale e di programmazione provinciale

## 2.5 Il fotovoltaico in Italia.

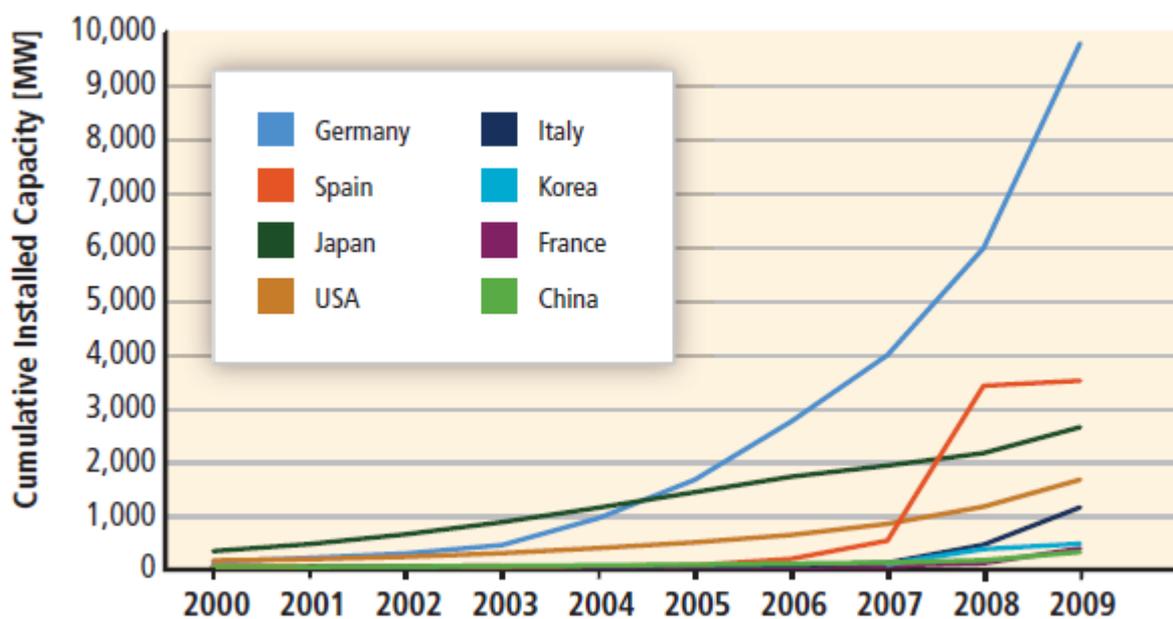


Figura 8: Fotovoltaico: potenza installata a livello mondiale (IPCC 2011)

Il terzo conto energia, che avrebbe dovuto disciplinare l'incentivo al settore fotovoltaico per il triennio 2011–2013, è morto prematuramente dopo solo cinque mesi di vita. Complessivamente nel nostro Paese sono stati incentivati impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di circa 5,4 GW. Di questi, solo 164 MW sono riconducibili al primo conto energia mentre ben 5 GW sarebbero stati realizzati grazie al secondo conto energia che, sebbene sostituito dal 1° gennaio 2011 dal terzo conto, è ancora valido per tutti quegli impianti che hanno comunicato la fine lavori entro il 31 dicembre 2010 e che sono entrati in esercizio entro il 30 giugno 2011 (come previsto dalla cosiddetta legge salva Alcoa). Questa deroga che interessa impianti per circa 3.700 MW di potenza sono tutt'ora in fase di allaccio e di riconoscimento dell'incentivo: questo il motivo per cui ancora oggi il dato sugli impianti incentivati dal secondo conto energia non è definitivo. Proprio a causa del notevole impatto causato dalla quantità di impianti "salva Alcoa", il terzo conto energia (varato il 6 agosto

2010), che nelle intenzioni iniziali del Legislatore avrebbe dovuto incentivare il settore nel triennio 2011-2013, è stato repentinamente abrogato dal D. Lgs. 28/2011 e sostituito con Decreto Ministeriale 5 maggio 2011. Nel suo breve periodo di vita, il terzo conto energia ha permesso in ogni caso di installare ad oggi circa 250 MW in base ai dati provvisori di maggio forniti dal GSE<sup>9</sup>. Nel 2010 solo tre regioni non sono riuscite almeno a raddoppiare la potenza installata rispetto all'anno precedente (Basilica, Molise e Liguria); tutte le altre regioni vedono un tasso di crescita a tre cifre, le più performanti sono state Valle d'Aosta, Veneto, Emilia Romagna, Sicilia, Friuli V. G. e Puglia. In termini di potenza installata le prime tre regioni sono ancora Puglia, Veneto e Lombardia con ottimi risultati anche per Lazio e Piemonte. Per quanto riguarda invece i primi mesi del 2011, spicca il dato dell'Umbria, unica regione ad aver già raddoppiato la potenza installata rispetto al 2010; seguono Sicilia, Piemonte e Abruzzo. A maggio 2011 la Puglia è saldamente la regione con la maggior potenza installata: ben 945 MW, seguita da Lombardia (632 MW), Emilia Romagna (584 MW) e Veneto (509 MW). Per quanto riguarda invece la distribuzione regionale della potenza installata in rapporto a popolazione e superficie, c'è da notare l'ottimo risultato della Puglia che è saldamente al primo posto con 232 w/abitante e 49 kW/kmq; seguono rispettivamente Marche e Trentino entrambe con 200 w/abitante e ancora Marche con 33 kW/kmq e Veneto con 27 kW/kmq. Con il decreto 5 maggio 2011 l'Italia può contare sul quarto conto energia che regolerà il sistema incentivante per il settore fotovoltaico dal 1° giugno 2011 fino a tutto il 2016 con l'obiettivo di installare 23.000 MW ad un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi tra 6 e 7 miliardi. Il decreto introduce un periodo transitorio per gli anni 2011 e 2012 ed un nuovo meccanismo a regime per il quadriennio 2013 – 2016. Oltre alle due tipologie impiantistiche già previste dal III conto energia (impianti su edificio e altri impianti) vengono introdotte le categorie di piccoli e grandi impianti. Si intendono piccoli impianti "impianti fotovoltaici realizzati su edifici che hanno una potenza non superiore a 1000 kW, gli altri impianti con potenza non superiore a 200 kW operanti in regime di scambio sul posto, gli impianti di potenza qualsiasi realizzati su edifici ed aree delle Amministrazioni pubbliche"; mentre tutti gli altri impianti sono definiti "grande impianto".

---

9 Il Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.a. opera per la promozione dello sviluppo sostenibile, attraverso l'erogazione di incentivi economici destinati alla produzione energetica da fonti rinnovabili e con azioni informative tese a diffondere la cultura dell'uso dell'energia compatibile con le esigenze dell'ambiente ([www.gse.it](http://www.gse.it)).

DISTRIBUZIONE REGIONALE DELLA POTENZA INSTALLATA 2010 E 2011								
REGIONE	MW INSTALLATI			TASSO DI CRESCITA %		QUOTA SU INSTALLATO NAZ. %	W/AB.	KW/KMQ
	31/12/2009	31/12/2010	24/05/2011	anno 2010	inizi 2011	24/05/2011		
LOMBARDIA	126,3	372	632,1	195	70	11,58	64,88	26,49
AOSTA	1	4,7	6,8	370	45	0,12	53,52	2,08
PIEMONTE	81,3	265,9	477	227	79	8,74	107,61	18,78
LIGURIA	7,8	14,9	22,6	91	52	0,41	13,99	4,17
VENETO	78,3	329,7	509,7	321	55	9,34	104,33	27,70
FRIULI V.G.	29,1	92,9	134,2	219	44	2,46	109,02	17,08
TRENTINO A. A.	63,7	169,8	201,9	167	19	3,70	198,20	14,84
EMILIA	95	364	584,4	283	61	10,71	134,15	26,04
TOSCANA	54,8	137,4	223,8	151	63	4,10	60,36	9,73
UMBRIA	33,9	73,3	151,1	116	106	2,77	168,97	17,87
LAZIO	85,1	244,3	360,8	187	48	6,61	64,12	20,93
MARCHE	62	184,3	310,2	197	68	5,69	199,95	33,12
ABRUZZO	24,3	67,2	120,4	177	79	2,21	90,21	11,19
MOLISE	8,5	15,9	28	87	76	0,51	87,28	6,31
CAMPANIA	31,7	84,4	129,4	166	53	2,37	22,26	9,52
PUGLIA	214,4	683,4	945,9	219	38	17,34	231,86	488,64
BASILICATA	29,2	49,7	88,7	70	78	1,63	150,19	8,87
CALABRIA	29,1	58,7	91,2	102	55	1,67	45,40	6,05
SICILIA	45,2	155,9	294,6	245	89	5,40	58,48	114,58
SARDEGNA	41,5	101,6	143,6	145	41	2,63	85,94	5,96
<b>TOTALI</b>	<b>1142,2</b>	<b>3470</b>	<b>5456,4</b>	<b>187</b>	<b>61</b>	<b>100,00</b>	<b>102,54</b>	<b>43,50</b>

Figura 9: Distribuzione regionale della potenza installata 2010 e 2011.

L'anno 2010 sarà ricordato come quello in cui sono stati realizzati impianti per oltre 6.000 MW di potenza, ma è stato soprattutto l'anno in cui sono esplose tutte le contraddizioni del settore. A quel risultato si è arrivati indubbiamente grazie alla sensibile riduzione del costo della tecnologia a parità di incentivo ma soprattutto ad un'operazione di bypass normativo che ha consentito di superare l'imbutto delle procedure di connessione alla rete, causando tuttavia effetti collaterali distorsivi per il mercato fotovoltaico. La norma in questione è quella contenuta nella Legge n. 129/2010 (cosiddetta salva-Alcoa) entrata in vigore ad agosto 2010. Pensata per tutelare gli interessi di tutti coloro che erano in attesa di connessione alla rete e rischiavano di perdere il riconoscimento della tariffa incentivante del 2010, questa norma ha finito per ingenerare una corsa frenetica alla costruzione degli impianti a ridosso di fine anno permettendo anche comportamenti fraudolenti non sempre accertabili. Il GSE ha registrato più di 50.000 richieste per un totale di 3,7 GW di potenza installata. Quando il 24 gennaio 2011, in audizione presso la X Commissione del Senato, il GSE ha reso pubblici per la prima volta questi numeri, il danno era già stato fatto. Dopo poco più di un mese, il decreto legislativo di attuazione della Direttiva 2009/28/CE (D. Lgs. 28/2011) sanciva

l'interruzione del terzo conto energia e preannunciava modifiche drastiche al quadro di incentivazione del settore. Per gli impianti fotovoltaici, soprattutto per quelli a terra, era il segnale che qualcosa sarebbe cambiato, in peggio. Con il quarto conto energia, le tariffe incentivanti iniziano di nuovo a decrescere già a partire da giugno e tra meno di un anno oscilleranno intorno a valori tra il 30% ed il 46% in meno rispetto a quelle in vigore a maggio. Oltre alle disposizioni del quarto conto energia che puntano a disincentivare la realizzazione di grandi impianti a terra. Sotto questo aspetto, il quarto conto energia, ed in particolare il periodo transitorio, tenta di indirizzare il mercato verso la realizzazione di impianti di taglia medio-piccola preferibilmente su edificio. Numerosi investitori hanno visto cambiare le carte in tavola ed oggi sono costretti a riconsiderare diversi progetti su cui avevano già investito. Il quarto conto energia non rappresenta la fine del settore, presumibilmente il fotovoltaico continuerà a crescere ed ad essere un buon investimento nei prossimi anni. Probabilmente cambieranno i protagonisti o comunque le loro scelte strategiche. I grandi impianti a terra subiranno dei tagli tariffari molto più significativi ma, soprattutto, dovranno passare attraverso il meccanismo del registro impianti che limita la potenza incentivabile a circa 2.500 MW nel periodo transitorio 2011-2012. Operativamente, gli elementi di incertezza sono ancora molti ed il loro chiarimento è di vitale importanza in quanto vanno spesso a condizionare l'esito di progetti già in fase di realizzazione e che rischiano di dover essere modificati o addirittura abbandonati. Un aspetto da chiarire, soprattutto per quanto riguarda la realizzazione di impianti su edificio, è la norma che considera unico impianto più impianti fotovoltaici realizzati da un unico (o supposto tale) soggetto responsabile localizzati nella medesima particella catastale o su particelle catastali contigue. È invece incoraggiante il riconoscimento di un premio del 10% sulla tariffa spettante agli impianti che utilizzano componenti realizzati essenzialmente all'interno dell'Unione Europea. Se da un lato questa norma potrebbe valorizzare una filiera italiana del fotovoltaico è ancora molto nebuloso il come fare ad identificare l'origine delle varie componenti (diverse dal lavoro) che concorrono al costo complessivo dell'investimento. Anche su questo fronte il GSE è chiamato a dare risposte chiare nel più breve tempo possibile. Per quanto riguarda invece il prossimo futuro, il meccanismo di riduzione delle tariffe che entrerà in vigore dal 2013 presenta più di un elemento critico. In primo luogo questo meccanismo guarda al modello tedesco, ma di certo non lo è. In Germania la riduzione della tariffa è determinata in funzione di quanta potenza viene installata in un dato periodo di tempo. Il modello italiano, invece, opera un taglio fisso programmato che può solo aumentare se vengono superati i limiti indicativi di costo. Un simile

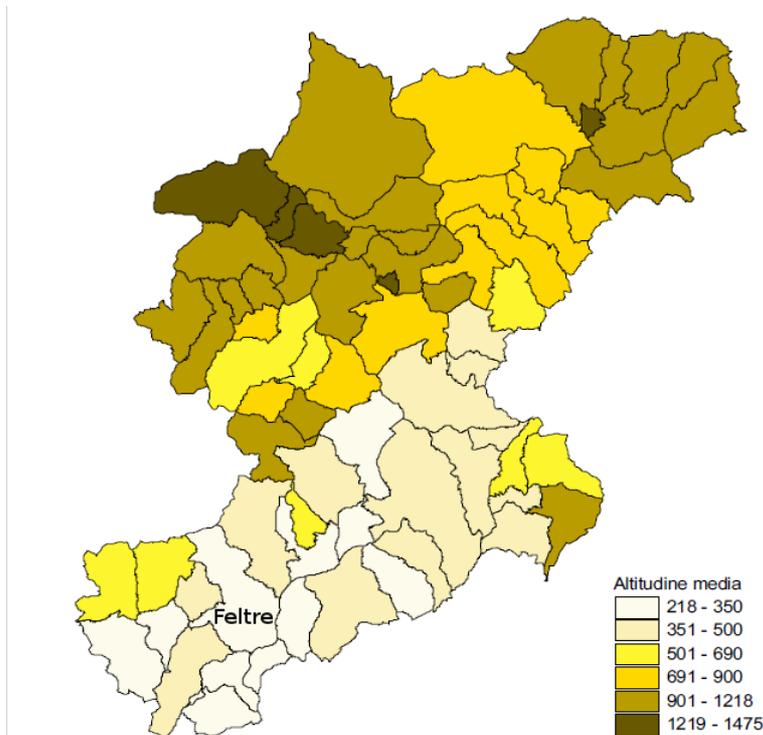
modello non è in grado di adattarsi rapidamente all'andamento del mercato; un errore di valutazione fatto oggi sul 2013 o sul 2014 renderà indispensabile rimettere mano al decreto con tutte le incognite ed i ritardi appena sperimentati. Il regime che entrerà in vigore dal 2013 prevede inoltre il passaggio dall'incentivo alla produzione (feed-in premium) ad una tariffa onnicomprensiva che include anche il valore di vendita dell'energia immessa in rete. Sembra strano che mentre si parla a gran voce di grid parity si voglia trasformare i produttori di energia elettrica da fonte rinnovabile in semplici percettori di incentivo senza offrire loro la possibilità di cimentarsi da subito con le logiche di un mercato libero. Molti sarebbero gli elementi ancora da affrontare, tuttavia oggi pare prioritario mantenere viva l'attenzione e l'impegno di tutte le istituzioni competenti (a cominciare dai Ministeri fino all'Autorità per l'energia elettrica e il gas e al GSE) per avere garantite l'applicazione di norme certe e possibilmente non discriminatorie; laddove c'è poca chiarezza si spera che il forte interesse che suscita ancora il settore possa essere da stimolo a tutti i soggetti coinvolti per garantire certezze e prospettive di lungo periodo.

## Capitolo 3 - Inquadramento territoriale.

### 3.1 I consumi energetici nella provincia di Belluno.

Nel contesto della regione Veneto, la provincia di Belluno, si inserisce in maniera del tutto particolare, infatti la totalità del territorio provinciale è situato in zona montana con un'altitudine dei capoluoghi comunali fra 218 e 1475 metri s.l.m (Figura 10).

I comuni della provincia di Belluno appartengono quasi totalmente alla zona climatica<sup>10</sup> F (nessuna limitazione nel periodo e nell'orario di accensione del riscaldamento negli



edifici) in base alla *Figura 10: Altitudine dei capoluoghi comunali.* classificazione della

tabella dell'allegato A del DPR 26 agosto 1993, n.412, con l'eccezione dei comuni di Lentiai, Limana, Trichiana e Vas che appartengono alla zona E a riprova di una situazione provinciale climaticamente sfavorevole (Figura 11).

<sup>10</sup> La classificazione climatica dei comuni italiani è stata introdotta dal D.P.R. n. 412 del 26 agosto 1993, tabella A e successive modifiche ed integrazioni. In breve gli oltre 8000 comuni sono stati suddivisi in sei zone climatiche (da A a F). La zona climatica di appartenenza indica in quale periodo e per quante ore è possibile accendere il riscaldamento negli edifici. I sindaci dei comuni possono ampliare, a fronte di comprovate esigenze, i periodi annuali di esercizio e la durata giornaliera di accensione dei riscaldamenti, dandone immediata notizia alla popolazione.

L'andamento dei consumi energetici è riassunto nella Figura 12 dove l'ultimo dato disponibile per il metano è il 2005 e per la legna viene considerato il dato del rilevamento ARPAV relativo al 2006.

La metanizzazione in provincia di Belluno è iniziata nel 1985. La principale azienda distributrice è BIM Gestione Servizi Pubblici spa la cui rete copre 39 comuni anche se in qualcuno di questi non è attiva la distribuzione all'utenza. Altre ditte fornitrici servono 4 comuni del basso feltrino, alcune ai gradi giorno dell'allegato A del DPR 26 utenze del comune di agosto 1993, n.412. Livinallongo del Col di Lana

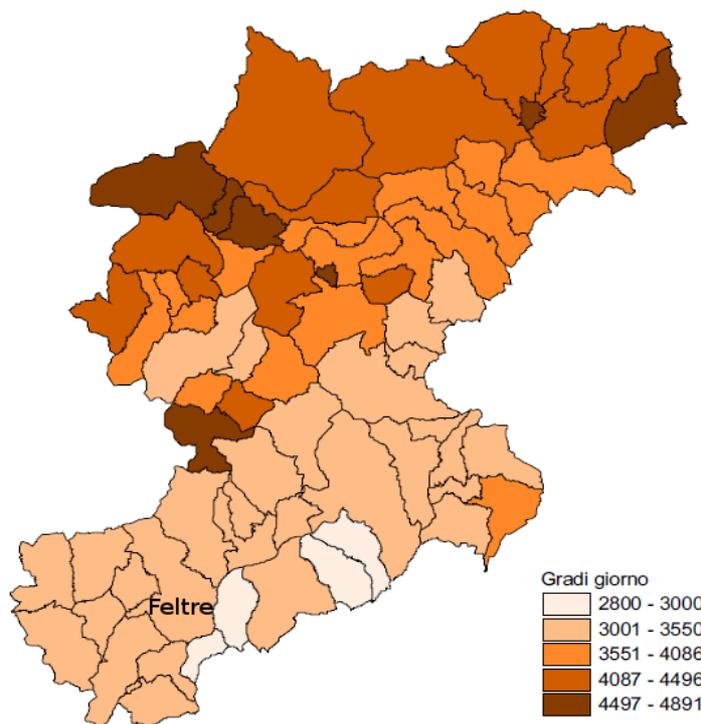


Figura 11: Classificazione dei comuni in base ai gradi giorno dell'allegato A del DPR 26 del 1985, n.412.

per cui in totale i comuni attualmente raggiunti dalla rete sono 44.

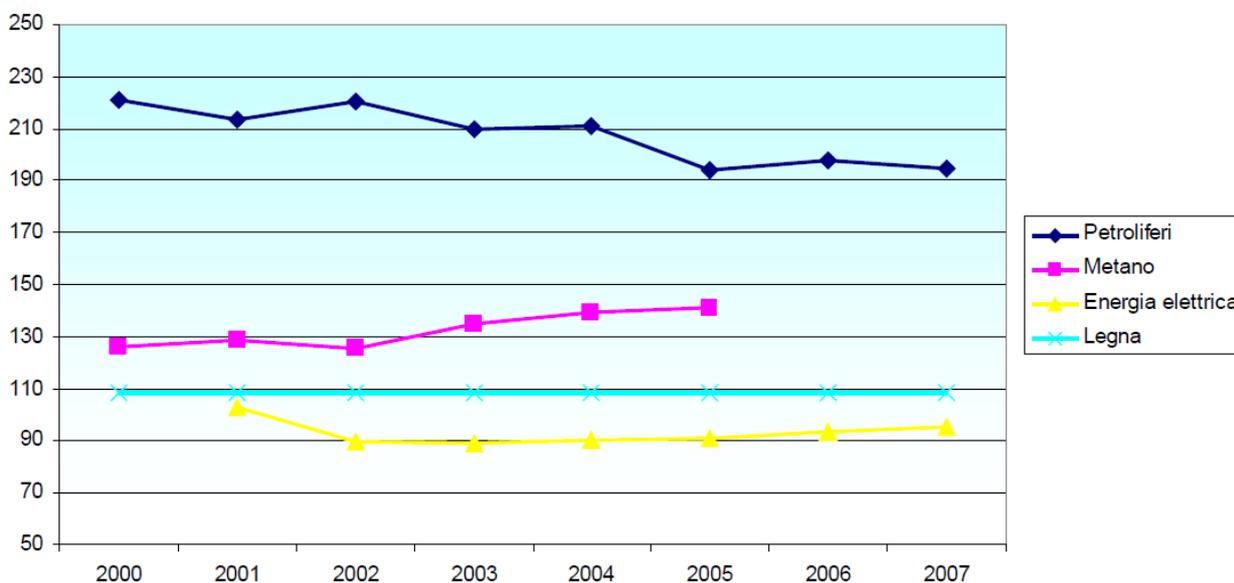


Figura 12: Andamento dei consumi energetici in ktep (tep = tonnellata equivalente di petrolio) in provincia di Belluno.

L'energia elettrica trova utilizzi in vari settori dove quello prevalente è

quello industriale, di un certo rilievo sono il terziario e il domestico mentre marginali sono quelli agricolo e dei trasporti.

Il confronto per macro-settori del consumo provinciale bellunese relativo all'anno 2009 con il resto del Veneto evidenzia minore esigenze energetiche dovute ad una limitata presenza di attività industriali ed un inferiore numero di abitanti (Figura 13).

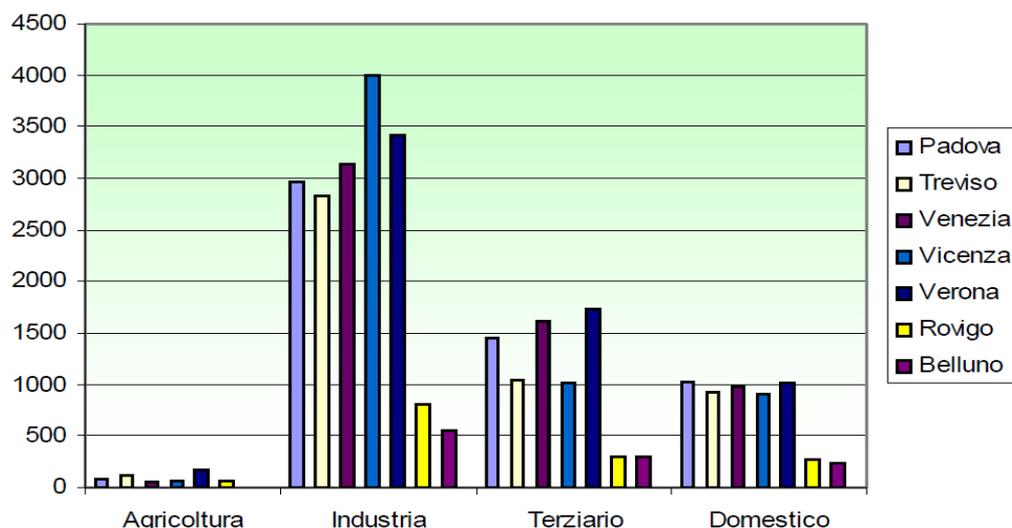


Figura 13: Consumi elettrici totali per provincia e per macrosettore in GWh, anno 2009.

Anche la valutazione dei consumi pro-capite conferma per il settore industriale livelli inferiori per Belluno mentre quote analoghe per il terziario e soprattutto il domestico come evidenziato in Figura 14.

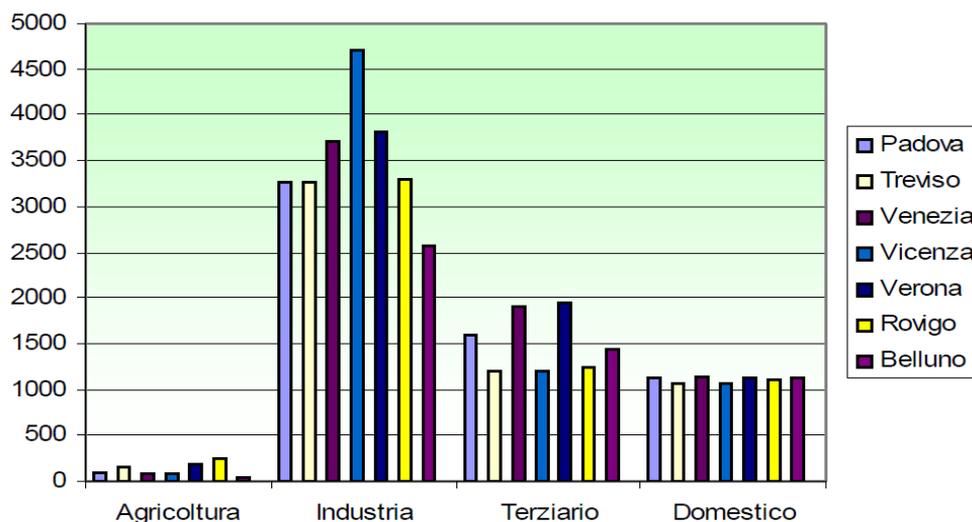


Figura 14: Consumi elettrici pro-capite per provincia e per macrosettore in kWh, anno 2009.

Complessivamente il consumo di energia elettrica pro-capite è il più basso a livello veneto Figura 15.

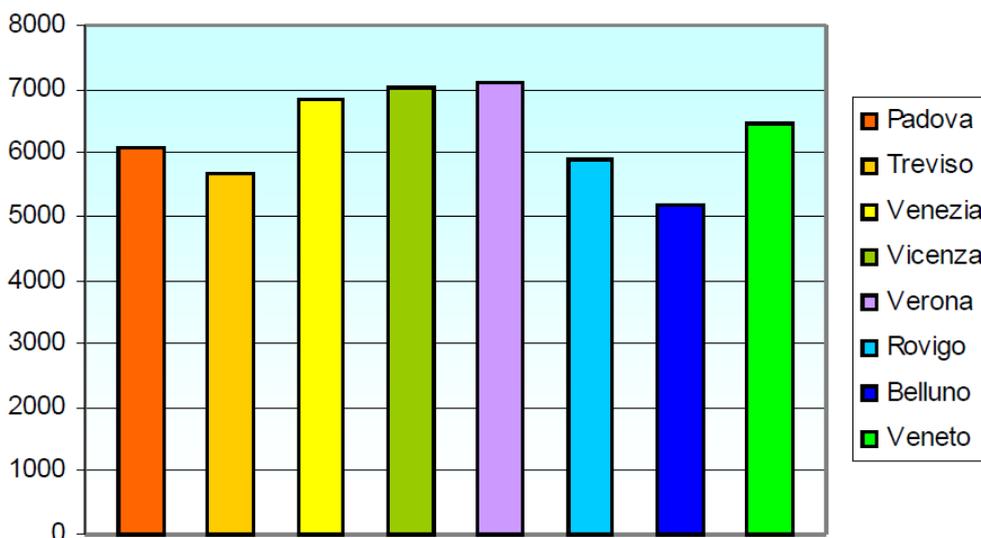


Figura 15: Consumo di energia elettrica totale procapite in kWh nelle provincie del Veneto, anno 2009.

I consumi di biomassa legnosa assumono in provincia di Belluno una rilevanza particolare in quanto l'uso di tale combustibile per il riscaldamento è radicato nella tradizione locale. In molte abitazioni è presente una stufa o una caldaia a legna come fonte principale di riscaldamento o come dispositivo ausiliario. Poiché molti utilizzatori sono anche auto-produttori, la maggior parte del consumo di legna sfugge ai censimenti ufficiali.

### **3.2 La produzione di energia in provincia di Belluno.**

Tutta l'energia prodotta nel territorio della provincia di Belluno deriva da fonti rinnovabili. Le fonti di energia rinnovabili che sfruttano l'energia dell'acqua, del sole o del vento sono considerevolmente influenzate dalle condizioni geografiche, atmosferiche e dall'andamento stagionale. Le loro prestazioni istantanee e la producibilità annua, com'è comprensibile, subiscono variazioni anche notevoli e il loro contributo rimane fortemente aleatorio e imprevedibile per cui nelle fasi preliminari di progettazione e localizzazione degli impianti, la produttività più che calcolata viene stimata.

La situazione è più stabile per quanto riguarda lo sfruttamento geotermico e l'impiego di biomasse legnose che possono garantire una quota più costante di energia prodotta. A livello provinciale le principali fonti energetiche sono rappresentate dall'idroelettrico che costituisce complessivamente il 62% del totale e la biomassa legnosa che, utilizzata negli apparecchi domestici per riscaldamento o in centrali per la generazione elettrica, copre la quota

rimanente. Poco significative anche se in netto progresso il solare termico, il fotovoltaico e il geotermico.

Lo sfruttamento dell'energia idroelettrica in provincia di Belluno inizia nei primi anni del 1900. Grande impulso allo sviluppo del settore fu la realizzazione, nel 1919 del porto e del polo industriale di Porto Marghera e la conseguente richiesta di energia che determinò negli anni successivi e fino al 1963, una ininterrotta costruzione di grandi impianti e una crescita esponenziale della produttività idroelettrica. Da rilevare che l'orografia del territorio provinciale di Belluno è molto favorevole all'installazione di tali impianti e alla realizzazione di bacini di accumulo che sono stati messi in comunicazione fra loro con una serie di numerosi canali e gallerie che collegano anche bacini idrografici diversi. Sino al D.Lgs. 79 del 16 marzo 1999, con il quale in Italia il settore è stato liberalizzato, la produzione avveniva in regime di monopolio. Tale decreto ha reso possibile la produzione elettrica da parte di operatori che possono realizzare centrali per la vendita autonoma di quanto prodotto ed inoltre ha stabilito l'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili. Uno degli effetti di tale normativa riscontrabili in provincia di Belluno è quello di avere favorito lo sviluppo della produzione idroelettrica su piccola scala. Per quanto riguarda il solare termico alla latitudine media della provincia di Belluno, con un impianto correttamente dimensionato, un pannello di 1.2 mq consente di coprire fra il 60% e 80% del fabbisogno di una persona. Se da molti anni si possono notare pannelli solari su qualche tetto della provincia di Belluno, solamente negli ultimi tempi vi è stata una certa diffusione di questi impianti. In numerosi edifici pubblici della provincia sono stati installati impianti solari termici.

Secondo i dati del Gestore Servizi Elettrici (GSE), in provincia di Belluno alla data del 31 Dicembre 2008 sono censiti in esercizio 98 impianti fotovoltaici allacciati in rete per una potenza complessiva di 555,30 kW. Si nota come, in termini assoluti, il numero di impianti sia comprensibilmente più basso rispetto al resto delle provincie del Veneto (Figura 16).

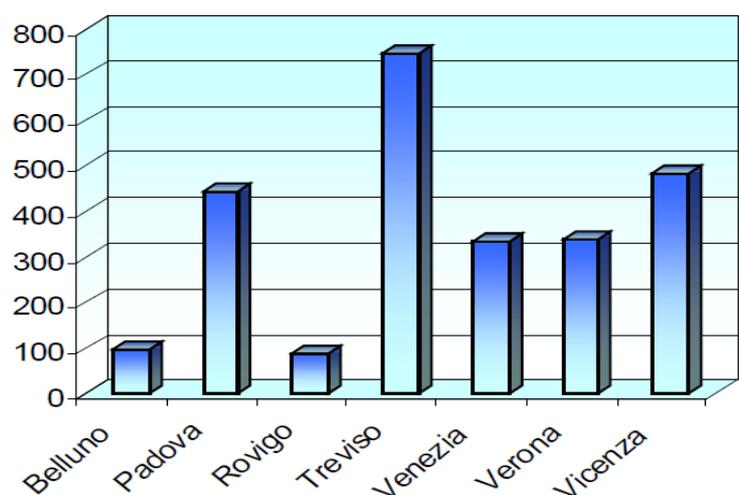


Figura 16: Numero impianti conto energia in esercizio per provincia.

Il dato riguardante la potenza installata pro-capite è invece allineato con quello di altre provincie e poco sotto la media regionale (Figura 17).

I comuni di Belluno e Feltre sono quelli in cui è maggiore la presenza di impianti fotovoltaici in "conto energia", mentre Fonzaso è il primo comune per potenza installata (Figura 18).

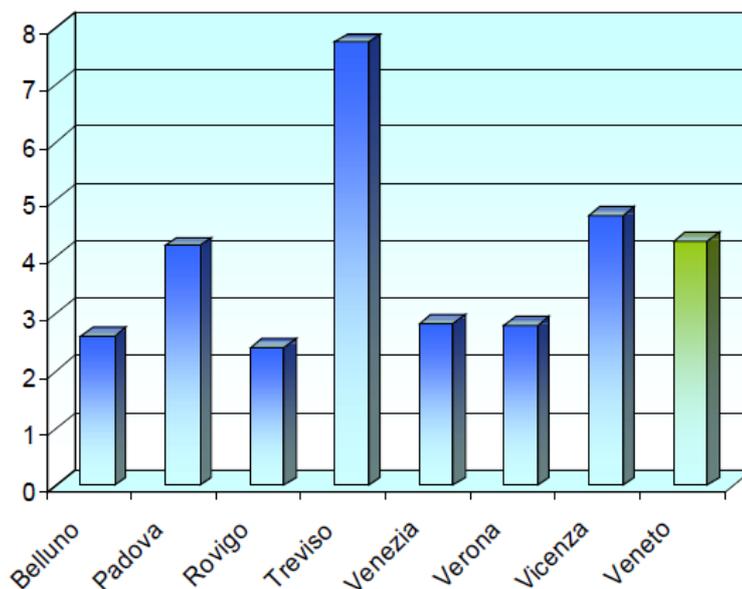


Figura 17: Potenza installata conto energia per provincia in W/ab.

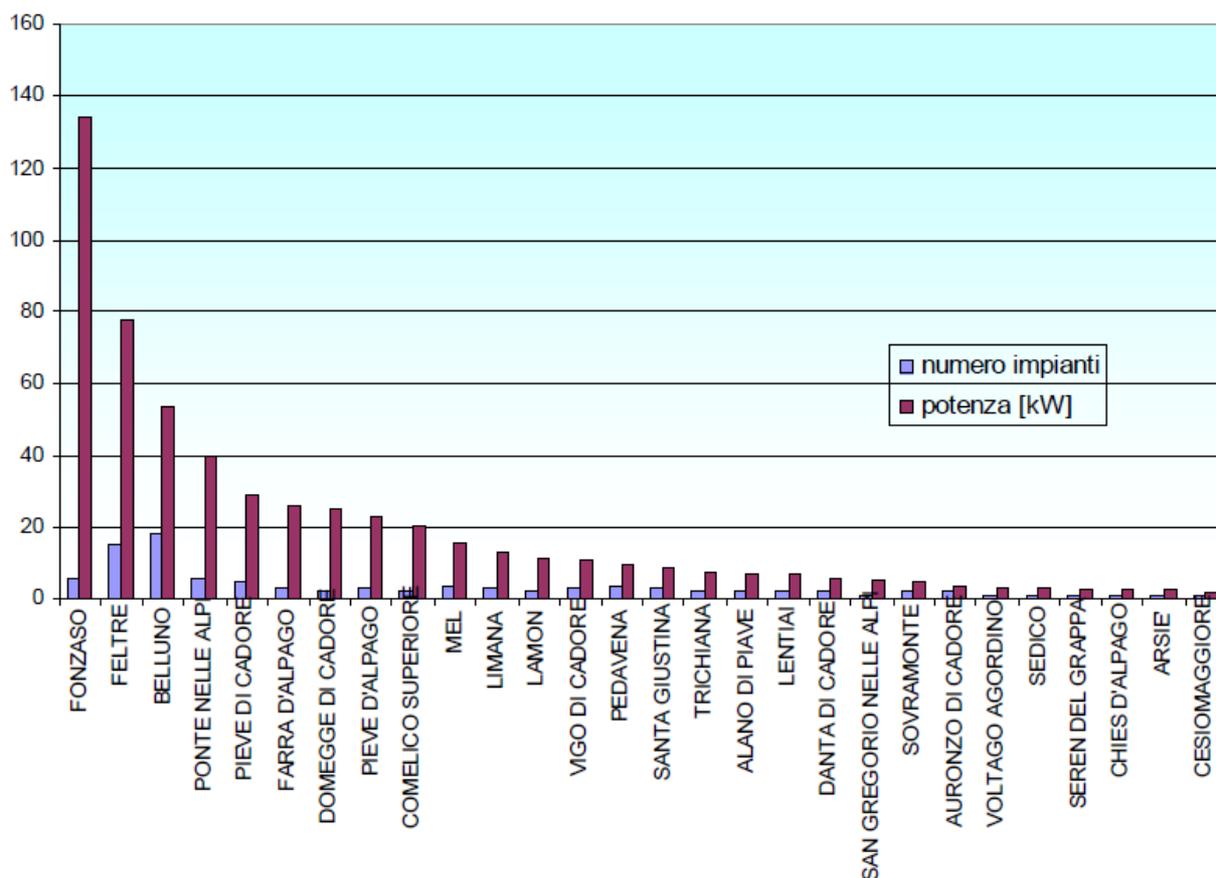


Figura 18: Potenza totale e numero di impianti fotovoltaici in conto energia in esercizio al 31/12/2008. per comune.

### 3.3 Il comune di Feltre e il suo territorio.

Feltre è un comune di 20.992 abitanti della provincia di Belluno (Figura 19), nel Veneto. La città di Feltre (325 m) è situata ad occidente del fiume Piave e alle pendici delle Dolomiti e, più in particolare, delle Vette Feltrine, chiusa a sud dal Monte Tomatico che domina imponente la Val Belluna. Attorno all'insediamento storico più antico della città, aggrappato sulle pendici di un colle (denominato "Colle delle Capre"), si sviluppano i quartieri più moderni.

Feltre è una città con una discreta predisposizione allo sviluppo industriale, soprattutto nel settore della piccola e media industria. Attualmente la produzione è indirizzata verso la nuova zona industriale, in località Villapaiera, con produzione composita e

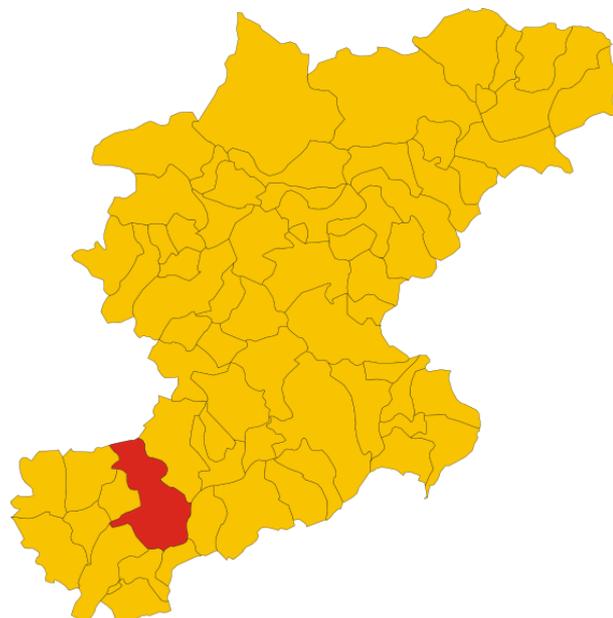


Figura 19: Territorio del comune di Feltre.

diversificata in numerosi settori. Anche a ridosso della città continuano a produrre stabilimenti di grande tradizione. L'attività commerciale è particolarmente fiorente e la città può vantare magazzini e negozi che praticamente coprono ogni comparto merceologico. Attivo e propulsivo è pure l'artigianato, che si caratterizza localmente per una variegata scelta di soggetti e campi d'intervento, che trovano le loro forme di più evidente successo nella lavorazione del ferro e del legno.

#### 3.3.1 Caratteri geomorfologici del territorio feltrino.

La struttura fisica del territorio, assieme all'esposizione ed al clima, condiziona profondamente il paesaggio, determinando la permanenza di determinate specie e di particolari habitat, nonché le condizioni più o meno favorevoli alla presenza dell'uomo. Il territorio del comune di Feltre appartiene al complesso delle Alpi Meridionali, zona montuosa compresa tra la catena alpina vera e propria e la pianura padano-veneta. Sulla base dell'evoluzione tettonica il territorio è inserito nel settore meridionale del Subalpino, unità strutturale contraddistinta da attività sismica medio alta anche se non uniformemente distribuita. L'area è caratterizzata dalla presenza di pieghe ed accavallamenti in direzione sud con orientamento ENE-WSW e da faglie trasversali (Figura 20).

La zona di Feltre, come anche quella dei comuni limitrofi, rientra nel settore occidentale del bacino sinclinale di Belluno. La morfologia attuale è il risultato dell'azione, spesso combinata, di diversi processi sia endogeni che esogeni. Le caratteristiche geomorfologiche di quest'area sono in parte collegate a quelle strutturali: la presenza di faglie, scarpate e dossi in una generale ed unica direzione di allineamento dimostrano il condizionamento esercitato dalle strutture geologiche sulle forme del rilievo. La principale evidenza è costituita dal medesimo Vallone Bellunese. Durante il Pleistocene la valle del Piave è stata occupata dal ghiacciaio che ha modificato profondamente la morfologia del fondovalle. Infatti, sono chiaramente evidenti forme e depositi dovuti in special modo all'ultima espansione glaciale. Con il generale ritiro del ghiacciaio, si verificarono intensi fenomeni di rimaneggiamento dei depositi glaciali, ad opera delle acque di fusione e degli scaricatori fluvio-glaciali, talora con direzioni corrispondenti all'asse vallivo principale. In seguito iniziarono i processi di incisione dei depositi alluvionali con formazione di terrazzi e di alvei epigenetici. Sui versanti più elevati continua l'azione degli agenti esogeni (pluviale e crionivale) con l'approfondimento per erosione chimica e meccanica delle depressioni e la formazione di estesi depositi detritici.

Il fiume Piave, che percorre il settore orientale prima lungo la Val Belluna e poi nella valle fino a Fener, ha creato e modellato con i movimenti di ghiaie il proprio letto. In maniera simile agisce il torrente Cismon dalla conca fonzasina alla pianura arsedese. Il continuo apporto di materiale ghiaioso e sabbioso da parte dei vari affluenti ha contribuito a riempire e modellare le conche feltrina, fonzasina, di Alano e i fianchi dei valloni con ampi conoidi di deiezione.

L'ossatura principale del paesaggio è però determinata da due catene montuose allungate all'incirca in direzione Est-Ovest: Prealpi e Massiccio del Grappa a Sud, mentre Monte Coppolo e Alpi Feltrine a Nord. Entrambe geologicamente rappresentano pieghe anticlinali con il fianco meridionale più ripido e più corto del corrispettivo settentrionale. Questa asimmetria, riconducibile alle spinte orogenetiche verso Sud che hanno sollevato le Alpi, è facilmente osservabile sul Monte Coppolo o sulle Prealpi da Cima Grappa. Le grigie bancate rocciose di calcare giurassico (Calcari Grigi) o di dolomia (Dolomia Principale) sono eccellenti marker per visualizzare il cambiamento di inclinazione degli strati, originariamente depositati su un orizzontale fondale lagunare.

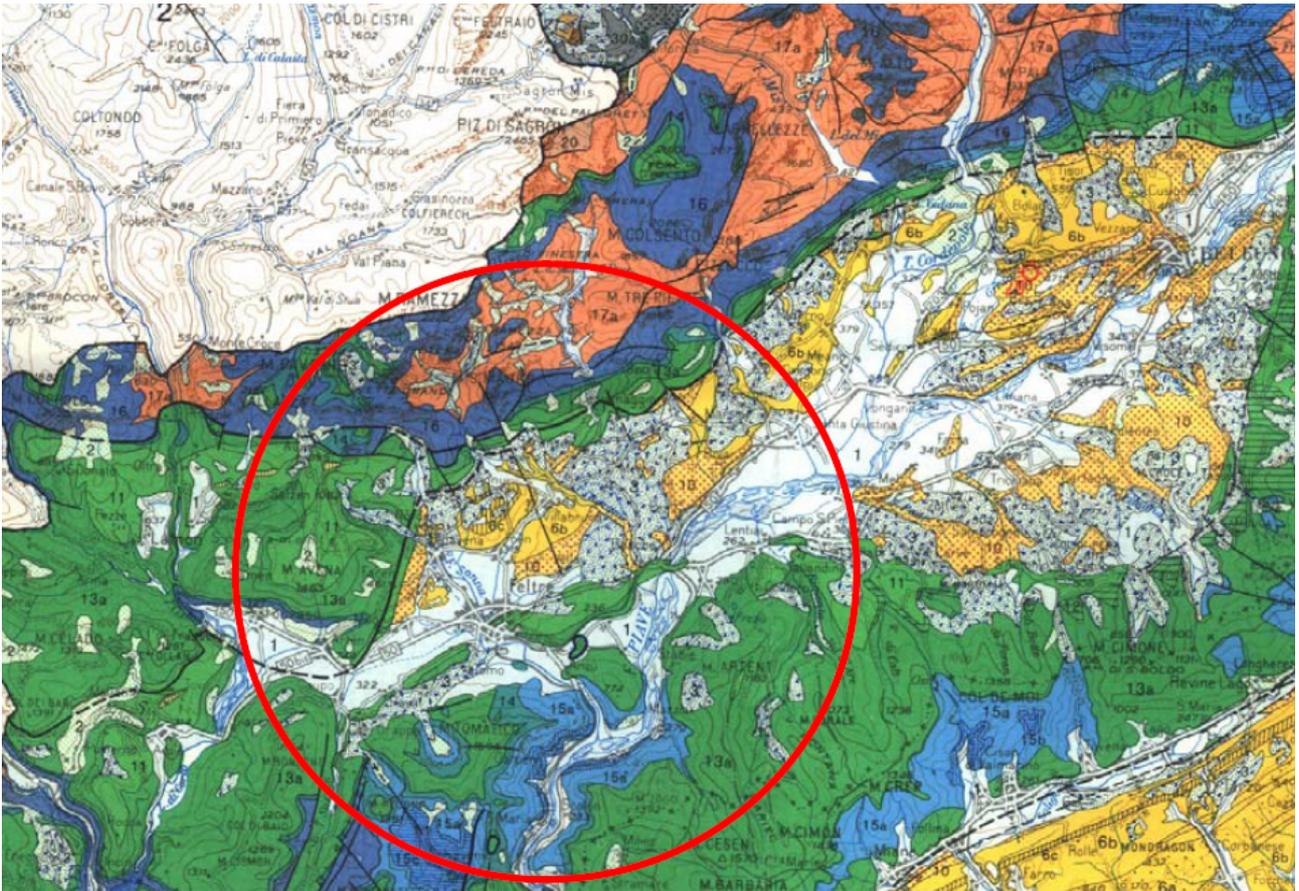


Figura 20: Estratto della carta delle unità geo-morfologiche (1:20000).

### 3.3.2 Clima e microclimatologia del territorio feltrino.

Per le caratteristiche orografiche e climatologiche il territorio feltrino è inquadrabile nella zona oro-climatica omogenea definita “fascia prealpina” della regione Veneto. La distribuzione delle precipitazioni nel territorio della fascia prealpina è in gran parte determinato dalla particolare configurazione orografica che ne influenza il regime, anche per quanto riguarda la loro intensità. Tutta la fascia prealpina rimane la più piovosa del territorio veneto, con alcune punte di intensità giornaliere particolarmente elevate nella zona del Feltrino e dell’Alpago, in provincia di Belluno. Il clima che caratterizza la zona di Feltre è simile a quello del fondovalle prealpino, con inverni rigidi, umidi e con scarse precipitazioni, primavere miti, piovose e molto instabili, estati calde relativamente umide ed instabili, autunni freschi e talvolta molto piovosi. Il clima è condizionato dall’altitudine e dall’esposizione, che variano da luogo a luogo. La temperatura non è governata solo dalla normale diminuzione con la quota, infatti a questa si associa anche il fenomeno dell’inversione termica, per cui l’aria più fredda e quindi più pesante tende a raccogliersi a fondovalle, specialmente durante l’inverno.

L'aria più rarefatta e trasparente determina una intensa radiazione globale che nel periodo estivo è causa di una maggiore nuvolosità rispetto alla pianura, per lo sviluppo di cumuli di origine termo-convettiva che spesso portano precipitazioni sotto forma di locali rovesci. L'inverno è caratterizzato da maggiore serenità. La neve che permane a lungo a quote più elevate prolunga il periodo invernale. I caratteri distintivi salienti del clima feltrino sono le scarse precipitazioni e l'inversione della temperatura con la quota durante i mesi invernali. Vi è un'ascesa fino a maggio, mese nel quale si registra un primo massimo di piovosità, poi l'andamento è irregolare con una lieve discesa che continua nei mesi successivi fino ad agosto, quindi le piogge aumentano di nuovo e si verifica in autunno un secondo massimo, per abbassarsi poi nel marcato minimo invernale. Il feltrino è caratterizzato dunque da precipitazioni dette di tipo equinoziale, che in inverno assumono prevalente carattere nevoso. I giorni con precipitazioni nevose si calcolano essere una quindicina l'anno e la durata del manto nevoso di una cinquantina di giorni, in questo caso l'altitudine e l'esposizione hanno influenza determinante sulla permanenza del manto nevoso. Il fenomeno dell'inversione delle temperature con l'altezza, frequente in autunno ed inverno, si pone in relazione con il fatto che il territorio del comune si colloca per la maggior parte nelle zone a quota più bassa, circondato dai monti. Nei periodi di calma invernale l'aria è più fredda e stagnante, mentre a Feltre e nelle altre località prossime al fondovalle le temperature si abbassano di molto sotto lo zero, i centri posti più in alto, sui 400/500 m, specie se esposti a mezzogiorno, godono di temperature più miti. È osservabile in maniera empirica la grande mutevolezza dei movimenti di masse d'aria tra una zona ed un'altra all'interno della conca feltrina. Il regime delle brezze di monte e di valle è legato alla stagionalità oltre che alla forma e l'orientazione dei rilievi in posto; quest'ultima spirando con direzione e velocità diverse a seconda del momento della giornata e dell'orografia della zona. Altra caratteristica risaputa è l'instaurarsi, nei mesi invernali, di una marcata stabilità atmosferica nella conca feltrina con conseguente minore dispersione degli inquinanti prodotti.

L'anno appena trascorso (2011) ha mostrato alcuni aspetti meteorologici che lo hanno collocato in un contesto storico particolarmente "strano". Dai dati (Tabella 1) emerge una diminuzione delle precipitazioni totali, con episodi però significativi in cui il tasso di precipitazione nel singolo evento si è mostrato abbondante. In poche parole ha piovuto per meno giorni ma, quando ha piovuto la quantità di pioggia caduta è stata di notevole intensità. I mesi di luglio ed agosto sono stati molto piovosi, mentre si è assistito ad un calo delle precipitazioni nei mesi primaverili. La piovosità infatti non si è spalmana omogeneamente su tutti i periodi ma si è concentrata in grandi quantità solo in

determinati giorni. Nei mesi autunnali, la piovosità si è mantenuta nella media per il periodo, ma con un forte calo nel mese di Dicembre. Ciò ha portato ad avere lunghi periodi di "siccità" con tempo bello e stabile. Per quanto concerne le temperature, si nota una tendenza alla posticipazione delle stagioni, si può osservare infatti che la stagione invernale si è protratta per buona parte del mese di marzo, spiccando il volo poi nel mese di aprile, mentre nei mesi di maggio e giugno le temperature sono rimaste pressoché stabili. Il mese di agosto invece ha portato le temperature più alte dell'anno, cosa che anni addietro avveniva i mesi precedenti, con tassi di umidità anche elevati che hanno fatto innalzare la sensazione di afa. Il caldo poi si è protratto, anormalmente, fino ad Ottobre. I mesi più freddi sono stati gennaio, febbraio e marzo (la prima decade) come è consuetudine, gli ultimi affondi freddi invernali giungono spesso entro i primi 10 giorni del mese anzidetto. La neve c'è stata ma non si sono avute precipitazioni nevose di rilievo, anche se l'anno scorso è giunta precoce, per poi restare al suolo diverse settimane. In definitiva, si può evincere che alcune anomalie climatiche ci sono state, le stagioni sono traslate di quasi un mese in avanti, le temperature sono altalenanti, (come negli ultimi periodi), dove a bruschi cali termici seguono forti rialzi. Le precipitazioni si concentrano in brevi periodi temporali, lasciando poi spazio a lunghe tregue di bel tempo, ma l'intensità degli eventi è maggiore. Sembra che il "tempo" viva su una bilancia impazzita che non riesce più a trovare un equilibrio stabile, proponendo sempre più spesso una spiccata variabilità.

Mese	Temperatura (°C)			Pioggia	
	Media	Massima	Minima	Totale (mm)	Giorni di pioggia
Gennaio	-0.5	2.6	-18.7	32.1	8
Febbraio	2.5	-12.8	-12.5	52.9	8
Marzo	6.5	20.7	-16.5	137.8	8
Aprile	12.5	29.3	-0.7	22.1	9
Maggio	16.0	29.1	-0.5	83.9	11
Giugno	18.2	29.3	-0.7	234.9	20
Luglio	19.1	30.7	7.8	98.9	20
Agosto	21.0	33.8	9.1	83.8	8
Settembre	18.0	28.3	8.4	199.0	6
Ottobre	10.0	25.1	4.5	180.3	7
Novembre	4.4	13.1	4.1	206.9	11
Dicembre	0.7	9.9	-8.2	33.0	10

Tabella 1: Statistiche meteo relative all'anno 2011 divise per mese.

### 3.4 L'area studio.

L'area di studio coincide con la superficie del territorio del comune di Feltre coperta dai tre file Lidar: 13.las, 22.las, 28.las (Figura 21). Come si può notare dalla Figura 22, i file coprono gran parte dell'area urbanizzata del comune, ed in particolare la totalità dell'insediamento storico più antico della città, aggrappato sulle pendici del colle denominato "Colle delle Capre" e attorno a cui si sono poi sviluppati, nel tempo, i quartieri più moderni.

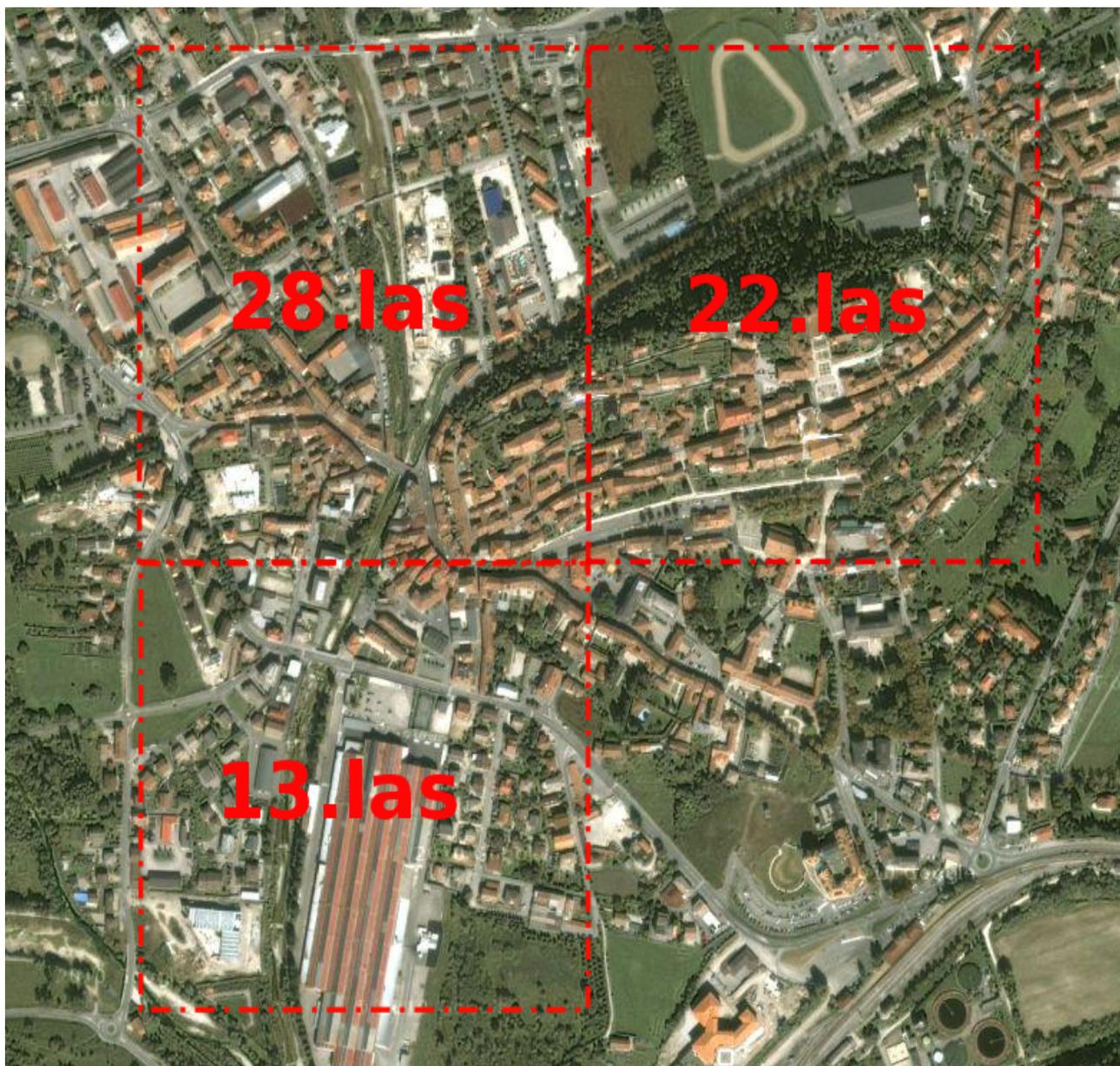
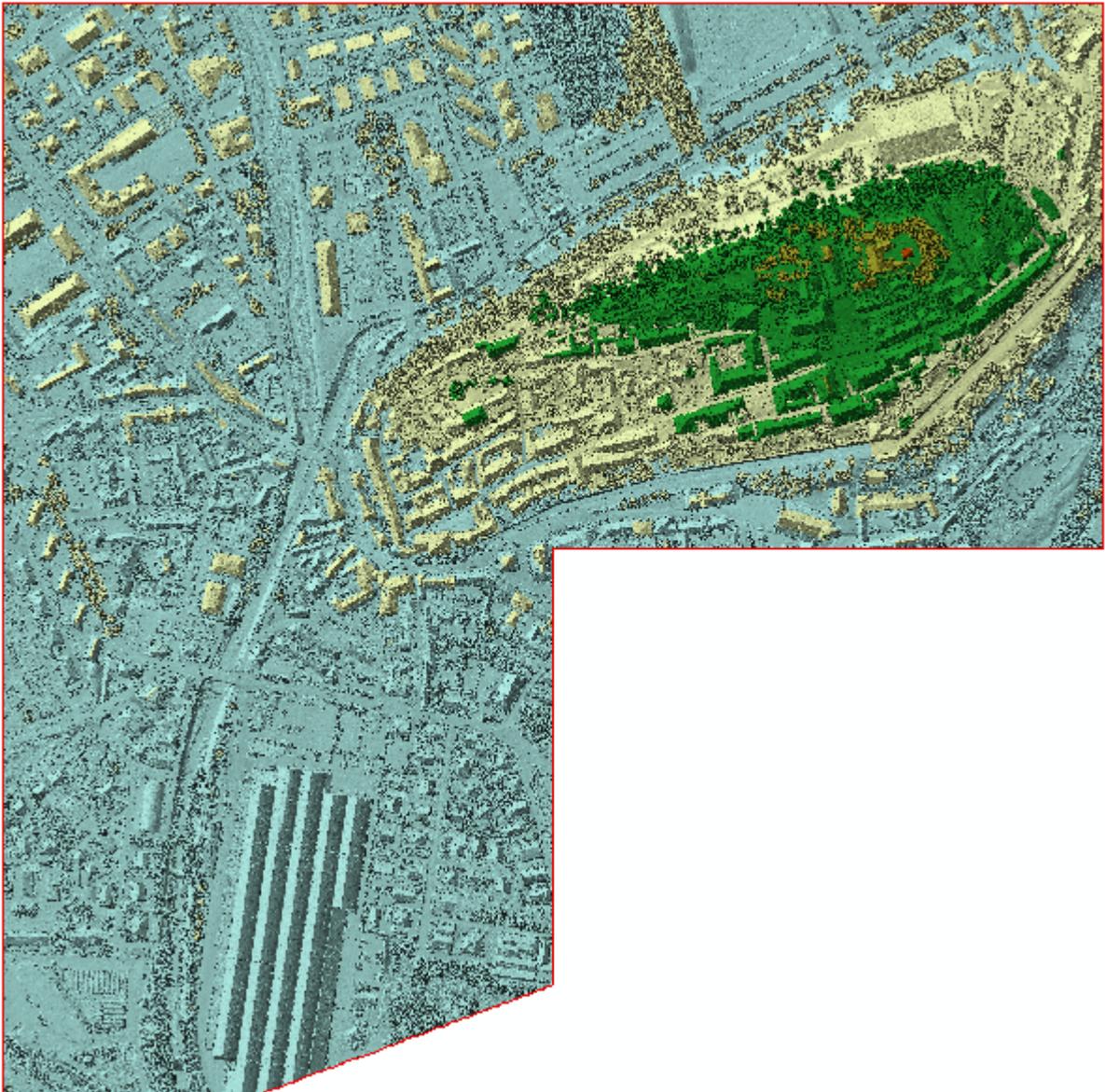


Figura 21: L'area di studio e relativa copertura da parte dei files Lidar.



*Figura 22: Sviluppo altimetrico dell'area di studio.*

La superficie totale racchiusa dall'area di studio risulta essere di circa 0.7 km<sup>2</sup> (Figura 23).

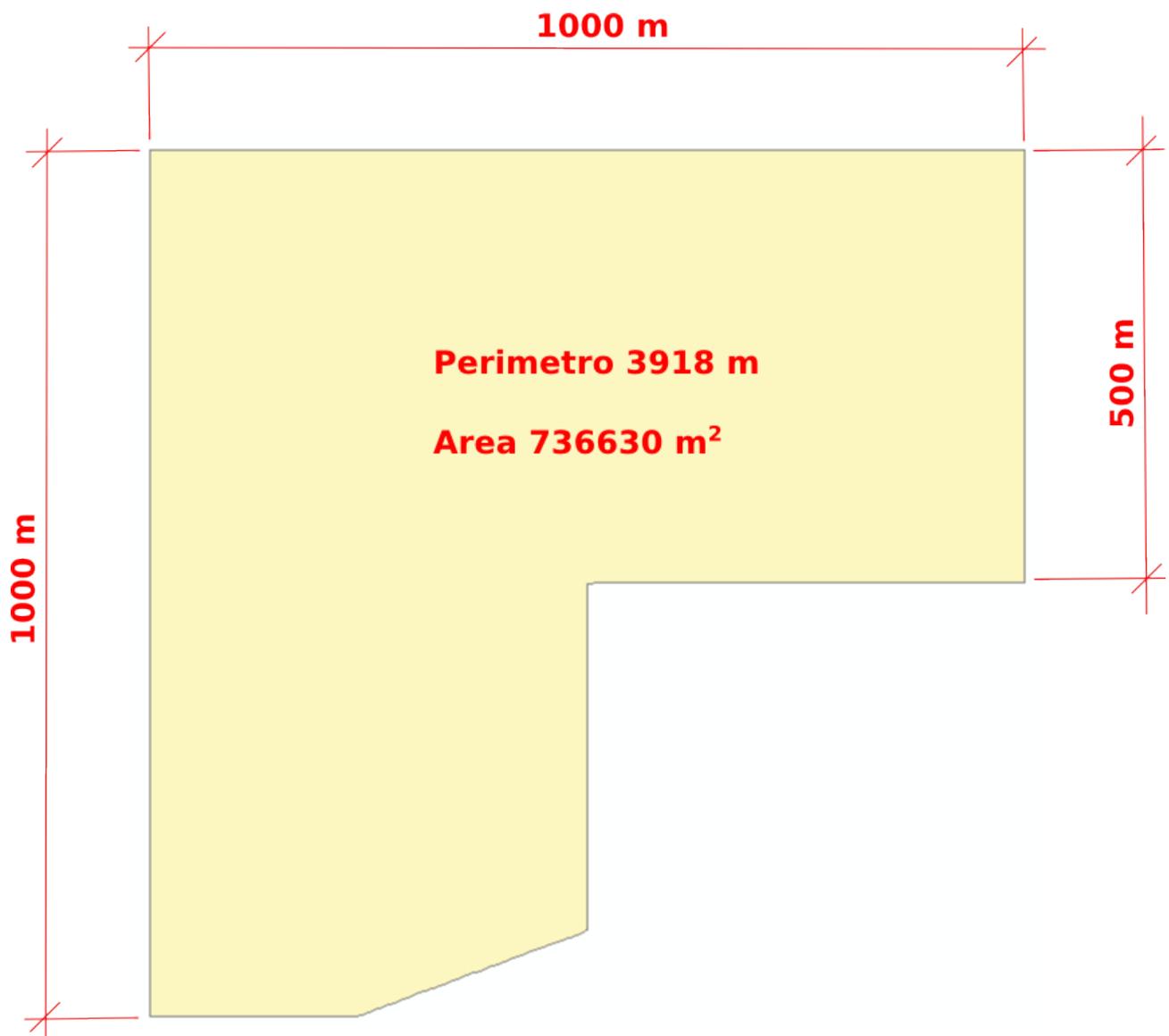


Figura 23: Caratteristiche geometriche dell'area di studio.

## Capitolo 4 - Mappatura degli stakeholder.

### ***4.1 La sostenibilità energetica locale.***

Costruire uno scenario alternativo nel settore energetico significa intervenire nello sviluppo di sistemi energetici locali più sostenibili, basati sul più efficiente utilizzo di energia (riduzione delle perdite di connessione, isolamento degli edifici, tecnologie industriali più efficienti, green transports, ...) combinato con un più intensivo utilizzo delle risorse rinnovabili che il territorio è in grado di offrire. Combinare efficienza energetica e produzione da fonti rinnovabili, consentirebbe di ridurre contemporaneamente l'indice di dipendenza energetica e la percentuale di CO<sub>2</sub> annualmente emessa, i rischi di impatto sull'ambiente e di creare nuovi posti di lavoro in settori innovativi e sempre più strategici. Nonostante una sempre più forte sensibilità degli stati membri dell'Unione Europea la mancanza di strumenti adeguati, di know-how, di risorse finanziarie a sostegno dei forti investimenti iniziali, l'assenza di normative adeguate, non consente di affrontare in maniera sistemica ed efficace la problematica energetica, rendendo ancora molto difficoltoso il trasferimento su scala locale delle strategie e degli obiettivi generali. L'obiettivo che bisogna porsi è, quindi, la nascita di sistemi energetici locali quanto più indipendenti e autosufficienti dal punto di vista energetico. L'indipendenza energetica implica di fatto la riduzione della vulnerabilità delle comunità locali rispetto ad eventuali difficoltà di approvvigionamento delle risorse energetiche a livello globale e lo sviluppo di un'economia e di un mercato locale. In generale, i principi su cui si dovrà poggiare questa nuova visione strategica sono riportati nella Figura 24.

La creazione e lo sviluppo di comunità locali energeticamente sostenibili richiede alla base l'attivazione di percorsi partecipati di pianificazione allargata volti a coinvolgere tutti gli attori chiave che su un determinato territorio agiscono e interagiscono. La messa a sistema delle diverse interazioni e dei diversi interessi, se ben indirizzata, porta alla costruzione di processi di governance in grado di muoversi dentro una comunanza di valori e

di intenti, facilitando nel medio-lungo periodo la definizione delle scelte strategiche e la concretizzazione dei progetti ad esse ricollegati.

## SOSTENIBILITA'

- Scegliere il best mix di risorse rinnovabili locali (sole, vento, biomasse etc.) nel rispetto dell'ambiente e degli ecosistemi locali.
- Dare impulso al mercato locale incentivando l'iniziativa privata e creando lavoro e occupazione.

## INNOVAZIONE

- Introdurre nuove soluzioni tecnologiche e gestionali.
- Introdurre misure adeguate, nuovi strumenti, materiali più avanzati e innovativi per migliorare l'efficienza energetica nei diversi settori.

## INTEGRAZIONE

- Integrare gli strumenti di pianificazione territoriale e con le norme vigenti.
- Integrare tecnologia e territorio.
- Integrare politiche energetiche e interessi collettivi.

## PARTECIPAZIONE

- Coinvolgere gli attori locali nella definizione di strategie energetiche locali.
- Formare persone al fine di creare sapere diffuso e una comune sensibilità.
- Fare attività di networking con le altre realtà locali.

*Figura 24: Principi alla base della indipendenza energetica locale.*

Sempre più frequentemente capita che, nonostante non esistano vincoli normativi, urbanistici, ambientali, le comunità locali tendano a mobilitarsi contro progetti d'interesse generale che percepiscono come una minaccia per i propri interessi o per la propria identità. Questo fenomeno, conosciuto come sindrome NIMBY (not in my back yard<sup>11</sup>), interessa molto la questione energia, la quale sempre meno viene percepita come una questione a se stante, e viene invece sempre più riconnessa ad aspetti legati alla tutela della salute, dell'ambiente, agli impatti sui cambiamenti climatici, alla mobilità, all'economia, etc. Per questo motivo è importante che, nell'affrontare la pianificazione energetica locale, qualsiasi scelta capace di influire sugli equilibri sociali, economici ed ambientali di un territorio (inteso anche come comunità), venga maturata

<sup>11</sup> Letteralmente "non nel mio cortile".

attraverso un percorso di condivisione e di interazione con i vari soggetti portatori di interessi e di aspettative. Occorre attivare processi decisionali innovativi, che si sviluppino attraverso forme di dialogo partecipato tra i diversi soggetti interessati e che consentano di delineare in modo completo e trasparente le diverse implicazioni, gli interessi in gioco, i pro e i contro delle differenti opzioni, favorendo quindi il raggiungimento di soluzioni quanto più condivise. L'obiettivo prioritario da raggiungere è il recupero di una visione multi-disciplinare del territorio, attraverso il coinvolgimento, per quanto possibile, di tutte le categorie di stakeholder che, potranno condividere un modello di sviluppo energetico e territoriale sostenibile.

## **4.2 La mappatura degli stakeholder.**

Con il termine stakeholder<sup>12</sup> si intende l'insieme dei soggetti interessati all'attività di un ente, di un'organizzazione, di un territorio e in grado, direttamente o indirettamente, di influenzarne gli esiti e i risultati. Effettuare la mappatura degli stakeholder significa, in linea generale, individuare i diversi soggetti coinvolti e/o che possono essere coinvolti nell'intero processo di sviluppo e riqualificazione del sistema energetico locale.

La mappatura va effettuata partendo dall'individuazione di alcune macro-categorie, che sono espressione condivisa del territorio considerato e che, per la buona riuscita del processo e dei progetti ad esso connessi, devono significativamente rappresentare (Figura 25). A titolo esemplificativo queste potranno essere:

- **gli enti locali** (Regioni, Province, Comuni, Comunità montane, ...);
- **le agenzie funzionali** (Consorti, Camere di commercio, Agenzie per il risparmio energetico, Centri di ricerca, ...);
- **le organizzazioni private** (imprese, fornitori di servizi energetici,...);
- **le istituzioni formative** (scuole, università, ...);
- **i gruppi organizzati** (associazioni di categoria, associazioni ambientali, consumatori, ...);
- **la comunità locale** (organizzazioni di cittadini e singoli cittadini).

A partire dalle macro-categorie individuate è importante definire:

- i criteri di rappresentatività dei soggetti coinvolti: quali soggetti possono essere considerati portatori di interessi e chi rappresentano;
- il grado di partecipazione che si vuole raggiungere: quanti soggetti per ogni categoria si ritiene opportuno coinvolgere per il raggiungimento dei risultati prefissi e per la buona riuscita del processo;

---

<sup>12</sup> Stakeholder può essere tradotto in italiano in "portatore di interesse.

- gli attori istituzionali, economici e sociali, che è indispensabile coinvolgere attivamente nel progetto.

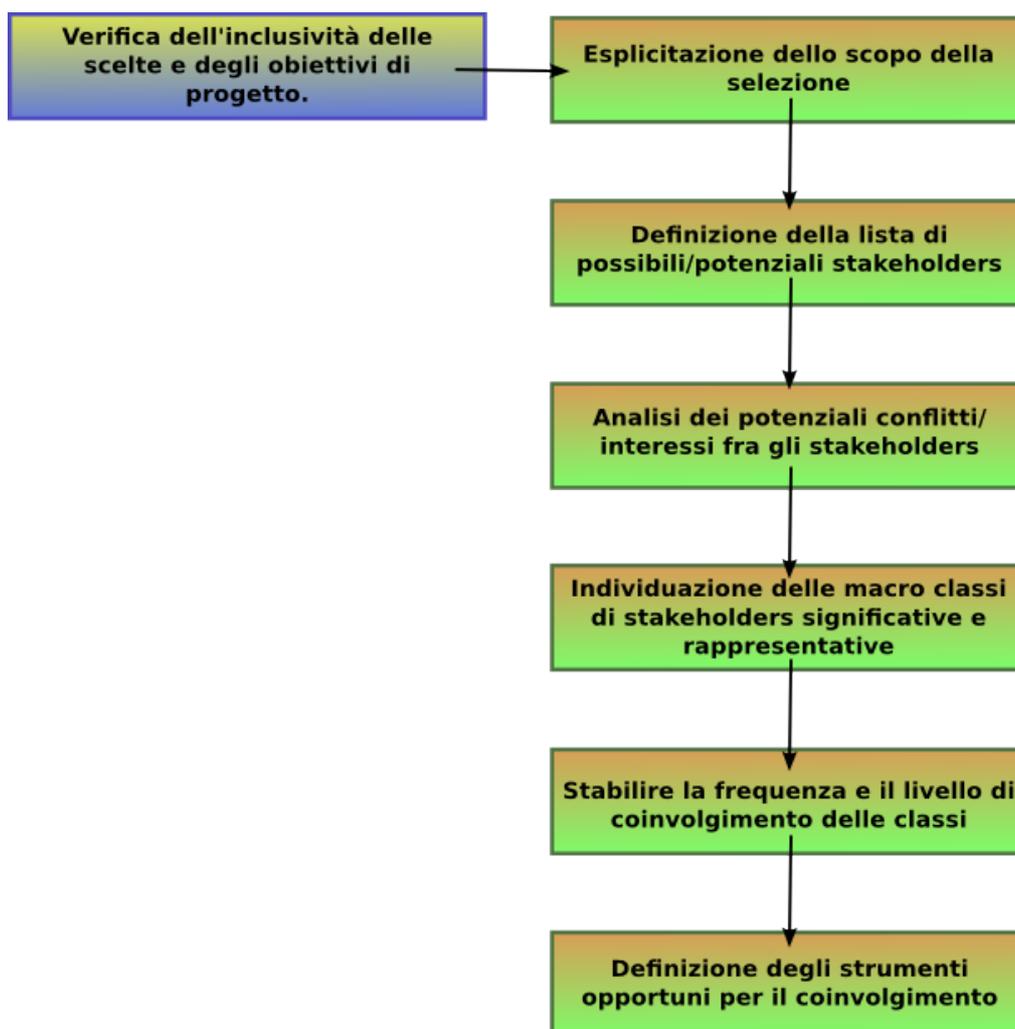


Figura 25: Principali step nel processo di selezione degli stakeholders.

Il processo di individuazione può essere ulteriormente approfondito attraverso l'applicazione della matrice influenza-interesse (Figura 26). Mettendo in relazione su una scala di valori comuni il livello di interesse di cui un soggetto può essere portatore e la sua capacità/possibilità di influenza delle politiche e delle strategie energetiche su scala locale. La matrice è uno strumento efficace anche per la definizione delle strategie di comunicazione e di coinvolgimento da adottare per rafforzare il dialogo e la partnership nelle varie fasi del progetto.

### **4.3 Comunicare per informare, formare, educare e quindi coinvolgere.**

Informare, formare ed educare, sono tre importanti azioni su cui puntare per rafforzare la partecipazione ed il coinvolgimento e per creare progressivamente una "cultura della sostenibilità energetica" a livello locale. A questo scopo

sarà importante utilizzare tutti gli strumenti idonei a massimizzare l'efficacia della comunicazione. La comunicazione dovrà rispondere alle seguenti necessità:

- mobilitare una pluralità di soggetti nella costruzione di una visione del futuro;
- promuovere la partecipazione dei soggetti attivi nella fase del processo;
- informare la comunità;
- coinvolgere tutti i soggetti che per competenza e rappresentatività sono in grado di riflettere tutti gli interessi e i diversi punti di vista;
- costruire attraverso un approccio concertato, un nuovo patto sociale tra gli attori, per condividere scenari, per co-progettare e co-partecipare alla realizzazione e al raggiungimento di obiettivi definiti di comune accordo.

	Bassa INFLUENZA	Alta INFLUENZA
Basso INTERESSE	Stakeholder con una bassa priorità di coinvolgimento. Richiedono minimo sforzo di coinvolgimento e di controlli.	Stakeholder che può influire sul processo strategico decisionale. Dovrebbero essere sempre informati. Potrebbero avere un ruolo importante nell'influencare gli stakeholder più influenti.
Alto INTERESSE	Stakeholder importanti perché fortemente interessati dagli effetti del processo. Sono molto interessati, ma il loro livello di influenza nelle strategie energetiche è basso. Sono generalmente passivi, ma possono emergere improvvisamente come conseguenza di determinati eventi, aumentando progressivamente la loro capacità di influire sui processi decisionali. Necessario rafforzare il loro coinvolgimento e la loro partecipazione.	Massima priorità di coinvolgimento. Stakeholder strategici ed essenziali nel processo di sviluppo. Sono sia influenti che fortemente interessati alle strategie di piano. L'accettazione delle strategie da parte di questi key-player dovrebbe essere una considerazione importante nella valutazione di nuove strategie energetiche locali.

Figura 26: La matrice influenza-interesse.

Per questo, oltre alla mappatura degli stakeholder, sarà opportuno procedere alla mappatura di tutti quei strumenti di comunicazione che potrebbero risultare più o meno idonei ad agevolare e favorire l'interattività e il governo delle

relazioni. Nelle Tabella 2 e Tabella 3 sono rappresentati i principali strumenti di comunicazione e di coinvolgimento con i rispettivi vantaggi/svantaggi. La costituzione di una comunità energeticamente sostenibile passa attraverso la formalizzazione di un spazio di discussione ed incontro in cui il processo di partecipazione può concretizzarsi, crescere e consolidarsi nel tempo. Uno spazio in cui è possibile costruire gradualmente il consenso collettivo dentro cui la comunità si potrà successivamente muovere delineando la propria identità culturale e il proprio pensiero. Per tale motivo il processo partecipativo, per risultare veramente efficace, dovrà essere fortemente organizzato e prevedere quindi soluzioni organizzative e gestionali che supportino e agevolino la cooperazione tra i diversi attori (Figura 27).

<b>Attività</b>	<b>Vantaggi</b>	<b>Svantaggi</b>	<b>Note</b>
<b>Workshop/ Convegni/ Seminari</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le persone sentono che i loro pensieri hanno valore.</li> <li>• Possono essere creative e flessibili.</li> <li>• Dibattiti mirati, probabilmente meno polemici coinvolgono interessati e ben informati.</li> <li>• Aiutano a formare un punto di vista comune.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si potrebbero creare aspettative che non possono avere seguito.</li> <li>• Necessitano gestione accurata, continuità e follow-up.</li> <li>• Influenzati dalle agevolazione previste.</li> <li>• Non risulterà necessariamente un punto di vista bilanciato.</li> </ul>	<p>Risultati dipendenti fortemente dai partecipanti.</p> <p>I Workshop sono particolarmente utili in certi contesti, come ad esempio, per creare sessioni di comunità ridotte all'interno di convegni più ampi ed eterogenei (in questo caso vengono anche chiamati scenario workshop).</p>
<b>Newsletter/ Whitepaper/ ...</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Danno opportunità di dialogo per tutti.</li> <li>• Contribuiscono a rafforzare immagine del progetto.</li> <li>• Si coordinano con il sito web.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potrebbero essere faticosi da gestire se il processo si prolunga nel tempo.</li> <li>• Potrebbero usare troppi termini tecnici.</li> </ul>	<p>Utili come strumenti di comunicazione, ma devono essere attraenti, rilevanti, accessibili e trasparenti.</p>
<b>Esibizioni/ Info-Day</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Visibili a tutta la comunità.</li> <li>• Danno opportunità per presentare contesti e questioni ad un grande numero di persone molto facilmente.</li> <li>• Utili per distribuire newsletters, whitepapers, questionari o come uno sfondo per altre riunioni.</li> <li>• Uno staff potrà rispondere domande direttamente e attirare interesse.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potrebbero avere poca affluenza.</li> <li>• Non tutte le location potrebbero essere ugualmente attraenti.</li> <li>• Rischio di tediosità.</li> </ul>	<p>Risorse utili quando fanno parte di un programma di informazione ad ampio raggio.</p>
<b>Info-Point/ Urban Center</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costituiscono uno strumento di comunicazione permanente sul territorio.</li> <li>• Valorizzano non solo il trasferimento di informazioni ma anche il rapporto tra la pubblica amministrazione e la comunità.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Oneroso da realizzare sia in termini di tempo che di risorse.</li> <li>• Perde in flessibilità.</li> <li>• Richiede una capacità di gestione e coordinamento della struttura.</li> </ul>	<p>Sono dei veri e propri uffici che hanno compiti organizzativi relativi al processo di pianificazione, compiti di comunicazione, di coinvolgimento dei stakeholder, di ascolto e negoziazione.</p>
<b>Ufficio stampa/ Local Media Relation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grande audience potenziale.</li> <li>• Relativamente poco costoso.</li> <li>• Buono per relazioni pubbliche.</li> <li>• Innalza la consapevolezza e la sensibilità.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incertezza su come i materiali verranno utilizzati dai media che potrebbero non pubblicare niente, sbagliare i fatti, o puntare sul negativo anziché sul positivo.</li> </ul>	<p>Necessita di buoni skill di PR, e comunque i risultati potrebbero deludere.</p>

Tabella 2: Strumenti di comunicazione e di coinvolgimento (1).

<b>Attività</b>	<b>Vantaggi</b>	<b>Svantaggi</b>	<b>Note</b>
<b>Brochure</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utile per identificare macro temi.</li> <li>• Facile da produrre.</li> <li>• Utile per public relation.</li> <li>• Ampia copertura.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Occorrono tempo e soldi per produrre.</li> <li>• Potrebbero semplificare troppo.</li> <li>• Potrebbero incoraggiare delle proteste non giustificabili.</li> </ul>	Funziona meglio quando mirato a particolari gruppi e a temi specifici, altrimenti risulta troppo costoso. Gli stakeholder richiedono documenti più completi.
<b>Siti Web e strumenti networking su Internet</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grande audience potenziale.</li> <li>• Innalza la consapevolezza</li> <li>• Facile accesso ai dati.</li> <li>• Immagine positiva.</li> <li>• Possibilità di utilizzare i social network per formare gruppi tematici.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Qualche settore della popolazione potrebbe essere impaurito da questi tipi di strumenti.</li> <li>• Necessita costante aggiornamento per rimanere rilevante.</li> <li>• Potrebbe essere costoso e impersonale.</li> </ul>	Il sito web costituisce il miglior strumento di comunicazione a patto che sia sponsorizzato, conosciuto e che sia user friendly, consentendo la facile acquisizione delle informazioni e dei contenuti di interesse.
<b>Corsi di formazione</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Possibilità di approfondire aspetti e temi specifici.</li> <li>• Innalza la sensibilità.</li> <li>• Documenti e paper di studio facilmente distribuibili.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Difficile coinvolgere particolare tipologie di stakeholder (ad esempio i politici).</li> <li>• Molto focalizzato.</li> <li>• Attività costose e dispendiose.</li> </ul>	I corsi di formazione sono ottimi strumenti per fornire conoscenze approfondite a specifiche classi di soggetti (ad esempio studenti, dipendenti, ...).
<b>Gadget</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hanno un alto potenziale attrattivo, in quanto consentono di catturare facilmente l'attenzione delle persone.</li> <li>• Facili da distribuire consentono di veicolare il messaggio in maniera efficace.</li> <li>• Consentono un consolidamento dell'informazione, in quanto solitamente vengono utilizzati più di una volta (ad esempio t-shirt).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contengono messaggi e informazioni "spot".</li> <li>• Non approfondiscono un problema, ma sollevano solo l'attenzione.</li> <li>• Potrebbero essere costosi e impersonali.</li> </ul>	Potente strumento per trasferire brevi messaggi. Solitamente utilizzati con finalità di educare e aumentare la sensibilità della comunità verso un determinato problema.

Tabella 3: Strumenti di comunicazione e di coinvolgimento (2).

COINVOLGIMENTO STAKEHOLDER		BASSO	» » »	MEDIO	» » »	ELEVATO
COSA?	Informare, educare, condividere	Consultare	Coinvolgere	Collaborare	Costruire una partnership	
QUANDO?	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Servono fatti per descrivere una politica, un programma, una decisione che è già stata presa (nessuna necessità nessuna decisione)</li> <li>• Il public ha bisogno di conoscere i risultati di un processo</li> <li>• Non esiste un'opportunità per influenzare il risultato finale</li> <li>• Esiste un bisogno per l'accettazione di una proposta prima che si prenda una decisione</li> <li>• Un'emergenza o un punto critico richiede azione immediata</li> <li>• Informazioni sono necessarie per abbattere preoccupazioni o per preparare per il coinvolgimento</li> <li>• Il tema è relativamente facile</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lo scopo è quello di ascoltare e raccogliere informazioni</li> <li>• Le decisioni politiche si stanno ancora formando ed è richiesta la riservatezza</li> <li>• Potrebbe non esserci un saldo commitment in grado di agire con i punti di vista raccolti (in questo caso avvisare innanzitutto i partecipanti)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Scambio di informazioni a due vie è necessario</li> <li>• Singole persone e gruppi hanno un'interesse sul tema e saranno probabilmente interessati al risultato</li> <li>• Esiste un'opportunità per influenzare il risultato finale</li> <li>• L'organizzatore vuole favorire gli scambi di opinione fra gli stakeholders</li> <li>• Gli input potrebbero aiutare a concretizzare politiche e risultati dei programmi</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• È necessario che gli stakeholder parlino insieme riguardo decisioni cariche di complessità e valore</li> <li>• Esiste una possibilità che gli stakeholder elaborino politiche che li interesseranno</li> <li>• Esiste un'opportunità per la condivisione del programma di lavoro e tempi aperti per la riflessione sui temi</li> <li>• Alternative generate insieme saranno rispettate</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Enti vogliono dare potere agli stakeholder per prendere le redini della gestione del processo</li> <li>• Stakeholder hanno accettato la sfida di sviluppare soluzioni loro stessi</li> <li>• Enti sono pronti ad assumere ruolo di facilitatore</li> <li>• Esiste un accordo per implementare le soluzioni generate dagli stakeholders</li> </ul>	
COME?	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sito web</li> <li>• Flyer, Brochure</li> <li>• Educational</li> <li>• Documenti e volume per formazione</li> <li>• Newsletter</li> <li>• Schede tecniche</li> <li>• Energy days</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Commenti dal pubblico</li> <li>• Focus Group</li> <li>• Seminari</li> <li>• Rilevamenti</li> <li>• Consultazione online</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Politiche multi-attore</li> <li>• Workshop</li> <li>• Sondaggi intenzionali</li> <li>• Seminari</li> <li>• Consultazione online</li> <li>• Forum</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Decisioni partecipative</li> <li>• Comitati cittadini</li> <li>• Work/Focus group</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Partnerships</li> <li>• Progetti Co-gestiti</li> <li>• PPP – Public/Private Partnership</li> </ul>	

Figura 27: I possibili livelli di coinvolgimento degli stakeholders.

## Capitolo 5 - Il fotovoltaico.

### **5.1 Introduzione.**

Sul nostro pianeta arriva solo mezzo miliardesimo circa dell'energia emessa dal sole. Eppure questa piccolissima fetta d'energia è sufficiente per nutrire e sostenere la vita sulla terra. Non solo, ma se questa minuscola frazione d'energia che il sole emette venisse imbrigliata in maniera efficiente potrebbe tranquillamente soddisfare il fabbisogno energetico della nostra società moderna, e ne avanzerebbe.

### **5.2 Il sole.**

La terra non è molto grande se la si paragona con le dimensioni del sole. Infatti, la terra ha un diametro all'equatore di 12.757 km e il sole ha un diametro di circa 1.391.000 km (circa 109 volte il diametro terrestre). In termini volumetrici, il sole potrebbe contenere un milione di pianeti grandi quanto la terra. La distanza media del sole dalla terra è all'incirca 149.600.000 km e varia di circa il  $\pm 1,7\%$  all'anno.

Il sole è anche definito dagli astronomi una stella "metallica", proprio per le caratteristiche del suo peso. Infatti, comparato con altre stelle della sua categoria e delle sue dimensioni, ha un peso relativamente alto, circa il 10% in più. Questo perché nel sole sono presenti, anche se in piccole percentuali, materiali ferrosi e pesanti (da qui il nome di stella "metallica"). La massa del sole rappresenta il 99,87% dell'intera massa del sistema solare. Possiamo quindi, con una certa approssimazione, far coincidere il centro gravitazionale del sistema solare con il sole.

Il sole come altri corpi celesti presenta un moto di rotazione intorno al proprio asse inclinato di 7°15' sul piano dell'eclittica. La velocità angolare del sole è variabile secondo la latitudine, cioè ruota più lentamente ai poli che all'equatore. Il periodo di rotazione attorno all'equatore è di circa 27 giorni, mentre ai poli è di circa 32 giorni. Questa insolita rotazione e strani

rimescolamenti creano all'interno del sole dei campi magnetici che risalgono verso la superficie (fenomeno molto strano non ancora del tutto compreso). Le macchie solari sono una manifestazione di questi campi magnetici. Questi rimescolamenti magnetici provocano l'inversione del campo magnetico solare ogni 11 anni.

Il sole è composto di gas. Le altissime temperature all'interno del sole fanno sì che il gas sia quasi completamente ionizzato, cioè che gli elettroni vengano strappati alle loro orbite e si muovano liberamente all'interno del gas. La temperatura decresce da 15 milioni di gradi nel centro fino a circa 5.600 °C alla superficie della fotosfera. Anche la densità del gas decresce verso l'esterno, da circa 158 g/cm<sup>3</sup> al centro fino a 10<sup>-7</sup> g/cm<sup>3</sup> nella sua atmosfera. In realtà il sole, essendo fatto di gas, non possiede una superficie fisica ben definita, quella che noi possiamo vedere è soltanto una superficie detta fotosfera: uno strato di gas molto sottile (dello spessore di circa 200 km), che circonda la zona interna e che emette radiazione nella banda ottica.

L'interno del sole (Figura 28) è composto da una zona centrale, detta nucleo, dove avvengono le reazioni termonucleari di fusione dell'idrogeno ad elio (reazioni che avvengono grazie alle condizioni estreme di pressione, temperatura e densità).

Il nucleo è circondato da uno strato di gas detto zona radiativa, a sua volta circondata da uno strato detto zona convettiva. Nella zona radiativa, l'energia prodotta dalla fusione nucleare viene trasportata verso l'esterno tramite fotoni che si muovono quasi liberamente nel gas e che vengono trasferiti da uno ione all'altro.

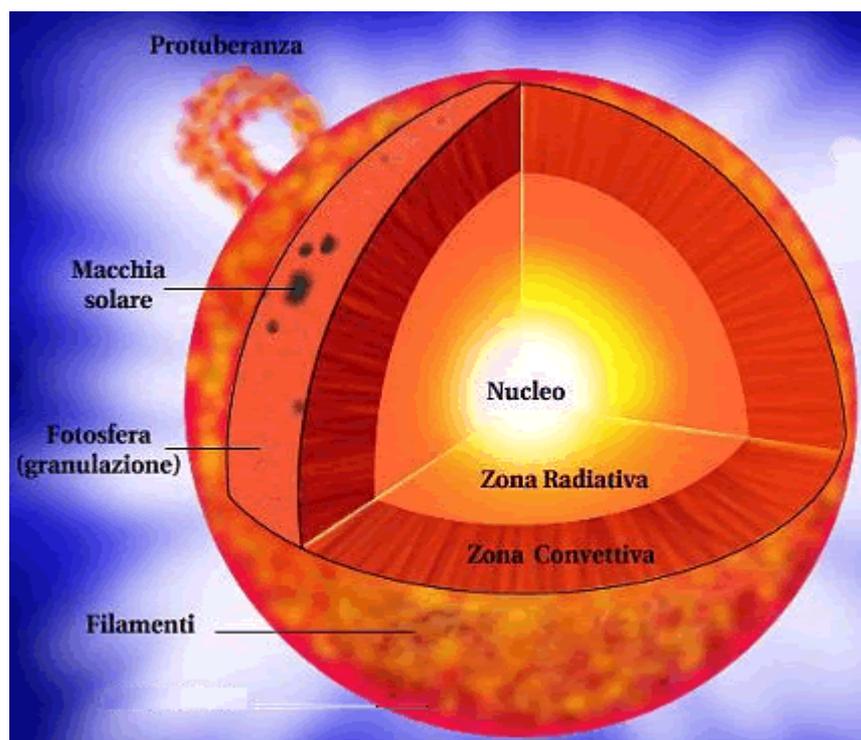


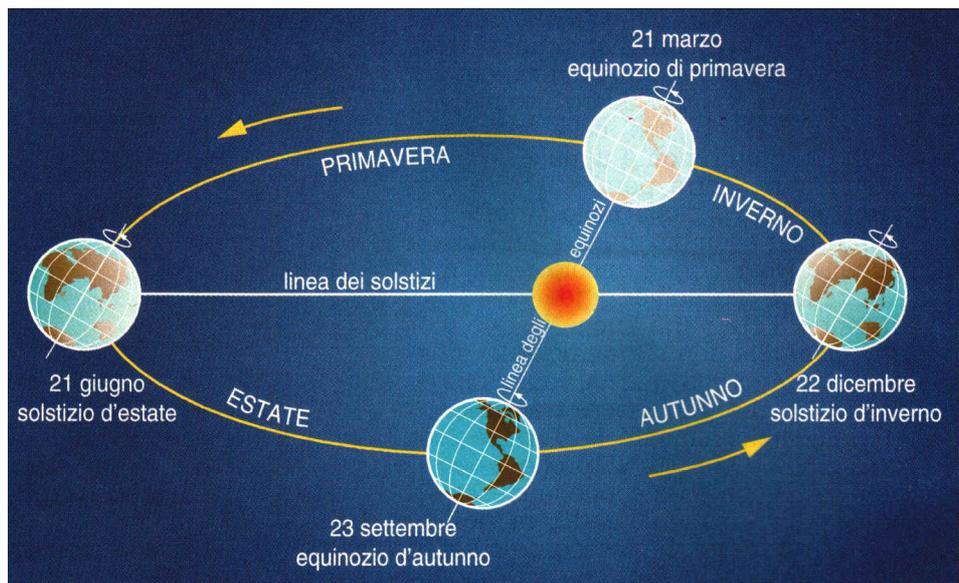
Figura 28: La struttura interna del sole.

Spostandosi verso l'esterno la temperatura del gas diminuisce e il trasporto dell'energia avviene sempre meno tramite fotoni (che vengono assorbiti dagli atomi) e sempre più per convezione: il fluido che costituisce il sole viene scaldato facendolo salire verso la superficie. Si sviluppano così dei moti

convettivi nel gas, cioè delle bolle di gas caldo s'innalzano verso la superficie, dove si raffreddano, facendo da veicolo per l'energia che altrimenti resterebbe intrappolata all'interno. Questi moti, simili a quelli che si producono in una pentola d'acqua in ebollizione, fanno affiorare in superficie delle bolle di gas che danno origine alla granulazione della fotosfera, cioè danno alla fotosfera un aspetto irregolare. Questi granuli hanno diametro di centinaia di Km e presenti a milioni sulla fotosfera. Poiché la vita media dei granuli è di soli 10 minuti, la superficie del Sole cambia continuamente. Sopra la parte visibile del sole all'occhio umano, la fotosfera, c'è l'atmosfera del sole. Essa può essere distinta in due elementi principali la cromosfera e la corona. La prima è uno strato interessato da diversi fenomeni emissivi come le protuberanze solari. La corona solare infine è la parte più esterna dell'atmosfera solare, non ha limiti definiti e si estende per decine di milioni di km in modo molto tenue. È costituita da particelle di gas rarefatto ionizzate ad altissima temperatura. Inoltre, la corona solare può in un certo senso dirsi estesa sotto forma di vento solare per l'intero sistema solare e oltre.

### 5.3 Alcune nozioni astronomiche.

L'orbita della terra attorno al sole è ellittica (Figura 29). Tuttavia, il valore dell'eccentricità<sup>13</sup> è molto piccolo (0,0167), caratteristica che permette di avere una distanza terra-sole quasi costante durante tutto



l'anno con una *Figura 29: Movimento di rivoluzione della terra attorno al* variazione minima *sole.*

(1,7%). Se la terra

non avesse questa caratteristica potrebbe passare da periodi di estremo caldo a periodi di estremo freddo rendendo impossibile ogni forma di vita sul nostro pianeta.

<sup>13</sup> Misura dello schiacciamento di un'orbita ellittica, talvolta detta "ellitticità"; e' il rapporto tra la distanza di un fuoco dell'ellisse dal centro e il semiasse maggiore. Una circonferenza ha eccentricita' pari a zero.

Nonostante quello che potrebbe essere il parere comune, alle nostre latitudini la terra è più lontana dal sole durante i mesi estivi, e più vicina durante i mesi invernali. Questo potrebbe sembrare un controsenso, ma in realtà le variazioni della temperatura alle nostre latitudini dipendono soprattutto dall'inclinazione dell'asse terrestre da cui dipende l'angolo di incidenza dei raggi solari sulla terra. Questo apparente controsenso, non lo è nell'emisfero australe. Lì è esattamente il contrario: il sole è più vicino alla terra durante i mesi estivi e più lontano durante i mesi invernali. L'intensità della radiazione solare sulla terra varia in funzione della distanza terra-sole. Più il sole sarà lontano, minore sarà l'intensità con cui arrivano i raggi solari. I raggi solari extraterrestri (esterni all'atmosfera terrestre) arrivano a noi maggiori durante i mesi di gennaio e di dicembre e minori durante i mesi di giugno e luglio (Figura 30).

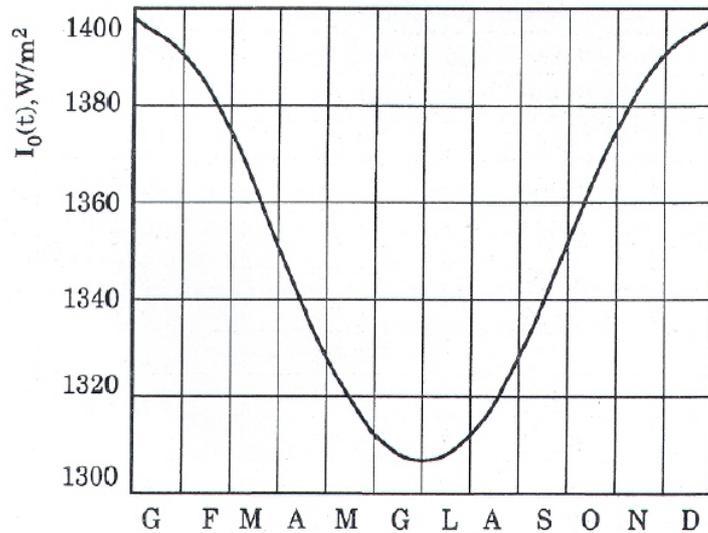


Figura 30: Irraggiamento extraterrestre nel corso dell'anno.

nell'emisfero australe. Lì è esattamente il contrario: il sole è più vicino alla terra durante i mesi estivi e più lontano durante i mesi invernali. L'intensità della radiazione solare sulla terra varia in funzione della distanza terra-sole. Più il sole sarà lontano, minore sarà l'intensità con cui arrivano i raggi solari. I raggi solari extraterrestri (esterni all'atmosfera terrestre) arrivano a noi maggiori durante i mesi di gennaio e di dicembre e minori durante i mesi di giugno e luglio (Figura 30).

Le ragioni astronomiche per spiegare la maggiore temperatura d'estate nonostante il minore influsso del sole, sono determinate dalla variazione della declinazione del sole (Figura 31), cioè la diversa altezza (o declinazione) del sole a mezzogiorno (con il sole più alto nelle stagioni calde e più basso nelle stagioni fredde). Il fenomeno dipende dal fatto che, durante lo spostamento lungo la sua orbita, la terra, il cui asse forma un angolo di  $23^{\circ}27'$  con la perpendicolare al piano dell'orbita, si presenta diversamente inclinata rispetto ai raggi solari.

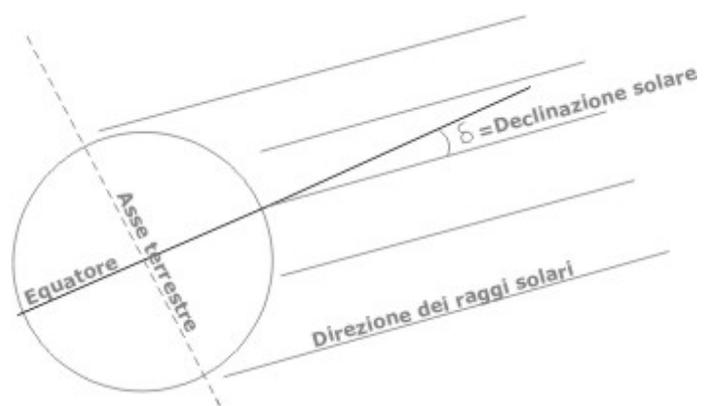


Figura 31: La declinazione solare è l'angolo che i raggi del Sole formano con il piano equatoriale terrestre

La declinazione del sole rispetto alla terra assume una forma regolare e costante. La latitudine solare è l'angolo che la direzione dei raggi solari formano a mezzogiorno col piano dell'equatoriale. Questo dato risulta essere molto importante, perché grazie ad esso si può determinare l'angolo di incidenza della luce solare a una determinata latitudine in un determinato giorno. Esso ha un andamento periodico durante l'anno, variando con andamento sinusoidale da un minimo di  $-23^{\circ}45'$  a un massimo di  $23^{\circ}45'$ . Come si può notare bene dalla Figura 32, l'altezza massima risulta proprio essere durante i giorni estivi, mentre quella minima nei giorni invernali.

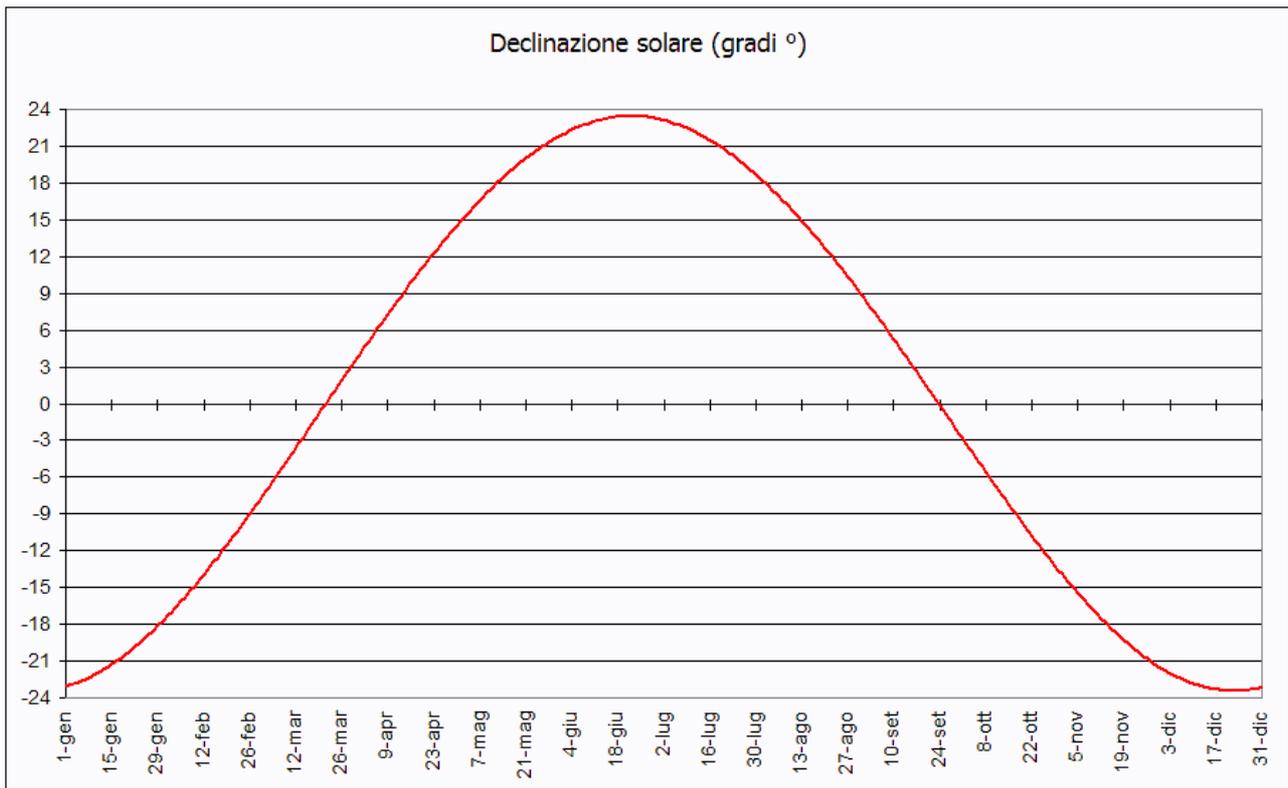


Figura 32: La declinazione varia nel corso dell'anno ed è positiva (Sole al di sopra del piano equatoriale) nei mesi estivi.

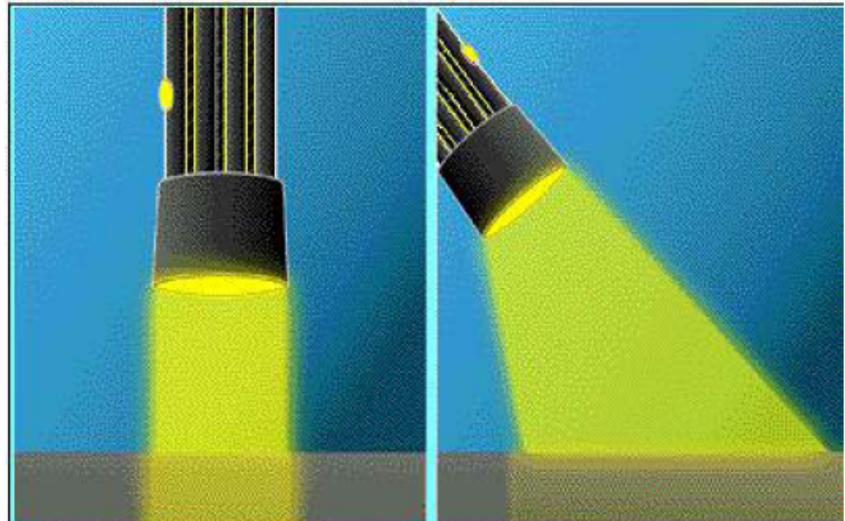
Più che la distanza terra-sole (che come abbiamo detto subisce delle relative piccole variazioni), è l'angolo d'incidenza dei raggi del sole sulla terra che ne determina le stagioni. Infatti, si può paragonare il sole ad una lampada che illumina un piano (Figura 33). Se i raggi luminosi colpiscono perpendicolarmente la superficie, essa sarà illuminata in uno spazio più piccolo. Ma se la lampada colpisce in maniera inclinata la superficie, la superficie illuminata sarà molto più grande a indicare che l'energia luminosa prodotta dalla lampada sarà distribuita in uno spazio maggiore. Questo indica che maggiore è l'angolo di incidenza del sole con la superficie (cioè più i raggi luminosi sono paralleli al piano) minore sarà l'energia che colpirà il piano a parità di spazio e,

viceversa, se la luce colpirà il piano perpendicolarmente, si avrà il massimo apporto d'energia.

Infatti, secondo la legge di Lambert la quantità di radiazione che colpisce l'unità di superficie è proporzionale al seno dell'angolo incidente:

$$I' = I \sin(\alpha)$$

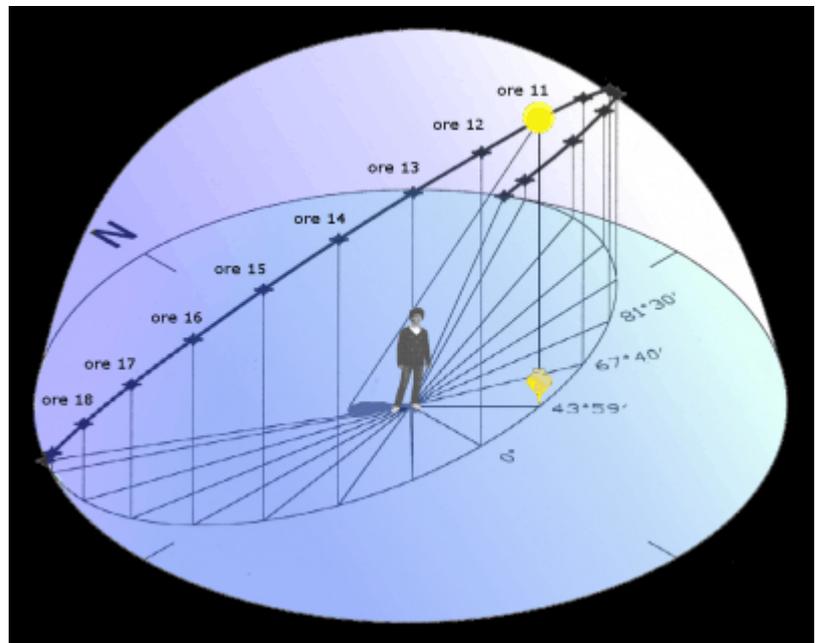
Per comprendere l'andamento delle stagioni, la distanza terra-sole assume un ruolo molto secondario



perché non provoca variazioni d'intensità luminosa rilevanti. *Figura 33: Angolo di incidenza dei raggi luminosi e superficie illuminata.*

L'intensità luminosa extraterrestre oscilla di circa  $100\text{w/m}^2$ , troppo poco per determinare le stagioni. Il fattore principale è proprio l'angolo d'incidenza del sole, che varia grazie all'inclinazione dell'asse di rotazione terrestre.

Un fatto da tenere sempre presente, specialmente nell'ambito dell'energia solare, è il moto del sole visto dalla terra. Esso è chiamato "moto apparente del sole" (Figura 34). Da esso si possono ottenere le coordinate precise del sole in un dato giorno e in una data ora, potendo determinare i punti dove il sole sorgerà e tramonterà giorno per giorno.



Conoscere la posizione del sole permette di sfruttare al meglio i raggi solari. *Figura 34: Moto apparente del sole.*

Infatti, il posizionamento dei pannelli fotovoltaici, dei pannelli termici sono basati sul moto apparente del sole per ottimizzare lo sfruttamento di questa fonte di energia.

La posizione apparente del sole viene indicata da due parametri: l'altezza  $\alpha$  e l'azimut solare (Figura 35). L'altezza solare (o altitudine solare)  $\alpha$  è l'angolo formato tra la direzione dei raggi solari e il piano orizzontale su cui siamo posti. A volte si parla anche di angolo zenitale  $Z$ . Si tratta dell'angolo tra il sole e lo zenit. L'angolo zenitale è complementare all'angolo dell'altitudine solare. L'azimut solare, invece, è l'angolo che forma il sole sul piano orizzontale con l'asse nord-sud. È positivo se il piano cade verso ovest (dopo il mezzogiorno solare) ed è negativo se cade verso est (prima del mezzogiorno solare).

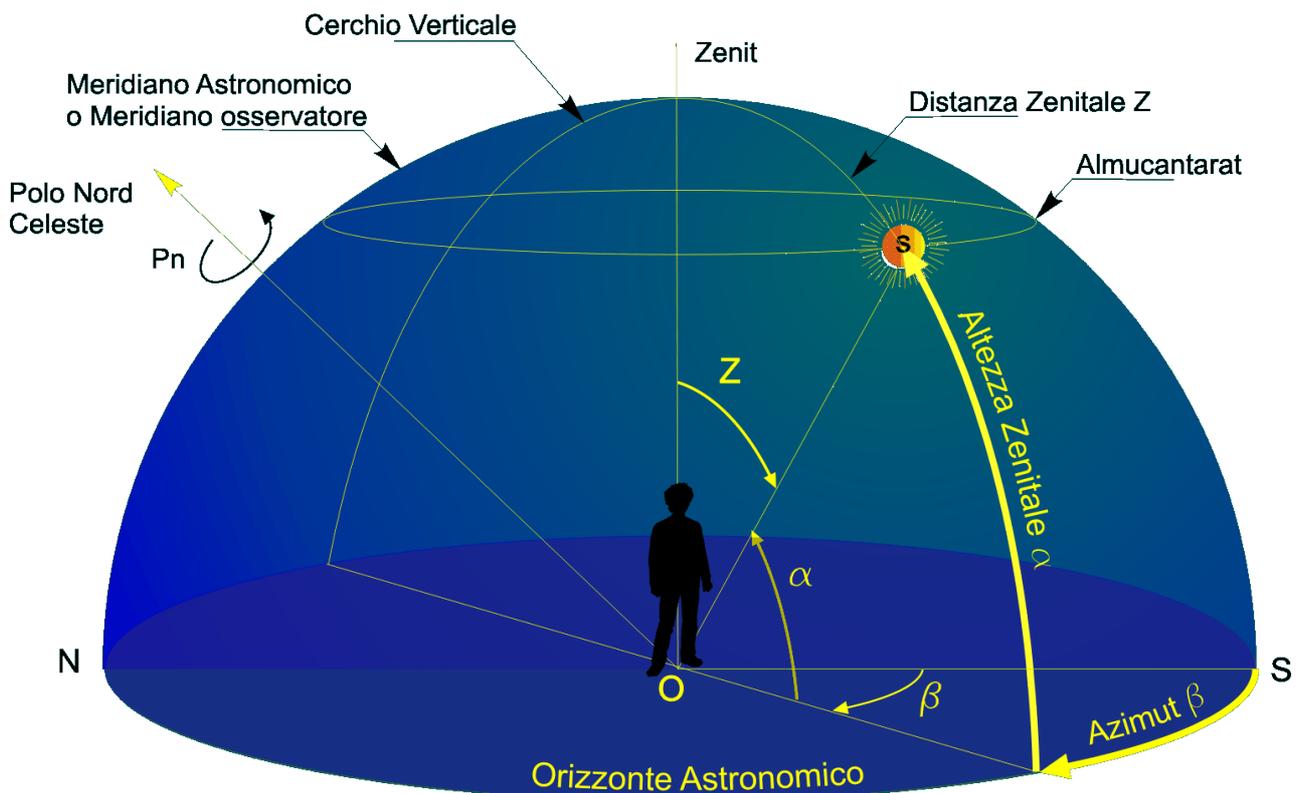


Figura 35: Altezza ed azimut solare.

L'altezza della traiettoria del sole varia di giorno in giorno. Esistono delle tabelle e dei grafici (diagrammi di soleggiamento) che permettono di stabilire la traiettoria che seguirà il sole visto da un dato punto sulla superficie terrestre, ossia di conoscere le diverse posizioni del sole durante le diverse ore solari della giornata (Figura 36). Per i diversi mesi dell'anno ci sono delle precise traiettorie che il sole percorre da sinistra a destra. Conoscendo l'ora del giorno è possibile conoscere l'altezza e l'azimut del sole. Bisogna tenere presente che l'ora solare è diversa dall'ora legale estiva o invernale. Per questo motivo il mezzogiorno solare non corrisponde al mezzogiorno legale e non necessariamente a mezzogiorno il sole sarà al centro e alla massima altezza.

Questo fattore dipende dalla suddivisione del fuso orario.

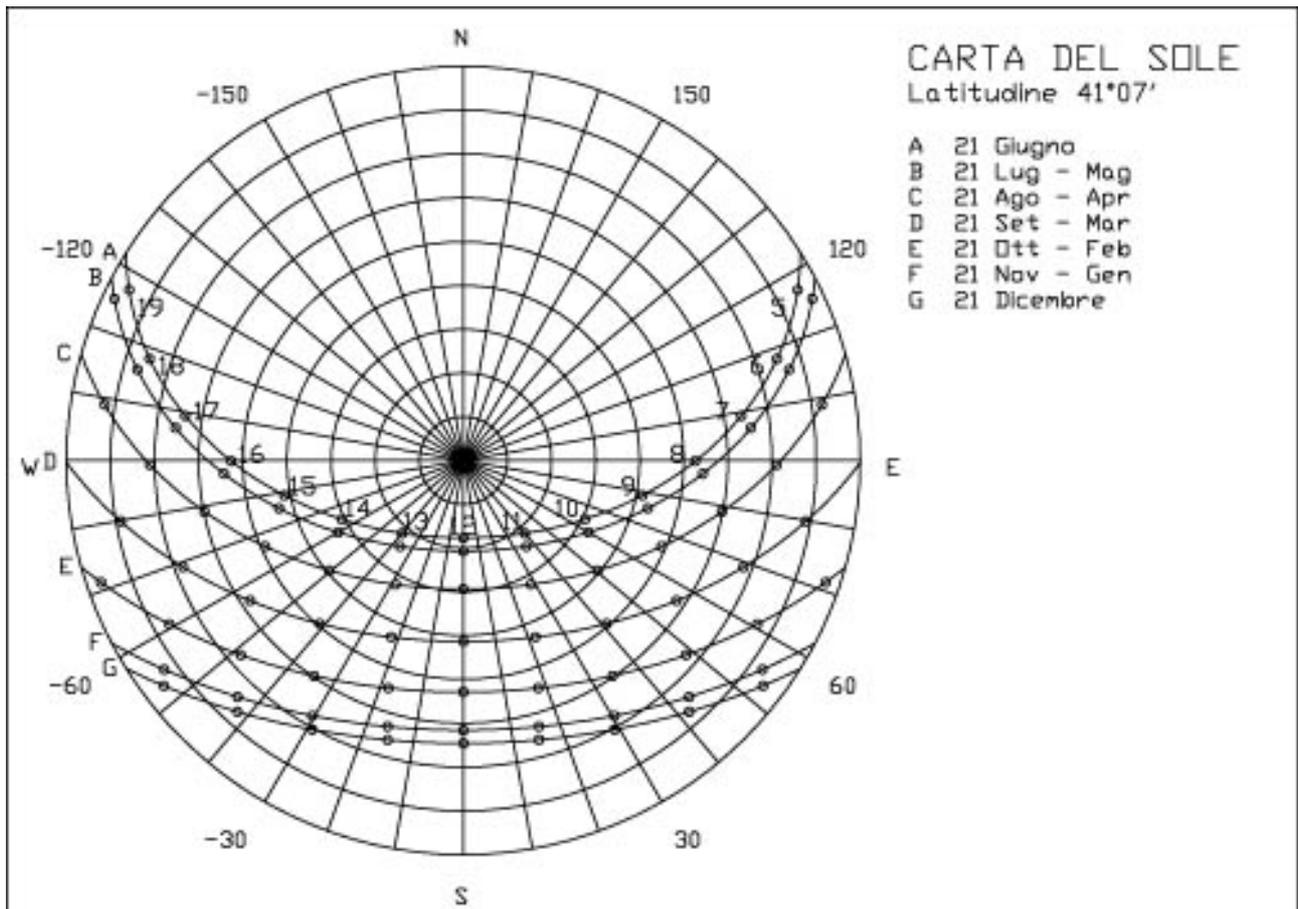


Figura 36: Diagramma di soleggiamento.

## 5.4 La radiazione solare terrestre.

L'energia solare si propaga simmetricamente nello spazio fino ad investire la terra, in particolare la fascia esterna dell'atmosfera terrestre. La potenza irradiata complessivamente dal sole è pari ad oltre 60.000 chilowatt<sup>14</sup> per m<sup>2</sup>. La potenza disponibile decresce via via che aumenta la distanza dal sole, e dopo avere percorso i circa 150 milioni di chilometri che separano la terra dal sole assume un valore molto più ridotto. Viene definita come radiazione solare extraterrestre l'energia elettromagnetica che l'esterno dell'atmosfera terrestre riceve dal sole. Il suo valore medio è detta costante solare ed è di 1,367

<sup>14</sup> Il watt (simbolo: W) è l'unità di misura della potenza del Sistema Internazionale. Il watt, una misura di potenza, non va confuso con il wattora che è una misura di energia. Quest'ultima corrisponde all'energia prodotta da una potenza di un watt per un'ora. Quindi una lampadina che assorbe 100W, in due ore consuma 200Wh. Alcuni dei multipli e sottomultipli più utilizzati del watt: milliwatt (mW) = 10<sup>-3</sup> W = 0,001 W, chilowatt (kW) = 10<sup>3</sup> W = 1000 W, megawatt (MW) = 10<sup>6</sup> W = 1000000 W, gigawatt (GW) = 10<sup>9</sup> W = 1000000000 W.

$\text{kW/m}^2$ . La costante solare è da intendersi come un valore medio di riferimento, perché la potenza che raggiunge la fascia esterna dell'atmosfera terrestre in realtà oscilla (con oscillazioni del  $\pm 3,3\%$ ), principalmente a causa della variazione periodica della distanza terra-sole (dovuta, come già detto, all'orbita ellittica della terra). Sulla superficie terrestre si registra un valore della potenza inferiore rispetto alla costante solare, a causa dei fenomeni di assorbimento e riflessione che hanno luogo nel percorso attraverso l'atmosfera. Risulta chiaro, quindi, che la quantità di energia che arriva effettivamente al suolo, nell'unità di tempo, dipende dallo spessore di atmosfera che deve attraversare. Tale spessore è determinato dall'altezza del sole sull'orizzonte, che a sua volta dipende dal periodo dell'anno e dalla latitudine. Quando il sole è allo zenit, la radiazione solare deve percorrere circa 100 km di atmosfera per raggiungere la superficie terrestre; via via che il sole si abbassa sull'orizzonte, tale strato aumenta fino a raggiungere circa 1.130 km portando un apporto di energia sulla terra notevolmente diminuito a causa del maggior assorbimento e diffusione da parte dell'atmosfera. Al fine di determinare lo spettro e l'intensità della radiazione solare che colpisce la terra, i fisici hanno creato un modello di massa d'aria unitaria AM1 (Air Mass 1) intesa come spessore di atmosfera standard attraversato dai raggi solari in direzione perpendicolare alla superficie terrestre misurato al livello del mare. Man mano che i raggi solari arrivano con inclinazioni sempre più basse essi percorreranno una distanza maggiore all'interno dell'atmosfera, e quindi si dovrà usare una massa d'aria con un coefficiente maggiore di quella unitaria, fino ad un AM massimo di 45 (Figura 37). Con AM0 si intende, invece, lo spettro della radiazione solare extraterrestre. Alle nostre latitudini, si è stabilito che un AM1,5 è un ottimo valore medio per i calcoli.

La radiazione solare subisce un assorbimento e una diffusione da parte dell'atmosfera, detto "scattering", dovuto al vapore d'acqua, al pulviscolo atmosferico e soprattutto dall'aria. Perciò, parte delle radiazioni, oltre a essere mandate in ogni direzione verso la terra, vengono rimandate anche verso lo spazio da cui sono venute. Proprio a causa di questa diffusione della luce solare da parte dell'atmosfera, si è reso indispensabile differenziare la luce a seconda della sua provenienza (Figura 38). La parte di radiazione che raggiunge la superficie della terra nella direzione dei raggi solari senza subire assorbimenti e riflessioni è denominata radiazione diretta<sup>15</sup>, mentre la parte che raggiunge la terra da tutte le direzioni (a causa dello scattering) viene chiamata radiazione diffusa. Le radiazioni riflesse dal terreno e da oggetti circostanti (specchi d'acqua, edifici adiacenti, ...) viene chiamata radiazione

---

15 La radiazione diretta colpisce una qualsiasi superficie con un unico e ben definito angolo di incidenza.

riflessa. Il contributo fornito dalle radiazioni riflesse viene chiamato albedo e deve essere valutato con attenzione.

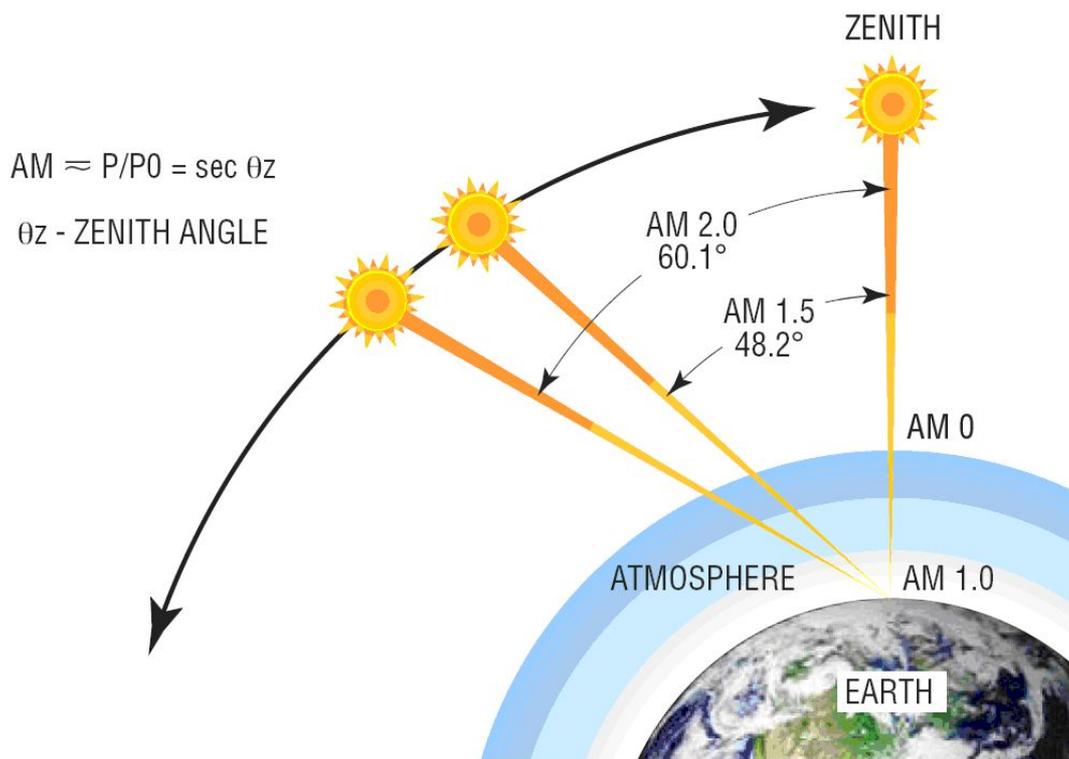


Figura 37: Modelli di massa d'aria (AM).

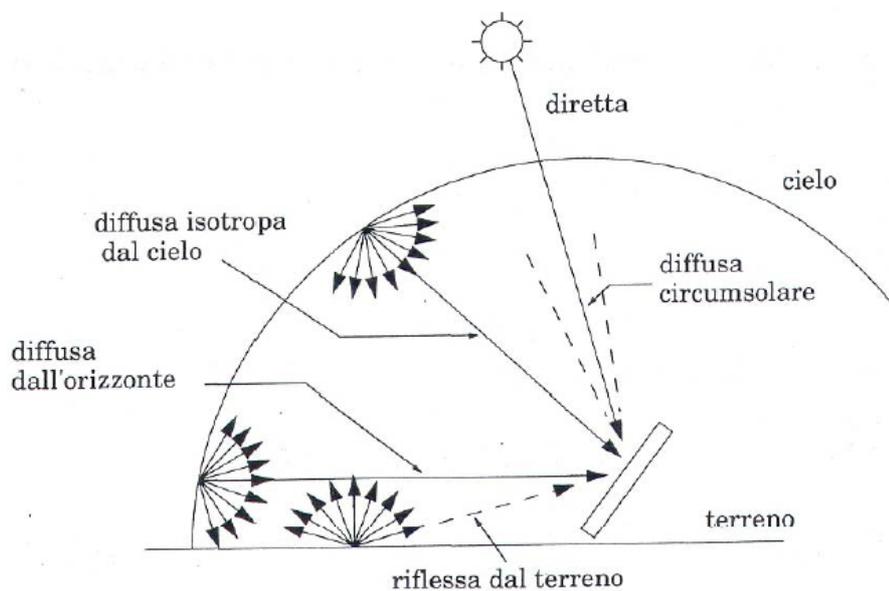


Figura 38: Radiazione diretta, diffusa e riflessa.

Viene chiamata radiazione solare globale al suolo la somma della radiazione diretta, di quella diffusa e di quella riflessa:

$$\text{RADIAZIONE}_{\text{globale}} = \text{RADIAZIONE}_{\text{diretta}} + \text{RADIAZIONE}_{\text{diffusa}} + \text{RADIAZIONE}_{\text{riflessa}}$$

Le proporzioni di radiazione diretta, diffusa e riflessa ricevuta da una superficie dipendono da:

- condizioni meteorologiche: in una giornata nuvolosa la radiazione è pressoché totalmente diffusa, mentre in una giornata serena con clima secco predomina la componente diretta, che può arrivare al 90% della radiazione totale;
- inclinazione e orientamento della superficie: una superficie orizzontale riceve la massima radiazione diffusa e la minima riflessa, la componente riflessa aumenta al crescere dell'inclinazione;
- presenza di elementi riflettenti: si deve prestare particolare attenzione alle strutture che possono in qualche modo favorire la captazione dell'energia solare, come l'adiacenza di superfici riflettenti (specchi d'acqua, coperture, ...). Infatti, se la presenza di questo tipo di superfici può essere gradita durante la stagione invernale, esse possono provocare, durante la stagione estiva, surriscaldamenti dei pannelli (Tabella 4).

<b>Superficie</b>	<b>Indice</b>
Neve (caduta di fresco o con un film di ghiaccio)	0,75
Superfici acquose	0,07
Suolo (creta, marne)	0,14
Strade sterrate	0,04
Bosco di conifere d'inverno	0,04
Bosco in autunno	0,26
Asfalto invecchiato	0,10
Calcestruzzo invecchiato	0,22
Foglie morte	0,30
Erba secca	0,20
Erba verde	0,26
Tetti e terrazze in bitume	0,13
Pietrisco	0,20

*Tabella 4: Tabella tratta dalla norma UNI 8477 che mostra i valori dei coefficienti di riflessione, o di albedo, per diverse superfici.*

Nonostante tutti i modelli sull'atmosfera, le misurazioni terra-sole, la conoscenza della rotazione della terra intorno al sole, dell'angolo di incidenza del sole sulla superficie terrestre, ... riuscire a dare una "ricetta" per poter conoscere la radiazione media terrestre in un dato posto risulta essere una azione molto ardua. Questo perché la massa d'aria varia da zona a zona : bisogna tenere conto della struttura dell'aria sovrastante, delle condizioni

atmosferiche tipiche del luogo, della sua morfologia, delle previsioni meteorologiche, ... . Perciò, per ovviare al problema si è pensato di fare delle misurazioni e, tramite calcoli statistici, ottenere dei dati di radiazione media terrestre. Le curve isoradiative (Figura 39), riportano i valori medi mensili dell'insolazione su superficie orizzontale e vengono costruite correlando i dati di soleggiamento relativi alle diverse stazioni meteorologiche. Queste mappe costituiscono una utile guida per determinare i valori di soleggiamento di località che non si trovino in prossimità di una stazione di rilevamento della radiazione.

Per poter calcolare la radiazione su superficie inclinata, partendo da quella su superficie orizzontale (deducibile dai dati storici del sito), è necessario scomporre la radiazione globale nelle sue tre componenti (diretta, diffusa e riflessa). Il metodo generalmente seguito per la stima della componente diffusa della radiazione è basato sulla formula di Liu-Jordan<sup>16</sup>. La componente riflessa si ottiene per differenza della radiazione globale con quella diffusa, essendo nulla, su superficie orizzontale la componente riflessa. Per alcune località i valori della componente diretta e diffusa della radiazione su superficie orizzontale vengono



Figura 39: Radiazione solare globale sul piano orizzontale.

direttamente forniti dalle norme UNI 10349. Nota la componente diretta e diffusa della radiazione solare su superficie orizzontale è possibile determinare mediante formule geometriche i valori della componente diretta e diffusa su superficie inclinata. Inoltre note le proprietà riflettenti del terreno (riflettanza) è possibile determinare il valore della componente riflessa su superficie inclinata, detta componente albedo. Numerosi sono i software in commercio che, sulla base dei dati storici consentono il calcolo delle tre componenti della radiazione, una volta assegnata l'inclinazione della superficie, la località e le caratteristiche del terreno. Sia nelle normative di riferimento che nella pratica impiantistica, il valore

<sup>16</sup> Liu B. Y. H. e R. C. Jordan, Solar Energy, (1960). "The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation"

massimo della radiazione disponibile istantaneamente al suolo si assume pari a circa  $1\text{kW/m}^2$ .

### 5.5 La cella fotovoltaica.

La conversione della radiazione solare in energia elettrica avviene nella cella fotovoltaica. Essa è costituita da una sottile fetta di un materiale semiconduttore, molto spesso silicio. Quando un fotone dotato di sufficiente energia viene assorbito nella cella, nel materiale semiconduttore di cui essa è costituita si crea una coppia di cariche elettriche di segno opposto: un elettrone, con carica di segno negativo, ed una lacuna, con carica positiva. Si dice allora che queste cariche sono “disponibili per la conduzione di elettricità” (Figura 40).

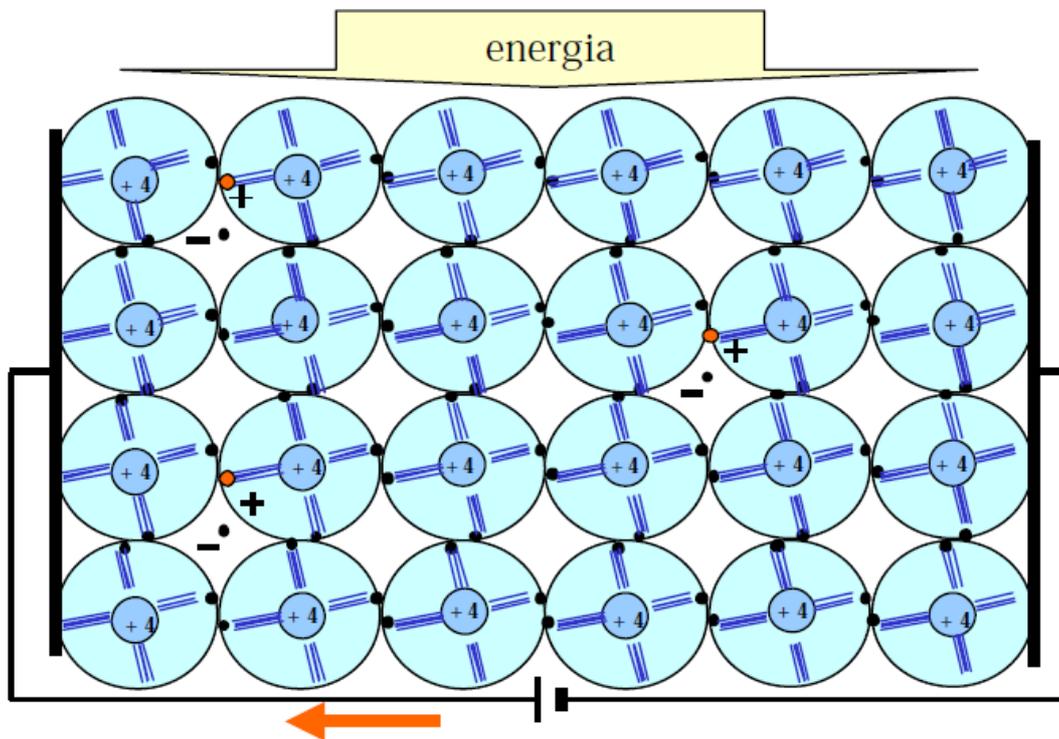


Figura 40: Struttura cristallina del silicio.

Per generare effettivamente una corrente elettrica, però, è necessaria una differenza di potenziale, e questa viene creata grazie all'introduzione di piccole quantità di impurità nel materiale che costituisce le celle. Queste impurità, chiamate anche “droganti”, sono in grado di modificare profondamente le proprietà elettriche del semiconduttore. Se il materiale semiconduttore, come comunemente accade, è il silicio, introducendo atomi di fosforo, si ottiene la formazione di silicio di tipo “n”, caratterizzato da una densità di elettroni liberi (cariche negative) più alta di quella presente nel silicio normale

(intrinseco). La tecnica del drogaggio del silicio con atomi di boro porta, invece, al silicio di tipo "p" in cui le cariche libere in eccesso sulla norma sono di segno positivo (Figura 41).

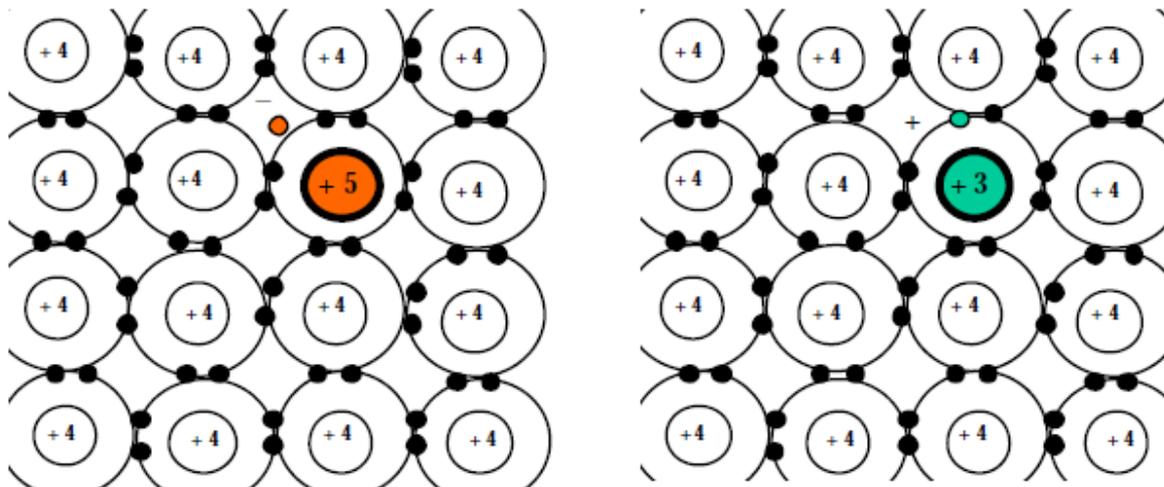


Figura 41: Silicio di tipo N e di tipo P.

Una cella fotovoltaica richiede l'intimo contatto, su una grande superficie, di due strati di silicio p ed n. Nella zona di contatto tra i due tipi di silicio, detta "giunzione p-n", si ha la formazione di un forte campo elettrico. Le cariche elettriche positive e negative generate, per effetto fotovoltaico, dal bombardamento dei fotoni costituenti la luce solare, nelle vicinanze della giunzione vengono separate dal campo elettrico. Tali cariche danno luogo a una circolazione di corrente quando il dispositivo viene connesso ad un carico (Figura 42). La corrente è tanto maggiore quanto maggiore è la quantità di luce incidente. Ai fini del funzionamento delle celle, i fotoni di cui è composta la luce solare non sono tutti equivalenti: per poter essere assorbiti e partecipare al processo di conversione, un fotone deve possedere un'energia ( $h\nu$ ) superiore a un certo valore minimo, che dipende dal materiale di cui è costituita la cella ( $E_g$ ). In caso contrario, il fotone non riesce ad innescare il processo di conversione.

### 5.5.1 L'efficienza della cella fotovoltaica.

La cella può utilizzare solo una parte dell'energia della radiazione solare incidente. L'energia sfruttabile dipende dalle caratteristiche del materiale di cui è costituita la cella: l'efficienza di conversione, intesa come percentuale di energia luminosa trasformata in energia elettrica disponibile per celle

commerciali al silicio è in genere compresa tra il 12% e il 17%, mentre realizzazioni speciali di laboratorio hanno raggiunto valori del 24%.

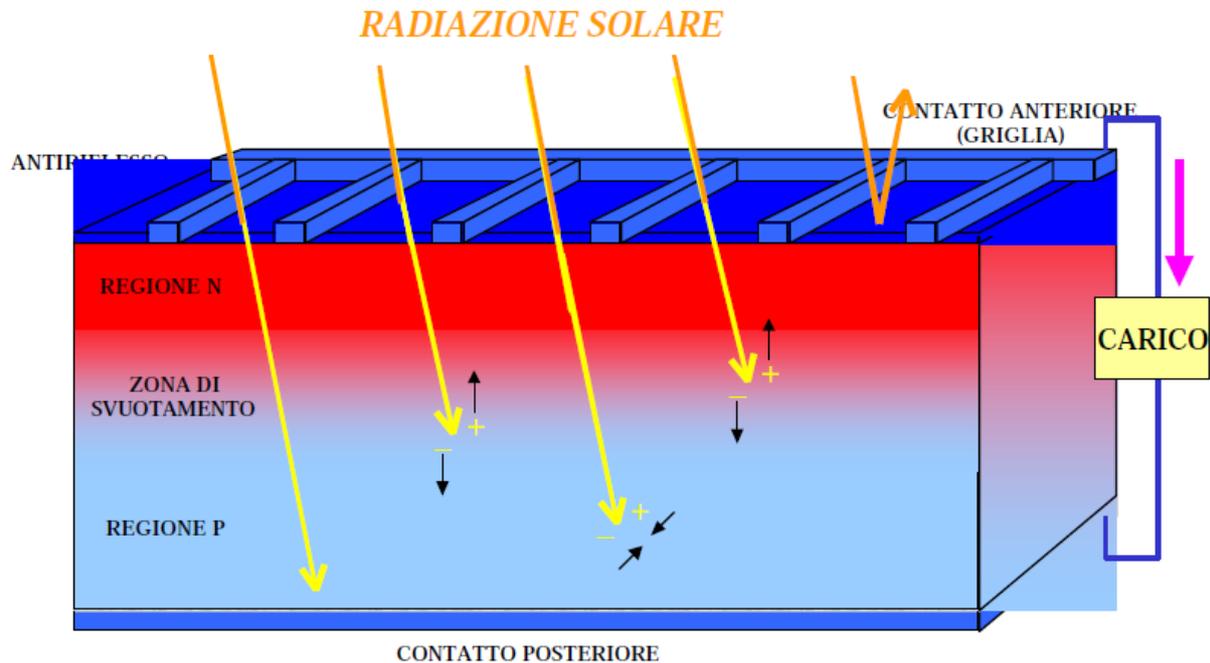


Figura 42: Struttura della cella fotovoltaica.

L'efficienza di conversione di una cella solare è limitata da numerosi fattori, alcuni dei quali di tipo fisico, cioè dovuti al fenomeno fotoelettrico e pertanto assolutamente inevitabili, mentre altri, di tipo tecnologico, derivano dal particolare processo adottato per la fabbricazione del dispositivo fotovoltaico (Figura 43). Le cause di inefficienza sono essenzialmente dovute al fatto che:

- non tutti i fotoni posseggono una energia sufficiente a generare una coppia elettrone-lacuna;
- l'eccesso di energia dei fotoni non genera corrente ma viene dissipata in calore all'interno della cella;
- non tutti i fotoni penetrano all'interno della cella, in parte vengono riflessi;
- una parte della corrente generata non fluisce al carico ma viene shuntata<sup>17</sup> all'interno della cella;
- solo una parte dell'energia acquisita dall'elettrone viene trasformata in energia elettrica;

<sup>17</sup> Uno *shunt*, chiamato a volte anche derivatore di corrente, è una resistenza elettrica che devia attraverso di sé una parte più o meno consistente della corrente circolante in un circuito principale a cui è posto in parallelo. L'entità della corrente deviata dipende dal valore resistivo (in ohm) dello *shunt* rispetto al circuito in parallelo.

- non tutte le coppie elettrone-lacuna generate vengono separate dal campo elettrico di giunzione, una parte si ricombina all'interno della cella;
- la corrente generata è soggetta a perdite conseguenti alla presenza di resistenze serie.

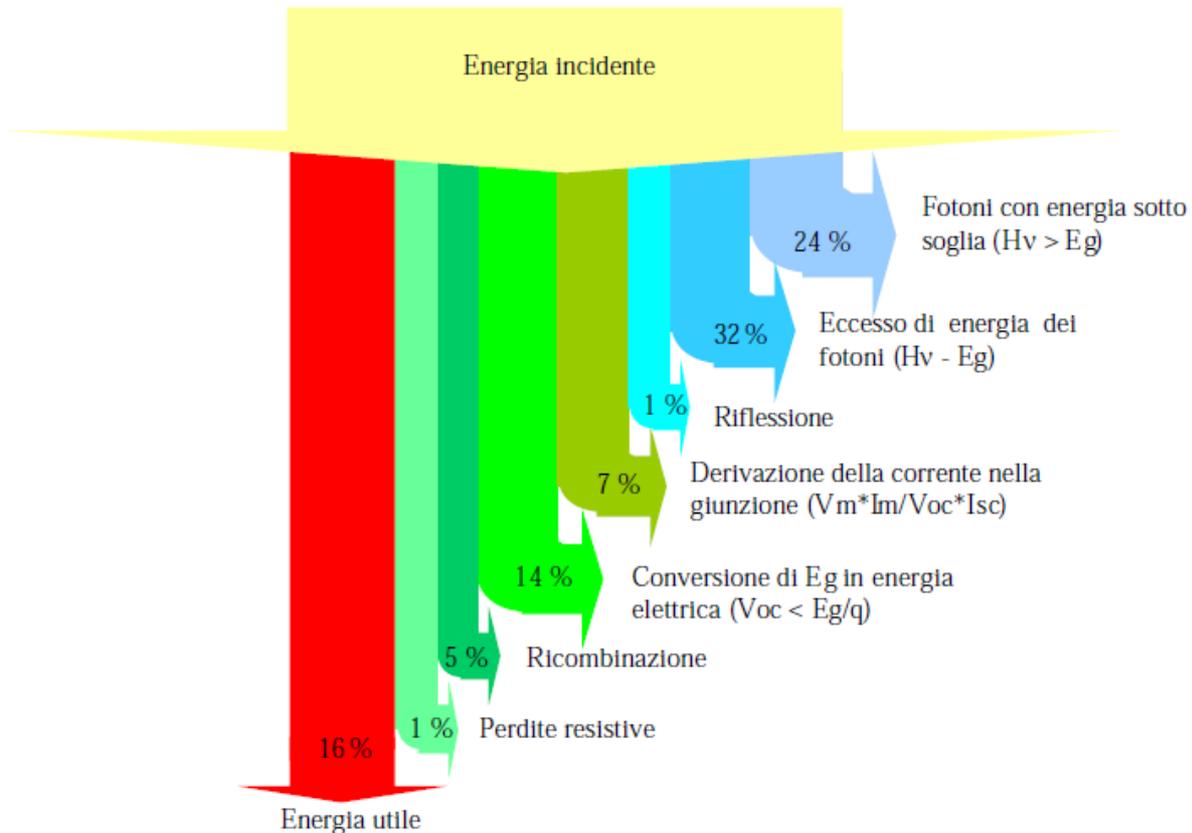
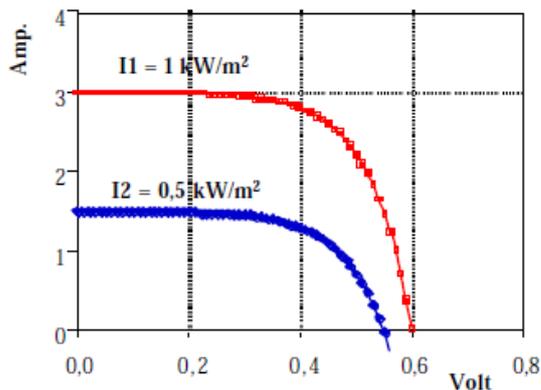


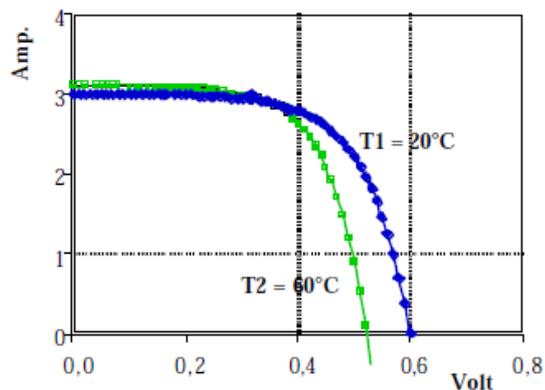
Figura 43: L'efficienza della cella fotovoltaica.

### 5.5.2 Le caratteristiche elettriche della cella.

La cella fotovoltaica, quando non viene illuminata, ha un comportamento analogo a quello di un diodo a semiconduttore. In queste condizioni la tensione e la corrente sono legati da una relazione di tipo esponenziale ottenuta risolvendo l'equazione della conservazione della carica. Quando la cella viene illuminata, la giunzione diviene una sorgente di coppie elettrone-lacuna pertanto ha un comportamento analogo a quello di un diodo con in parallelo un generatore di corrente. Graficamente, la caratteristica tensione corrente di una cella illuminata risulta pari a quella di un diodo traslata però (verticalmente) di una quantità pari alla corrente fotogenerata. Poiché la corrente fotogenerata varia con l'irraggiamento e con la temperatura (in misura minore), la caratteristica tensione-corrente della cella risulta influenzata da questi parametri (Figura 44 e Figura 45).



Caratteristiche I-V a differenti intensità di irraggiamento



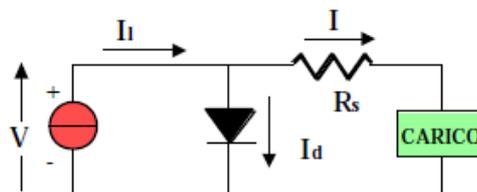
Caratteristiche I-V a differenti temperature

Figura 44: Caratteristiche I-V.

#### EQUAZIONE DELLA CELLA

$$I = I_L - I_0 \left( e^{\frac{q(V + R_s I)}{N k T}} - 1 \right)$$

$I_L$	corrente fotogenerata
$I_0$	corrente inversa di satur.
$q$	carica dell'elettrone
$R_s$	resistenza serie
$N$	fattore di idealità (1 - 2)
$k$	costante di Boltzman



CIRCUITO EQUIVALENTE DELLA CELLA

Figura 45: Caratteristiche elettriche della cella fotovoltaica.

### 5.5.3 La tecnologia del silicio.

Attualmente il materiale più usato è lo stesso silicio adoperato dall'industria elettronica, il cui processo di fabbricazione presenta costi molto alti, non giustificati dal grado di purezza richiesti dal fotovoltaico, che sono inferiori a quelli necessari in elettronica. Il processo più comunemente impiegato per ottenere silicio monocristallino per uso elettronico parte dalla preparazione di silicio metallurgico (puro al 98% circa), mediante riduzione della silice ( $SiO_2$ ) con carbone in forni ad arco. Dopo alcuni processi metallurgici intermedi

consistenti nella:

- purificazione del silicio metallurgico a silicio elettronico (processo Siemens);
- conversione del silicio elettronico a silicio monocristallino (metodo Czochralski);

vengono ottenuti lingotti cilindrici (da 13 a 30 cm di diametro e 200 cm di lunghezza) di silicio monocristallino (Figura 46), solitamente drogato p mediante l'aggiunta di boro. Questi lingotti vengono quindi 'affettati' in wafer

di spessore che va dai 0,25 ai 0,35 mm. Da

alcuni anni l'industria fotovoltaica sta sempre più utilizzando il silicio policristallino, che unisce ad un grado di purezza comparabile a quello del monocristallino costi inferiori. I lingotti di policristallino,

anch'essi di solito drogati p, sono a forma di parallelepipedo e vengono sottoposti al taglio, per ottenerne fette di 0,2÷0,35 mm di spessore.



Figura 46: Diversi tipi di wafer di silicio.

#### 5.5.4 La fabbricazione della cella.

Per fabbricare la cella (Figura 47), la fetta viene prima trattata con decappaggio chimico al fine di eliminare eventuali asperità superficiali e poi sottoposta al processo di formazione della giunzione p-n: il drogaggio avviene per diffusione controllata delle impurità in forni (se ad es. si parte da silicio di tipo p, si fanno diffondere atomi di fosforo, che droga n, con una profondità di giunzione pari a 0,3-0,4  $\mu\text{m}$ ). Segue quindi la realizzazione della griglia metallica frontale di raccolta delle cariche elettriche e del contatto elettrico posteriore, per elettrodeposizione o per serigrafia. Al fine di minimizzare le perdite per riflessione ottica, si opera la deposizione di un sottile strato antiriflesso.

## FOTOVOLTAICO PROCESSO PRODUTTIVO

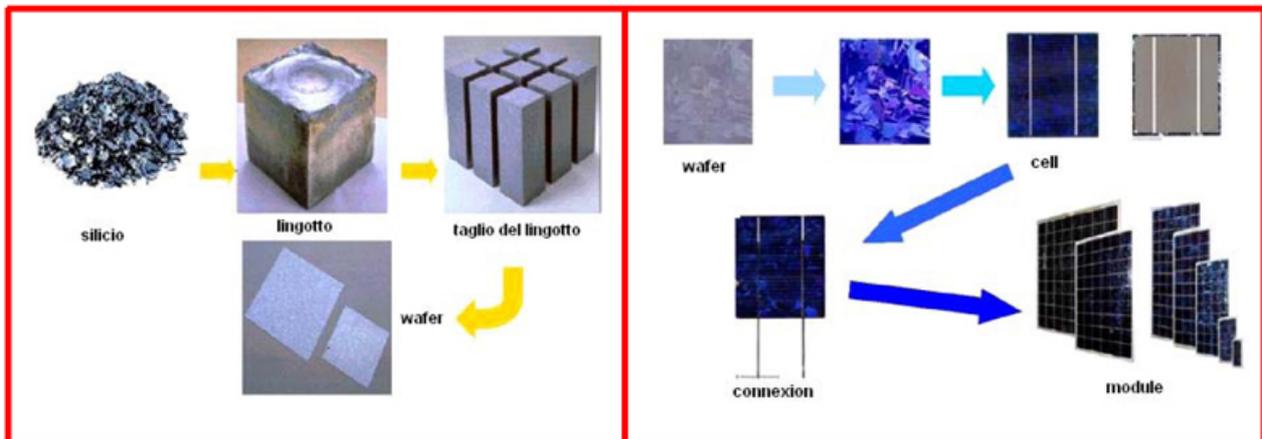


Figura 47: Processo di fabbricazione delle celle fotovoltaiche.

### 5.5.5 Le celle commerciali.

In pratica la tipica cella fotovoltaica è costituita da un sottile wafer, di spessore di  $0,25 \pm 0,35$  mm circa, di silicio mono o policristallino, opportunamente drogato.

Essa è generalmente di forma quadrata e di superficie pari a circa  $100 \text{ cm}^2$ , (sino a 225) e si comporta come una minuscola batteria, producendo, nelle condizioni di soleggiamento standard ( $1 \text{ kW/m}^2$ ) e a  $25^\circ\text{C}$ , una corrente di 3 A, con una tensione di 0,5 V, quindi una potenza di 1,5 Watt.

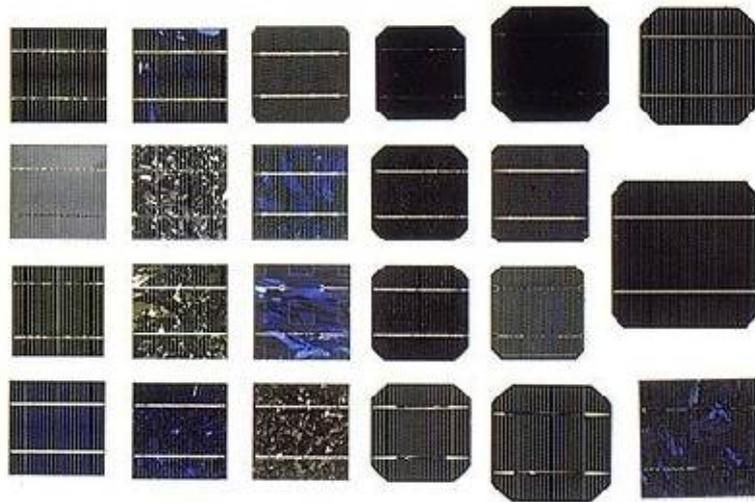


Figura 48: Diversi tipi di celle fotovoltaiche.

L'attuale processo di fabbricazione delle celle si basa sull'utilizzo del silicio:

- monocristallino dell'industria elettronica, che richiede materiale molto puro mentre le esigenze di purezza della tecnologia fotovoltaica sono molto inferiori;
- policristallino ottenuto dalla fusione degli scarti dell'industria elettronica, solidificazione direzionale e riduzione del lingotto in

fette.

In passato, i piccoli ma sempre crescenti volumi di produzione caratteristici dell'attuale fase di sviluppo dell'industria fotovoltaica sono stati perfettamente compatibili con la quantità, ovviamente limitata, di tali materiali di scarto. Però, per offrire un contributo veramente significativo alla produzione di energia elettrica totale, il fotovoltaico deve raggiungere volumi di produzione enormemente superiori agli attuali e assolutamente non compatibili con la dipendenza da un materiale prodotto da altre industrie e per altri scopi. L'industria fotovoltaica avrà bisogno di materia prima per le celle, a basso costo, in gran quantità, preparato espressamente per la fabbricazione delle celle.

## 5.6 La fabbricazione del modulo fotovoltaico.

Le celle solari costituiscono un prodotto intermedio dell'industria fotovoltaica: forniscono valori di tensione e corrente limitati in rapporto a quelli normalmente richiesti dagli apparecchi utilizzatori, sono estremamente fragili, elettricamente non isolate, prive di supporto meccanico. Esse vengono, quindi, assemblate in modo opportuno a costituire un'unica struttura: il modulo fotovoltaico (Figura 49); una struttura robusta e maneggevole, in grado di garantire molti anni di funzionamento anche in condizioni ambientali difficili.

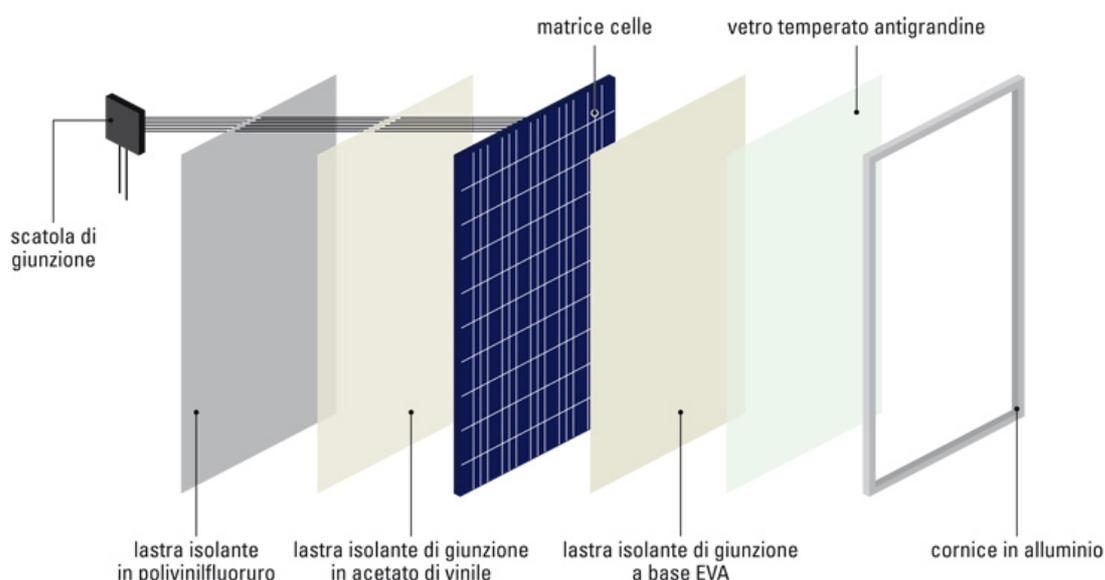


Figura 49: Struttura interna di un modulo fotovoltaico.

Il processo di fabbricazione dei moduli è articolato in varie fasi: connessione elettrica, incapsulamento, montaggio della cornice e della scatola di giunzione.

La connessione elettrica consiste nel collegare in serie-parallelo le singole celle per ottenere i valori di tensione e di corrente desiderati. Al fine di ridurre le perdite per disaccoppiamento elettrico è necessario che le celle di uno stesso modulo abbiano caratteristiche elettriche simili tra loro. L'incapsulamento consiste nell'inglobare le celle fotovoltaiche tra una lastra di vetro e una di plastica, tramite laminazione a caldo di materiale polimerico. È importante che l'incapsulamento, oltre a proteggere le celle, sia trasparente alla radiazione solare, stabile ai raggi ultravioletti e alla temperatura, abbia capacità autopulenti e consenta di mantenere bassa la temperatura delle celle. In linea di principio la vita di una cella solare è infinita; è pertanto la durata dell'incapsulamento a determinare la durata di vita del modulo, oggi stimabile in 25-30 anni. Il montaggio della cornice conferisce al modulo maggiore robustezza e ne consente l'ancoraggio alle strutture di sostegno.

### 5.6.1 I moduli commerciali.

Il modulo rappresenta il componente elementare dei sistemi fotovoltaici. I moduli in commercio attualmente più diffusi (con superficie attorno a 0,5 - 07 m<sup>2</sup>), che utilizzano celle al silicio mono e policristallino, prevedono tipicamente 36 celle collegate elettricamente in serie. Il modulo così costituito ha una potenza che va dai 50 agli 80 Wp<sup>18</sup>, a seconda del tipo e dell'efficienza delle celle, e tensione di lavoro di circa 17 volt con corrente di circa 3-4 A. I moduli comunemente usati nelle applicazioni commerciali hanno un rendimento complessivo del 12-13%. È



*Figura 50: Alcuni esempi di moduli fotovoltaici in commercio.*

<sup>18</sup> Il watt picco (simbolo: Wp) è l'unità di misura della potenza teorica massima producibile da un generatore elettrico o viceversa la potenza teorica massima assorbibile da un carico elettrico. In ambito fotovoltaico, sulla base della normativa IEC 904-3 (1989), questo valore viene usato per indicare la potenza erogata da un modulo o da una cella fotovoltaica se sottoposti alle condizioni standard di:

- irraggiamento di 1000 W/m<sup>2</sup>
- temperatura di cella di 25°C
- posizione del sole a 1,5 AM (AM è l'abbreviazione di Air Mass, che è un parametro che indica la posizione apparente del sole).

recentemente cresciuta la domanda di moduli di potenza superiore, sino a 150+160 Wp, utili per l'integrazione di pannelli nella struttura di rivestimento di edifici.

### **5.6.2 Le nuove tecnologie.**

Gli sforzi della ricerca e delle industrie fotovoltaiche sono mirati alla riduzione dei costi di produzione ed al miglioramento dell'efficienza di conversione attraverso la realizzazione di celle innovative e lo studio e la sperimentazione di nuovi materiali.

In ordine alla fabbricazione di celle innovative, si tende, ad es., a mettere a punto procedimenti per il taglio delle fette di materiale semiconduttore di grande area (225 cm<sup>2</sup>) e di piccolo spessore (0,1 mm) che rendano minimi gli sprechi di materia prima.

Riguardo ai nuovi materiali si è puntato a sviluppare varie tecnologie, basate su diversi materiali, semplici e composti. Le più rilevanti sono due, l'una utilizza, quali costituenti del wafer, il silicio cristallino di grado solare, l'altra utilizza i "film sottili". La tecnologia del silicio di grado solare, prevede la purificazione del silicio metallurgico mediante processi a basso contenuto energetico e a basso costo. La disponibilità di questo materiale, a differenza del silicio di grado elettronico, è praticamente illimitata. Con il silicio di grado solare è possibile inoltre realizzare celle con efficienza dell' 11- 12%. La seconda tecnologia è quella a "film sottile". Questa tecnologia sfrutta la deposizione (ad esempio su vetro) di un sottilissimo strato di materiali semiconduttori, in pratica il silicio amorfo ed alcuni semiconduttori composti policristallini, quali il diseleniuro di indio e rame e il telluriuro di cadmio (materiali composti). Tale tecnologia punta sulla riduzione del costo della cella e sulla versatilità d'impiego (ad esempio la deposizione su materiali da utilizzare quali elementi strutturali delle facciate degli edifici), anche se resta da superare l'ostacolo rappresentato dalla bassa efficienza. Questa tecnologia potrebbe rappresentare la carta vincente per trasformare il fotovoltaico in una fonte energetica in grado di produrre energia su grande scala. La tecnologia a film sottile può risolvere il problema dell'approvvigionamento del materiale, in quanto, comportando un consumo di materiale molto limitato (in questo caso la 'fetta' ha uno spessore ridottissimo dell'ordine di pochi micron), potrebbe permettere lo sviluppo di processi produttivi dedicati, che non dipendano dall'industria elettronica. Inoltre, utilizzando questa tecnologia è possibile ottenere moduli leggeri e flessibili , fabbricare il modulo con un unico processo e avere la possibilità di realizzare celle tandem.

### **5.6.3 Il pay-back time.**

Equivale al periodo di tempo che deve operare il dispositivo fotovoltaico per produrre l'energia che è stata necessaria per la sua realizzazione. Per le celle al silicio cristallino il pay-back time corrisponde a circa 2,5 anni. In particolare, alla fase di cristallizzazione corrisponde un pay-back time di circa un anno mentre alle fasi di realizzazione del silicio metallurgico, di purificazione, di taglio e formazione della giunzione corrisponde complessivamente un pay-back time pari a circa 1,5 anni.

### **5.6.4 L'efficienza dei moduli.**

L'efficienza di conversione dei moduli fotovoltaici al silicio monocristallino è dell'ordine del 13-14%, mentre realizzazioni speciali di laboratorio hanno raggiunto valori del 23% per i moduli e 25% per le singole celle. I valori di efficienza dei moduli al silicio policristallino si attestano tipicamente intorno al 12%. Anche in questo caso esemplari realizzati in laboratorio raggiungono valori di efficienza pari al 20%.

## **5.7 L'impianto fotovoltaico.**

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica. Fondamentalmente sono classificabili in:

- impianti isolati (stand-alone), nei quali l'energia prodotta alimenta direttamente un carico elettrico e, per la parte in eccedenza, viene generalmente accumulata in apposite batterie di accumulatori, che la renderanno disponibile all'utenza nelle ore in cui manca l'insolazione (Figura 51);
- impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected), l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa nella rete, con la quale lavora in regime di interscambio (Figura 52).

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile per l'utilizzazione da parte dell'utenza. Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico (o da un campo fotovoltaico nel caso di impianti di una certa consistenza), da un sistema di controllo e condizionamento della potenza e, per gli impianti isolati, da un sistema di accumulo.

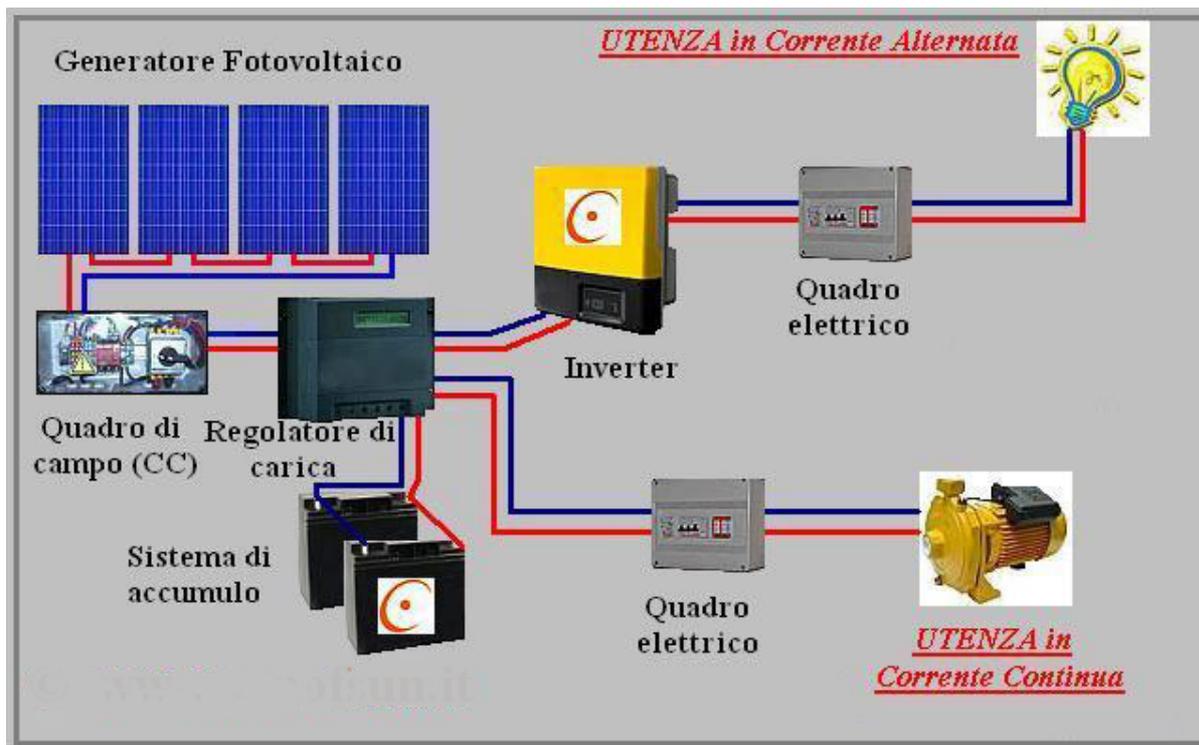


Figura 51: Impianti isolati (stand-alone).

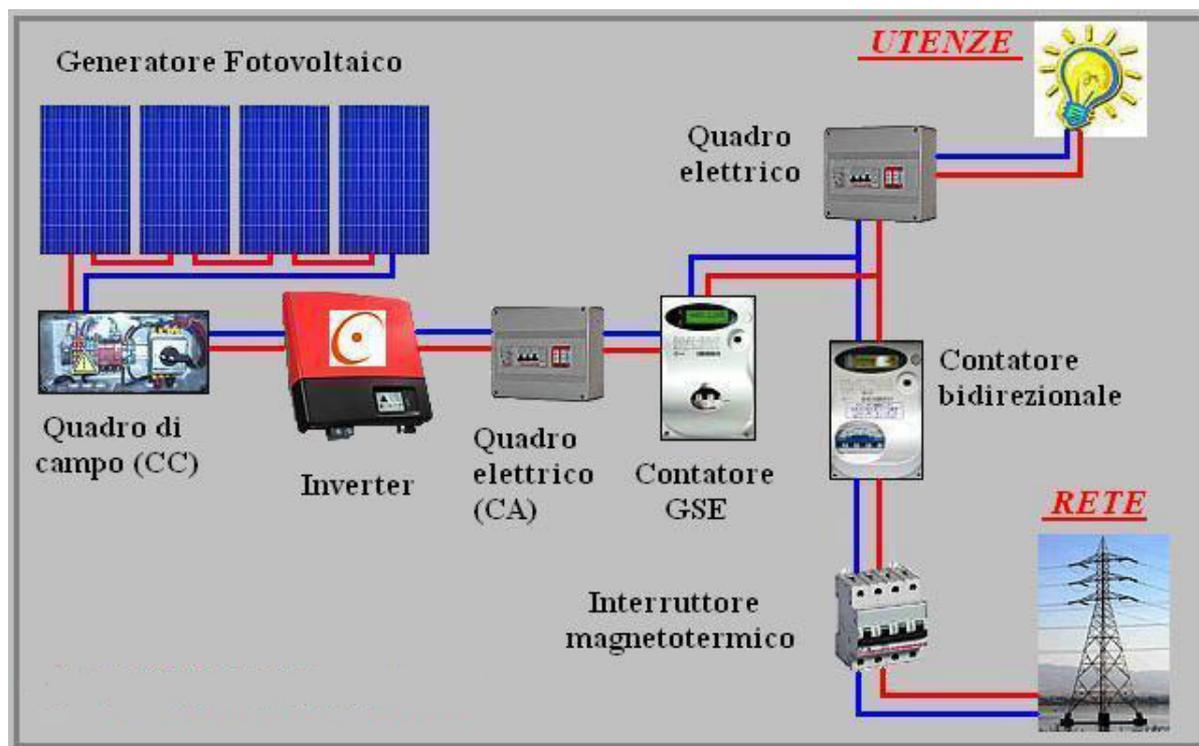


Figura 52: Impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected).

Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello

del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

### **5.7.1 Tipologia di utenze.**

Il dato di base per il dimensionamento di un sistema è rappresentato dal consumo giornaliero di energia elettrica da parte dell'utenza. Tale consumo dipende dalla potenza e dai tempi di utilizzo degli apparecchi utilizzatori. Qualora sia disponibile il profilo di utenza i consumi possono essere determinati integrando il diagramma di carico. Generalmente i fattori che determinano la richiesta di energia dipendono dal clima, dal numero di persone e dalla dimensioni dell'abitazione, dalle condizioni economiche della famiglia e dagli usi e dal grado di sviluppo del paese. In Italia, rivelazioni statistiche dei consumi di una famiglia di composizione tipica, cioè costituita da tre-quattro persone, effettuate dalle società distributrici, hanno valutato in 2.000 kWh il consumo medio annuo. Inoltre, per il 10% delle utenze è stato valutato un consumo medio pari a circa 500 kWh/anno mentre per il 15% delle utenze è stato valutato un consumo medio superiore a 3.000 kWh/anno.

### **5.7.2 La configurazione dell'impianto.**

E' determinata essenzialmente dall'uso finale dell'energia prodotta ed è generalmente costituita, oltre che dal generatore fotovoltaico e dal carico, dai dispositivi di inseguimento del punto di massima potenza o convertitore CC/CC, dal convertitore CC/CA o inverter, dal sistema di accumulo, e dal generatore ausiliario. Il convertitore CC/CC consente di ottenere dal generatore fotovoltaico il massimo di energia utilizzabile, in funzione delle condizioni di funzionamento dei moduli e delle caratteristiche degli apparecchi utilizzatori. Tale dispositivo, opportunamente pilotato può assolvere anche alla funzione di controllo di carica delle batterie. In impianti di piccola taglia il convertitore DC/DC viene sostituito, per motivi di costo, con regolatori di tensione tarati in modo da evitare l'eccessiva carica delle batterie. L'inverter consente di alimentare un'utenza funzionante in corrente alternata oppure di trasferire in rete la potenza erogata. Al fine, poi, di assicurare un adattamento ottimale del generatore alla rete o alle esigenze elettriche del carico è necessario corredare l'inverter di opportuni dispositivi che adattino la sua tensione d'uscita a quella della rete (trasformatore), e controllino la qualità della potenza immessa in rete, in modo che essa sia compatibile con gli standard richiesti dalla stessa (sistema di filtraggio delle armoniche e di

rifasamento). Nel caso di una utenza isolata dalla rete di distribuzione dell'energia elettrica, poiché la potenza richiesta dall'utente non segue l'intensità dell'insolazione, vale a dire il valore dell'energia prodotta non coincide temporalmente con la richiesta dell'utenza, una parte dell'energia prodotta dal sistema deve essere immagazzinata, per riuscire a soddisfare il carico in condizioni di irraggiamento insufficiente (il sistema fotovoltaico genera energia nelle ore centrali della giornata, l'utenza la richiede anche nelle ore notturne). Si impiega quindi, nel caso di utenze isolate, un sistema di immagazzinamento dell'energia elettrica costituito da un banco di accumulatori ricaricabili, dimensionato in modo tale da garantire un'autonomia di funzionamento di 4-5 giorni. Al fine di evitare un eccessivo sovradimensionamento del generatore fotovoltaico e del sistema di accumulo, nei sistemi che richiedono un elevato grado di autonomia, si ricorre all'utilizzo di un generatore ausiliario.

Il modulo rappresenta il componente elementare di qualsiasi tipo di sistema fotovoltaico. Più moduli assemblati meccanicamente e elettricamente fra loro formano un pannello, ovvero una struttura rigida ancorabile al suolo o ad un edificio. Un insieme

di pannelli, collegati elettricamente in serie in modo da fornire la tensione richiesta, costituisce una stringa. Più stringhe collegate, generalmente in parallelo, per fornire la potenza richiesta, costituiscono il generatore

fotovoltaico (Figura 53). Un componente accessorio di moduli e pannelli è rappresentato dalla struttura di

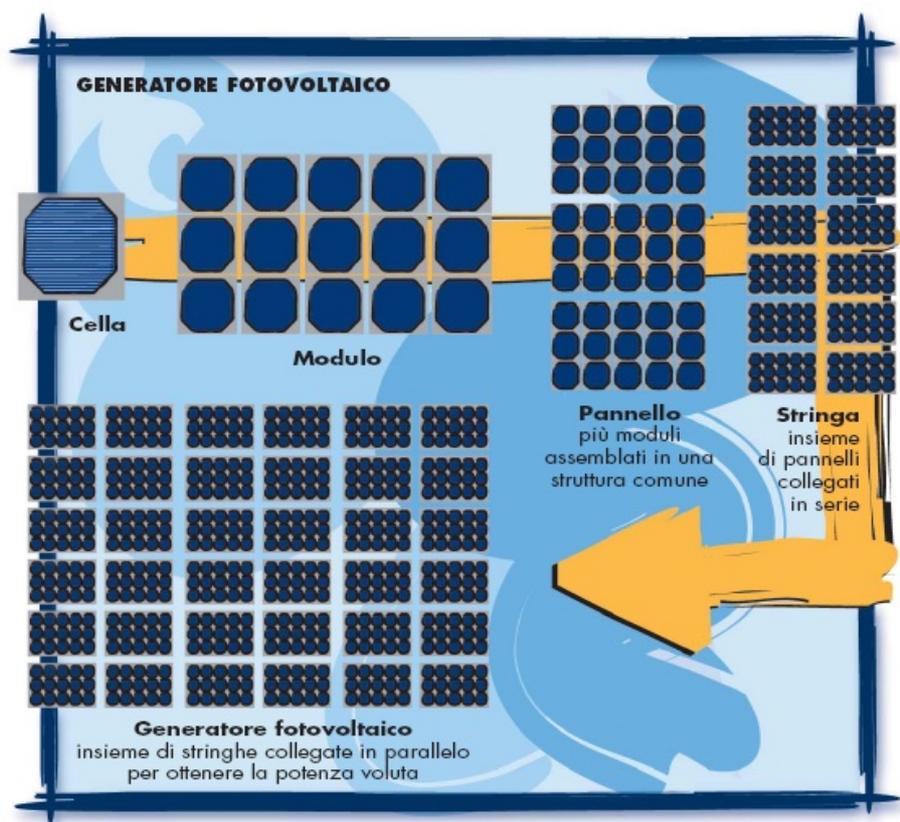


Figura 53: Costruzione del generatore fotovoltaico.

sostegno. Essa, generalmente orientata verso sud, sarà progettata in modo da

rispondere ad esigenze di basso costo ed alta affidabilità che ne garantiscano la durata. Una caratteristica non meno importante, quando le specifiche di progetto la richiedano, soprattutto per gli impianti di medie grandi dimensioni, è quella rappresentata dalla possibilità di variare periodicamente l'inclinazione, al fine di permettere la captazione ottimale della radiazione solare. In queste condizioni si ottiene un aumento della producibilità degli impianti paria a circa il 30%.

## 5.8 Il posizionamento dei pannelli.

I pannelli solari se non correttamente posizionati in relazione al miglior irraggiamento possibile possono avere una perdita di efficienza tale da vanificarne l'installazione. Questo obbliga il progettista a tener ben presenti tre parametri fondamentali: l'angolo di inclinazione, l'orientamento e l'ombreggiamento.

### 5.8.1 L'inclinazione dei pannelli.

Si definisce inclinazione di un pannello fotovoltaico l'angolo minore che esso forma con il piano orizzontale. Sono diversi gli aspetti da tenere in considerazione nella determinazione della inclinazione ottimale. Non può essere data una singola soluzione generale. Ogni pannello, di qualsiasi tipo si tratti, sarà più sensibile e avrà un rendimento maggiore quando i raggi solari lo colpiscono in maniera perpendicolare al piano. Questo, perché secondo la legge di Lambert l'energia di una radiazione è proporzionale all'angolo incidente. Perciò, quando un pannello sarà posto in posizione orizzontale (Figura 54a), sarà molto più sensibile alle radiazioni che provengono in verticale. Di conseguenza, avrà un rendimento maggiore quando il sole sarà alto nel cielo, come avviene nei periodi estivi, ma avrà un rendimento molto basso in inverno quando la domanda di energia è in genere più alta. Quando un pannello fotovoltaico è posto in verticale (Figura 54b), si potrà scegliere anche un orientamento del pannello: se posizionarlo che guardi verso sud, est, ovest o nord. In ogni modo, un pannello posizionato in verticale sarà più sensibile alle radiazioni orizzontali e perciò

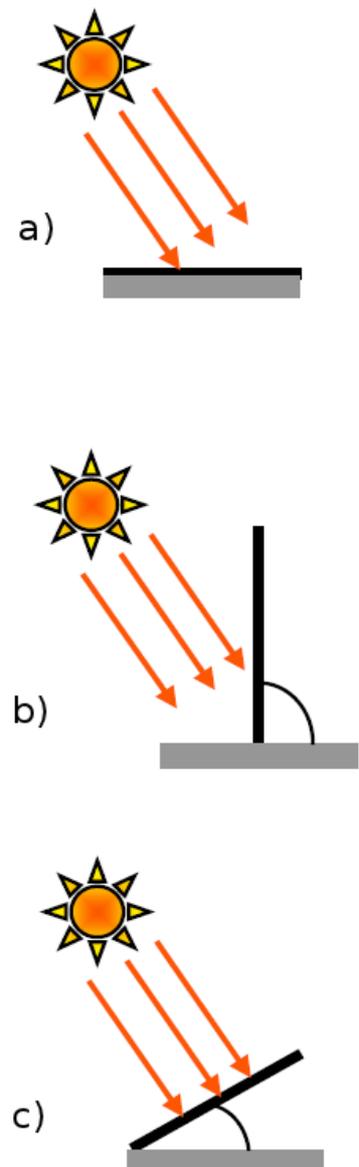


Figura 54: Inclinazione del pannello.

avrà un maggiore rendimento in inverno, quando il sole si presenta più basso sull'orizzonte. Durante la stagione estiva, invece, avrà un rendimento più basso, nonostante l'apporto di energia da parte del sole sia molto maggiore. In genere, si cerca un equilibrio tra quello che è il piano orizzontale e quello verticale così da cercare di riunire in una certa misura i vantaggi delle due possibilità di installazione (Figura 54c).

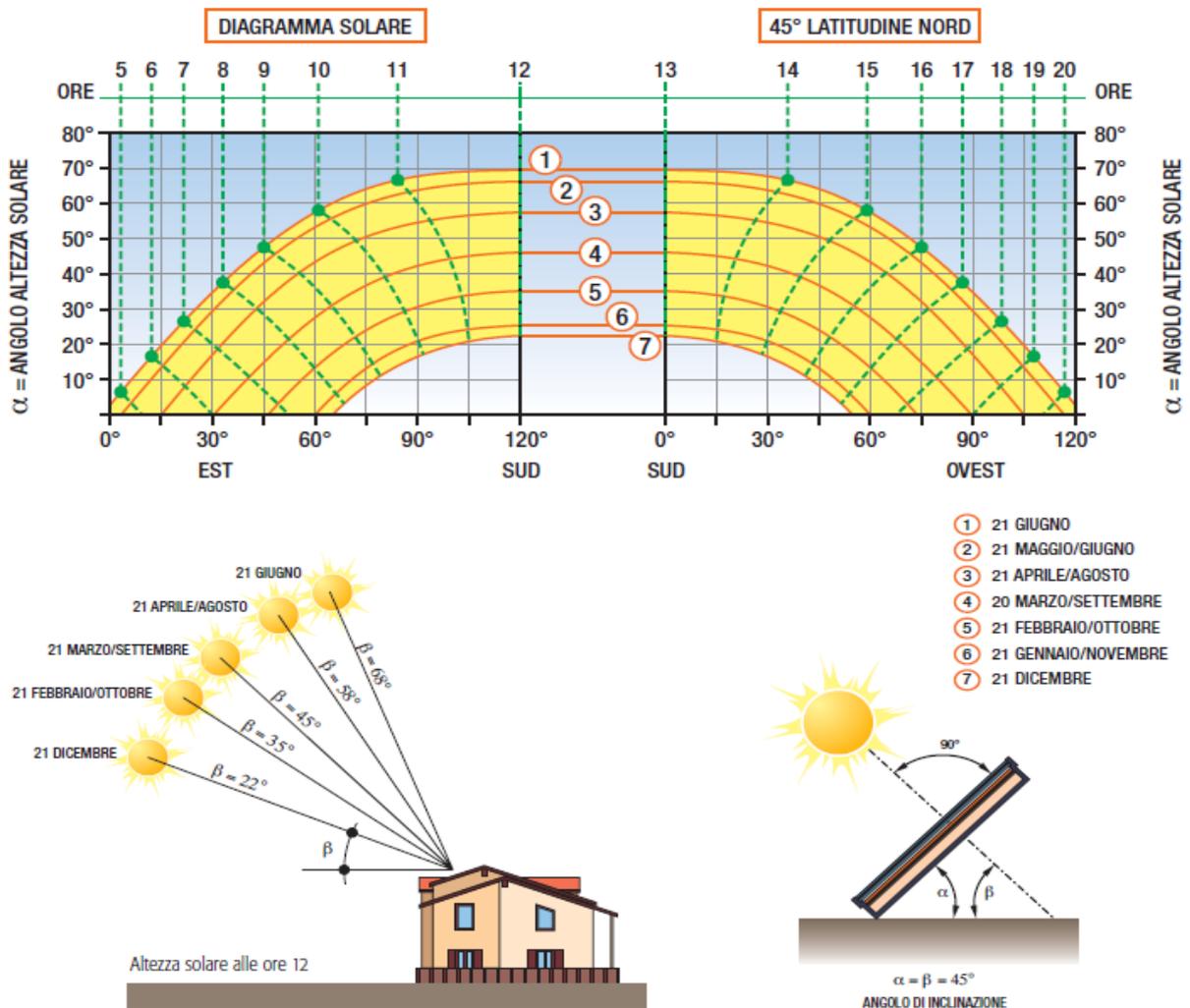


Figura 55: Il sole compie durante il giorno un percorso da est a ovest con un'altezza che varia durante tutto l'arco dell'anno. anche se la teoria ci suggerisce che la migliore esposizione di un pannello la si ha con angoli perpendicolari ai raggi solari, risulta impossibile stabilire un angolo di inclinazione ideale per ogni stagione. Dovranno, quindi, essere fatte delle precise scelte progettuali per ottenere il massimo rendimento energetico possibile durante tutto l'anno oppure durante il periodo di utilizzo stabilito con l'utente. La figura mostra con chiarezza gli angoli ( $\beta$ ) di incidenza al suolo dei raggi solari (e di conseguenza l'inclinazione ( $\alpha$ ) dei pannelli) durante tutto l'anno.

La scelta dell'angolo va fatta pensando alle caratteristiche specifiche del pannello e alla latitudine della località scelta per l'installazione (Figura 55 e Figura 56). Spesso, anche la struttura fisica del luogo dove il pannello verrà montato assume un ruolo decisivo durante la scelta dell'angolo e del posizionamento del pannello. L'inclinazione scelta più di frequente alle nostre latitudini si aggira intorno ai 30°-40° (Figura 57).

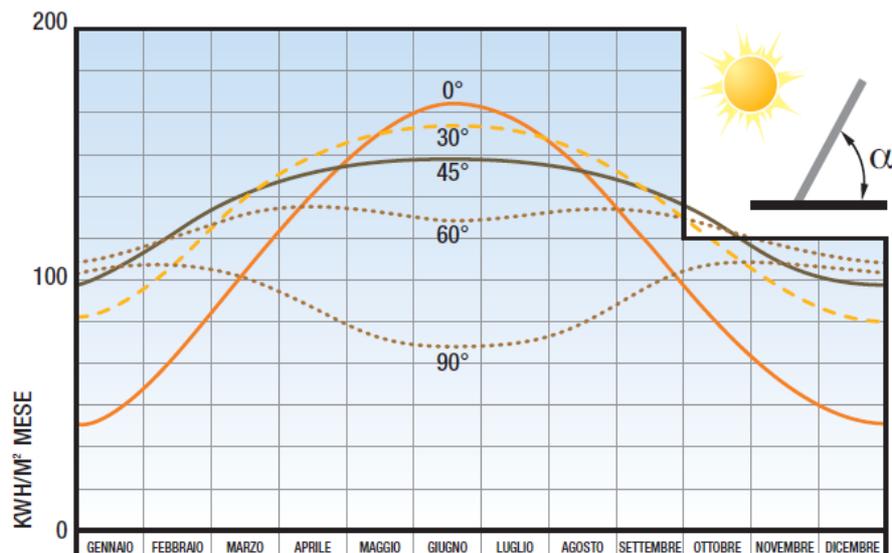


Figura 56: Per impianti progettati al fine di offrire la massima copertura nel periodo caldo dell'anno, l'angolo di inclinazione dovrà essere molto basso in quanto l'orizzonte del sole in estate è più alto. Angoli tra i 15° e i 30° possono rappresentare la migliore scelta progettuale. Per un uso continuativo durante tutto l'anno la scelta dovrà essere per inclinazioni tra i 30° ed i 40°. Per latitudini molto a nord può addirittura essere conveniente il posizionamento verticale dei pannelli.

Inclinazione	0°	5°	15°	25°	30°	35°	40°	45°	55°	65°	75°	85°	90°
	kWh/m <sup>2</sup>												
Gennaio	42	46.7	55.2	62.6	65.8	68.5	70.9	72.8	75.4	76.1	74.9	72	69.9
Febbraio	55.9	60.1	67.6	73.7	76.1	78.1	79.7	80.7	81.5	80.5	77.5	72.9	69.9
Marzo	91.9	96.3	103.6	108.7	110.4	111.5	112	111.9	109.8	105.4	98.7	90.1	85
Aprile	105	107.1	109.9	110.5	110.1	109.1	107.6	105.6	100.1	92.9	84.1	74.1	68.7
Maggio	135	136.3	137	135.1	133.2	130.7	127.7	124.1	115.2	104.6	92.6	79.4	72.7
Giugno	162	162.9	162.4	158.5	155.6	151.9	147.4	142.2	130.2	116.1	100.4	83.7	75.4
Luglio	180.9	182.7	183.4	180.1	177	173.2	168.4	162.7	148.8	132.6	113.9	94.3	83.9
Agosto	160	164	169.1	170.4	169.6	167.8	165	161.3	151.6	138.6	122.5	104.5	94.8
Settembre	110.9	115.8	123.7	128.8	130.3	131.1	131.1	130.3	126.6	120.1	110.9	99.4	92.8
Ottobre	67	70.8	77.4	82.4	84.2	85.6	86.6	87	86.6	84.2	80.1	74.3	70.9
Novembre	43	46.8	53.8	59.6	62	64.1	65.8	67.1	68.6	68.6	66.9	63.7	61.6
Dicembre	35	39.3	47.2	54	57	59.6	61.9	63.8	66.4	67.4	66.8	64.5	62.8
Anno	1188.6	1228.8	1290.2	1324.4	1331.2	1331.1	1323.9	1309.6	1261	1187.1	1089.4	972.8	908.3
Δ risp. optimum	-10.7%	-7.7%	-3.1%	-0.5%	0.0%	0.0%	-0.5%	-1.6%	-5.3%	-10.8%	-18.2%	-26.9%	-31.8%

Figura 57: Rendimenti energetici in funzione dell'inclinazione del pannello fotovoltaico.

## 5.8.2 Ombreggiamento.

Fondamentalmente si distinguono due tipi di ombra:

- l'ombra lontana corrispondente alla sparizione del sole dietro la linea dell'orizzonte. Si può supporre che a un dato istante, influenzi tutti i moduli insieme (funzionamento "tutto o niente");
- l'ombra vicina, gli ostacoli vicini spesso danno un'ombra solo su una parte dei moduli. Il suo trattamento necessita la ricostruzione molto precisa dell'area immediatamente circostante.

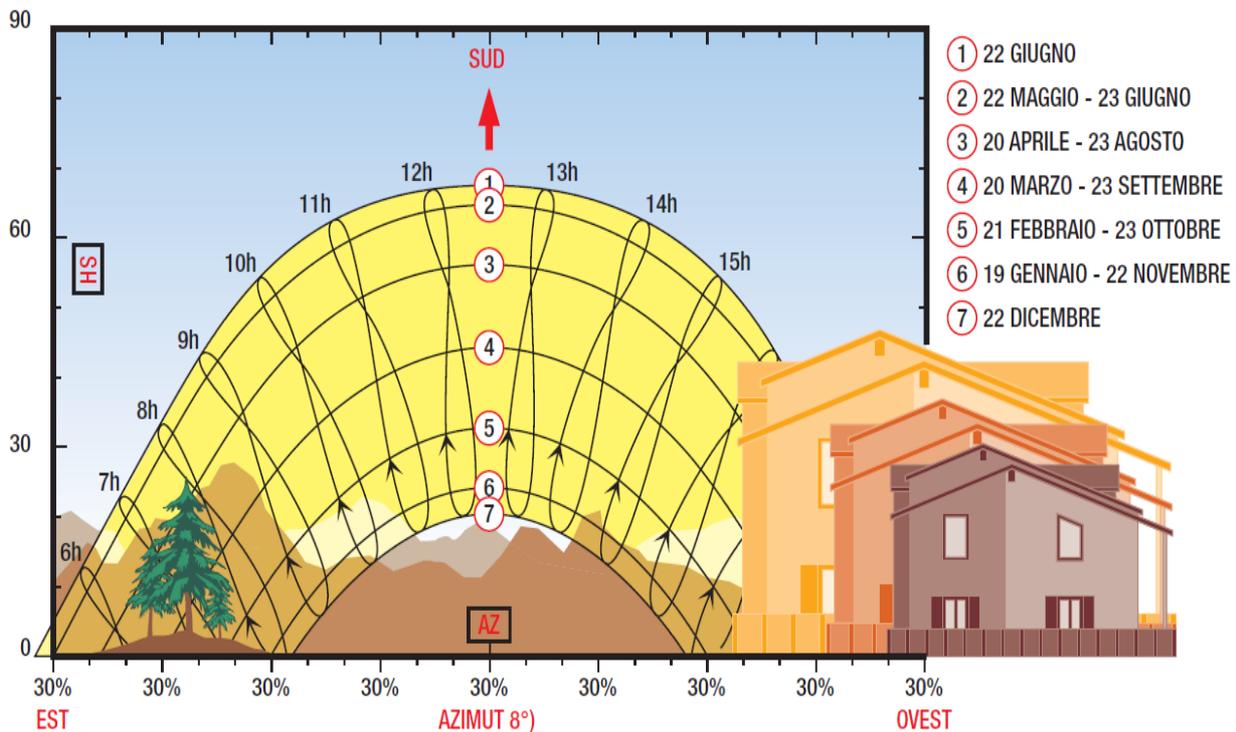


Figura 58: La curva dell'orizzonte deve essere rilevata sul terreno, misurando l'angolo di elevazione dell'orizzonte per differenti azimuth. Queste misure possono essere riportate sul diagramma altezza/azimuth come illustrato in figura che mostra un esempio di un profilo tipico dell'orizzonte in un ambiente di montagna.

## 5.8.3 Orientamento dei pannelli.

Per orientamento di un sistema solare si intende la direzione verso la quale il pannello "guarda". Come riferimento a zero gradi è il sud. Se il pannello sarà rivolto più verso ovest si avrà un angolo positivo, se verso est si avrà un angolo negativo (Figura 59). La scelta di un orientamento per un pannello solare ha senso solo in caso di pannello inclinato o verticale.

Per la scelta del posizionamento e della inclinazione del pannello si può affermare che tanto più la disponibilità di energia solare coincide nel tempo con il fabbisogno di energia, tanto più sarà la resa dell'impianto. Perciò la domanda di energia può influenzare la scelta

dell'orientamento ottimale.

Se per esempio la domanda di energia al mattino è più bassa che nel pomeriggio, un orientamento verso il sole pomeridiano a sud-ovest può essere più vantaggioso. Inoltre, bisogna tenere presente anche l'esistenza di eventuali ostacoli: come montagne, edifici vicini, ... essi possono oscurare per parte della giornata il pannello provocandone una forte diminuzione del rendimento. Se per esempio un grosso palazzo nelle vicinanze oscura il sole del tardo pomeriggio, può rivelarsi molto profittevole inclinare i pannelli verso sud-est. Se il piano del pannello non è rivolto esattamente a sud, la quantità di energia utile si riduce, anche se solo leggermente fino ad un angolo di 30° verso est o ovest. Dai 30° in poi l'efficacia di un pannello solare può essere notevolmente ridotta (Figura 61). Scopo fondamentale della analisi della radiazione solare ai fini della progettazione dei sistemi fotovoltaici è

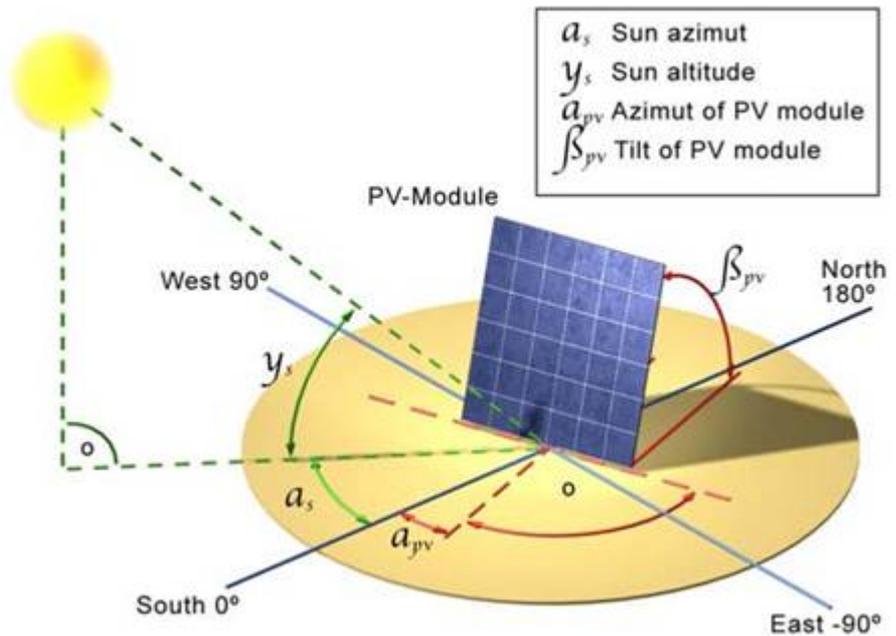


Figura 59: Orientamento di un pannello fotovoltaico.

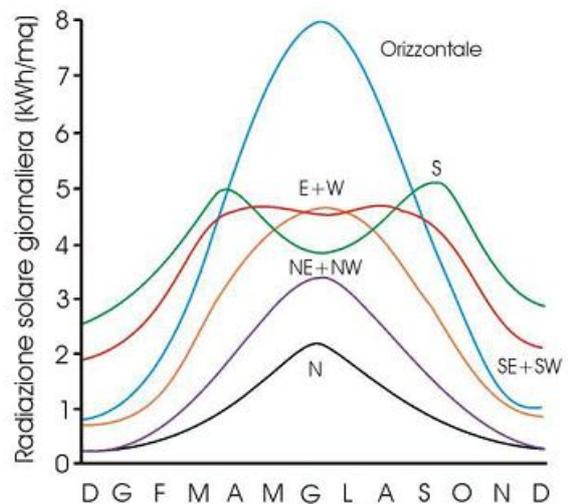


Figura 60: Andamento della radiazione solare media giornaliera durante tutto l'anno su un pannello fotovoltaico orizzontale e su un pannello solare verticale orientato verso i quattro punti cardinali.

di determinare:

- le modalità ottimali di orientamento dei pannelli: angolo di inclinazione  $\beta$  e di orientazione  $\gamma$  della superficie;
- predisporre una accurata analisi di producibilità dell'impianto.

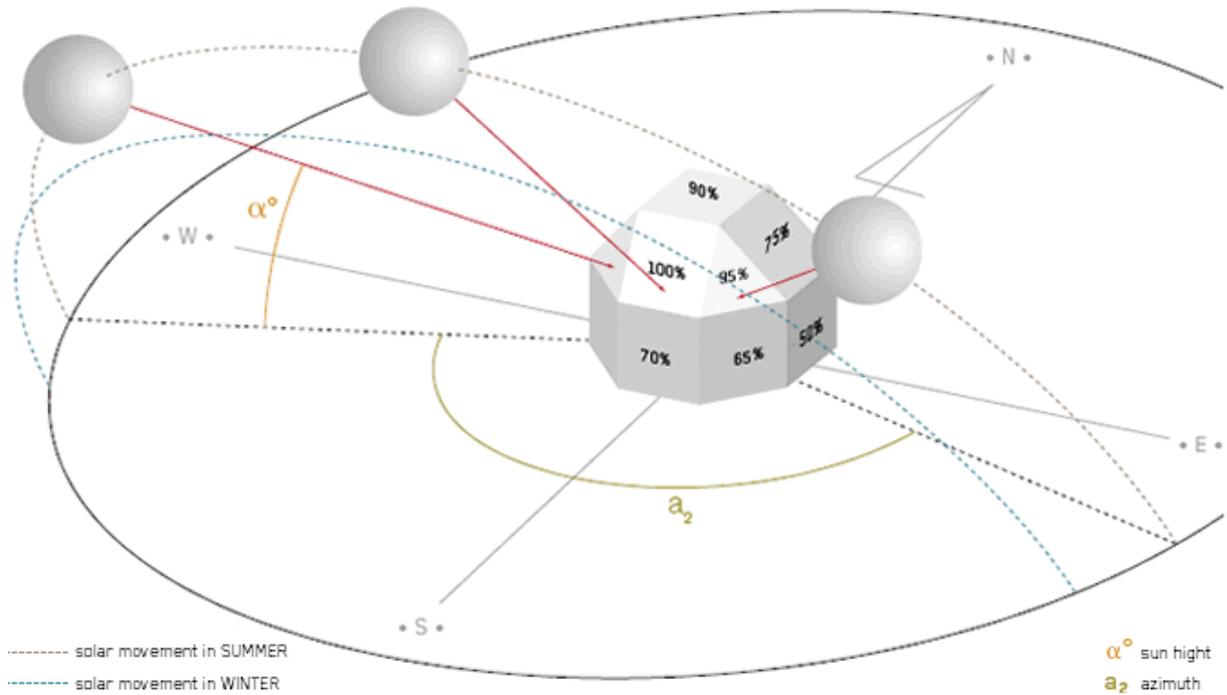


Figura 61: Energia media annua per diverse superfici a diverse inclinazioni. Come si può ben vedere la massima energia si ha per un pannello inclinato a circa  $30^\circ$  verso sud.

## Capitolo 6 - Il Lidar.

### 6.1 Introduzione.

Il Lidar (Laser Image Detection and Ranging o Light Detection and Ranging) è una tecnica di telerilevamento che permette di determinare la distanza di un oggetto o di una superficie utilizzando un impulso laser, oltre a determinare la concentrazione di specie chimiche nell'atmosfera. Come per il radar, che al posto della luce utilizza onde radio, la distanza dell'oggetto è determinata misurando il tempo trascorso fra l'emissione dell'impulso e la ricezione del segnale retrodiffuso. La sorgente di un sistema Lidar è un laser, ovvero un fascio coerente di luce ad una ben precisa lunghezza d'onda, che viene inviato verso il sistema da osservare.

### 6.2 La radiazione elettromagnetica.

Per poter spiegare come funziona un Lidar è necessario introdurre un'ulteriore concetto, ossia quello di radiazione elettromagnetica. La radiazione elettromagnetica può essere concettualizzata, a seconda delle sue manifestazioni<sup>19</sup>, in due modi:

- come onde di energia elettrica e magnetica (Figura 62): più lunga è la lunghezza d'onda, minore è la sua frequenza; minore è la lunghezza d'onda, maggiore è la sua frequenza (modello

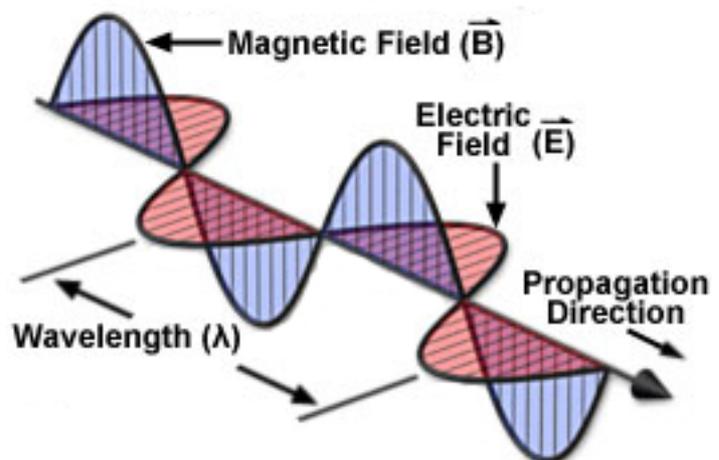


Figura 62: Modello ondulatorio della radiazione elettromagnetica.

<sup>19</sup> Questo significa che la si può studiare scegliendo una delle due forme o entrambe.

ondulatorio);

- come particelle elementari a massa nulla, chiamate fotoni, che viaggiano con una certa energia e quantità di moto (modello corpuscolare).

Entrambi questi modelli sono utilizzati nello studio della tecnologia Lidar.

L'energia elettromagnetica è continuamente emessa da qualsiasi oggetto la cui temperatura è al di sopra dello zero assoluto ( $-273\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Essa è funzione della temperatura e delle caratteristiche fisiche del corpo. Nel vuoto, l'energia elettromagnetica si propaga a velocità costante di circa  $300000\text{ km/s}$  (velocità della luce). L'energia elettromagnetica è influenzata dalla materia e quando incontra un corpo può essere assorbita, diffusa, riflessa o trasmessa (Figura 63).

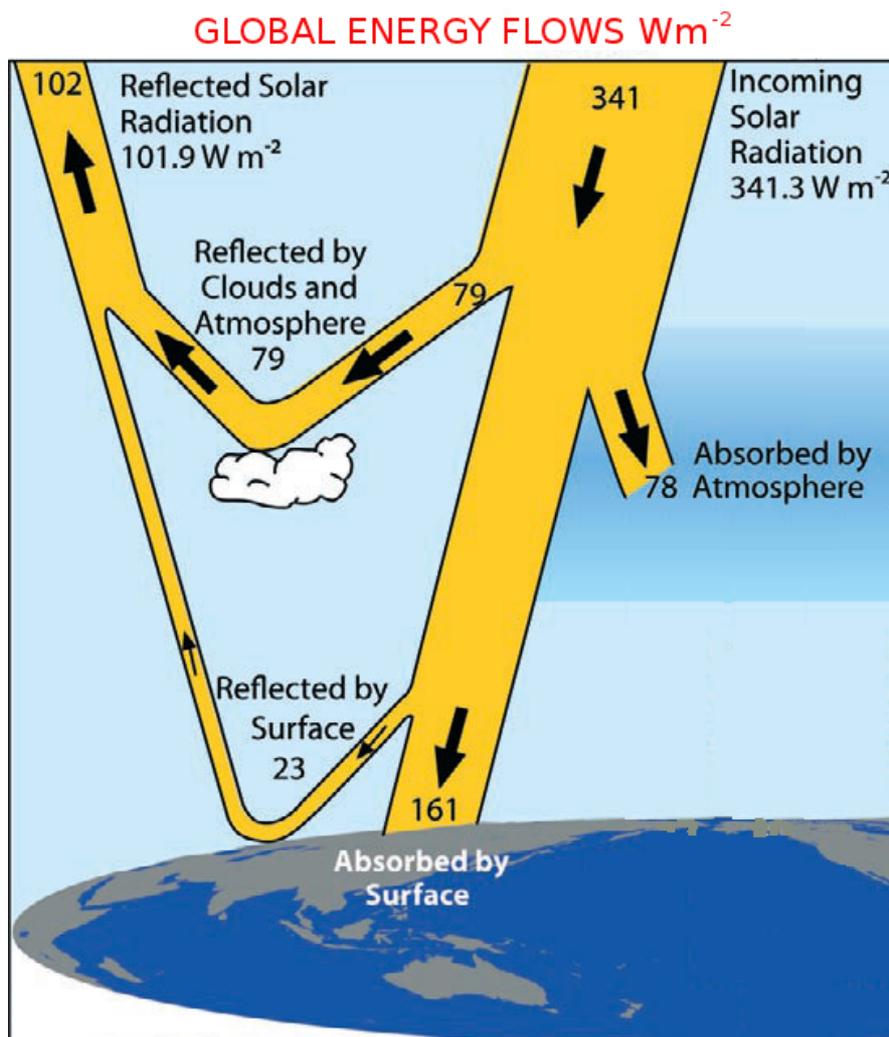


Figura 63: Bilancio energetico della radiazione solare che raggiunge il nostro pianeta.

L'energia elettromagnetica, vista come fenomeno ondulatorio, viene caratterizzata dalla lunghezza d'onda<sup>20</sup>. La discriminazione sulla base delle

<sup>20</sup> La lunghezza d'onda di un'onda periodica è la distanza tra due *creste* o fra due *ventri* della sua

lunghezze d'onda rappresentata su un grafico prende il nome di spettro della radiazione elettromagnetica (Figura 64). Lo spettro viene diviso in regioni, chiamate bande, distinguendo in tal modo l'energia elettromagnetica in maniera funzionale ai suoi effetti e al suo utilizzo. I sensori per telerilevamento possono essere costruiti in modo tale da percepire energia elettromagnetica con lunghezza d'onda corrispondente a varie parti dello spettro.

## THE ELECTROMAGNETIC SPECTRUM

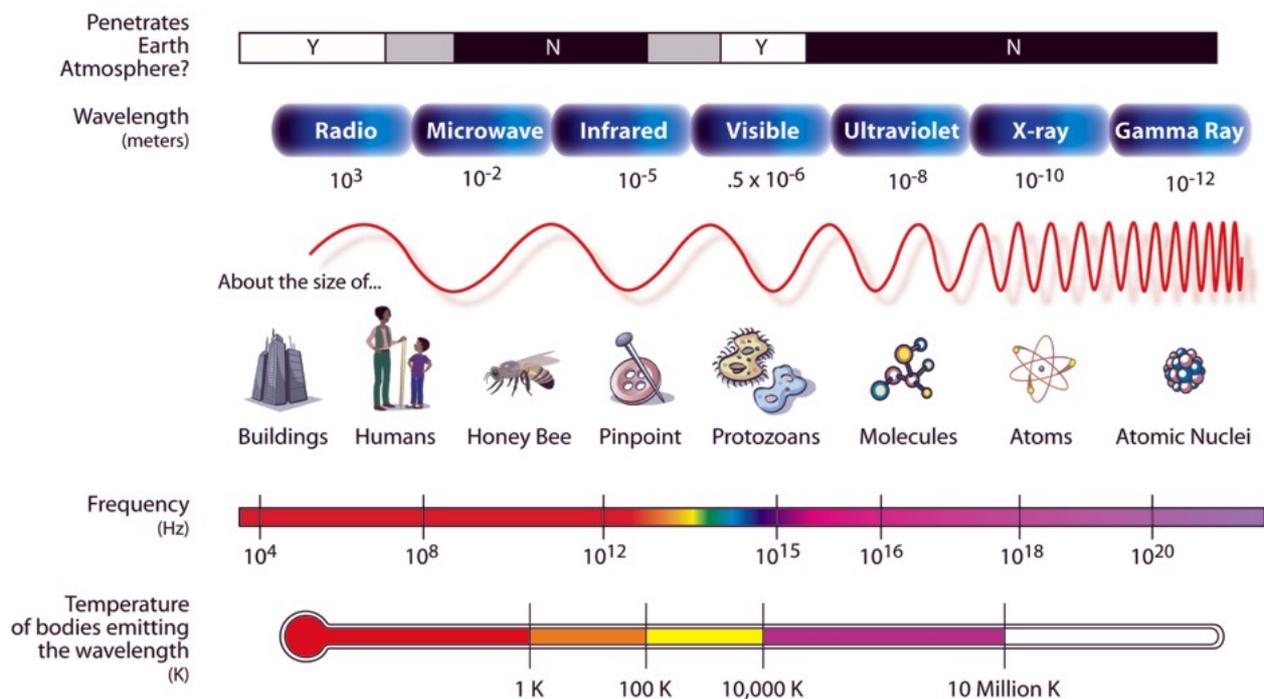


Figura 64: Lo spettro elettromagnetico.

La lunghezza d'onda solitamente scelta per la mappatura a fini topografici mediante sistemi laser aerotrasportati è di 1064 nanometri, che si trova nella banda del vicino infrarosso dello spettro elettromagnetico (Figura 65).

Dal punto di vista del telerilevamento, la sorgente di energia elettromagnetica per eccellenza è il sole. Il sole presenta il massimo di emissione di energia elettromagnetica proprio in corrispondenza della banda del visibile. Tale energia viaggia nello spazio fino ad incontrare la superficie della terra; qui viene, in parte, riflessa e successivamente raccolta da sensori montati su aereo o satellite. In tale contesto, l'atmosfera gioca un ruolo fondamentale, alterando e bloccando le radiazioni, ostacolando in tal modo l'attività di interesse.

forma d'onda.

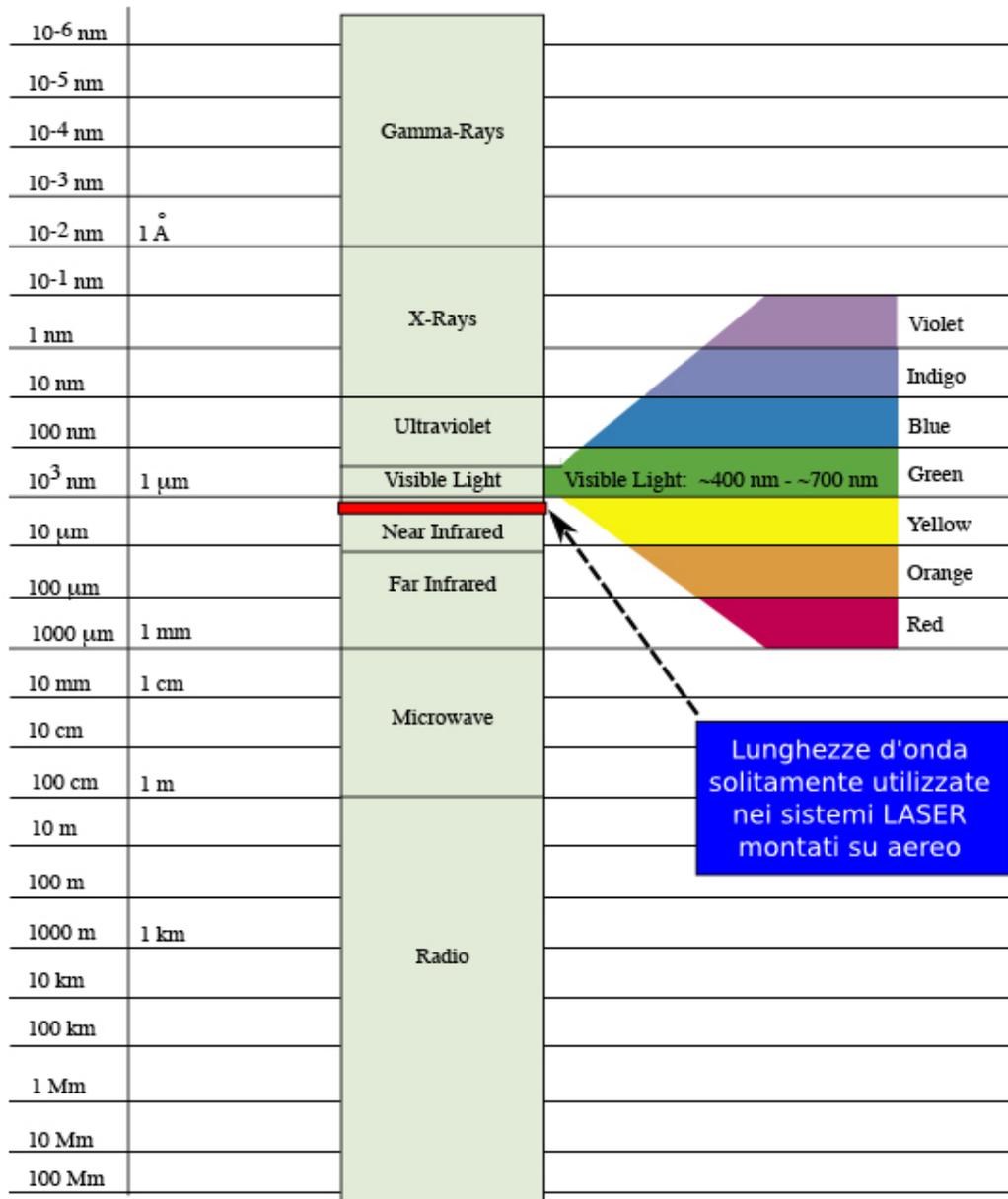


Figura 65: Lunghezze d'onda utilizzate nei sistemi LASER su aereo.

L'atmosfera, tramite le particelle che la compongono, produce fenomeni di diffusione e di assorbimento. Tale iterazione dipende dal rapporto tra la lunghezza d'onda della radiazione incidente e il diametro delle particelle. L'energia elettromagnetica con determinate lunghezze d'onda viene quasi completamente bloccata dall'atmosfera<sup>21</sup>. Le porzioni dello spettro che lasciano passare in maniera significativa l'energia elettromagnetica ai fini del telerilevamento prendono il nome di finestre atmosferiche (Figura 66). È proprio

<sup>21</sup> Pensiamo, ad esempio, allo scudo protettivo esercitato dall'ozono presente negli strati alti dell'atmosfera nei confronti dei raggi ultravioletti.

in corrispondenza delle finestre atmosferiche che vengono progettati i sensori che vanno ad equipaggiare aerei e satelliti per il telerilevamento.

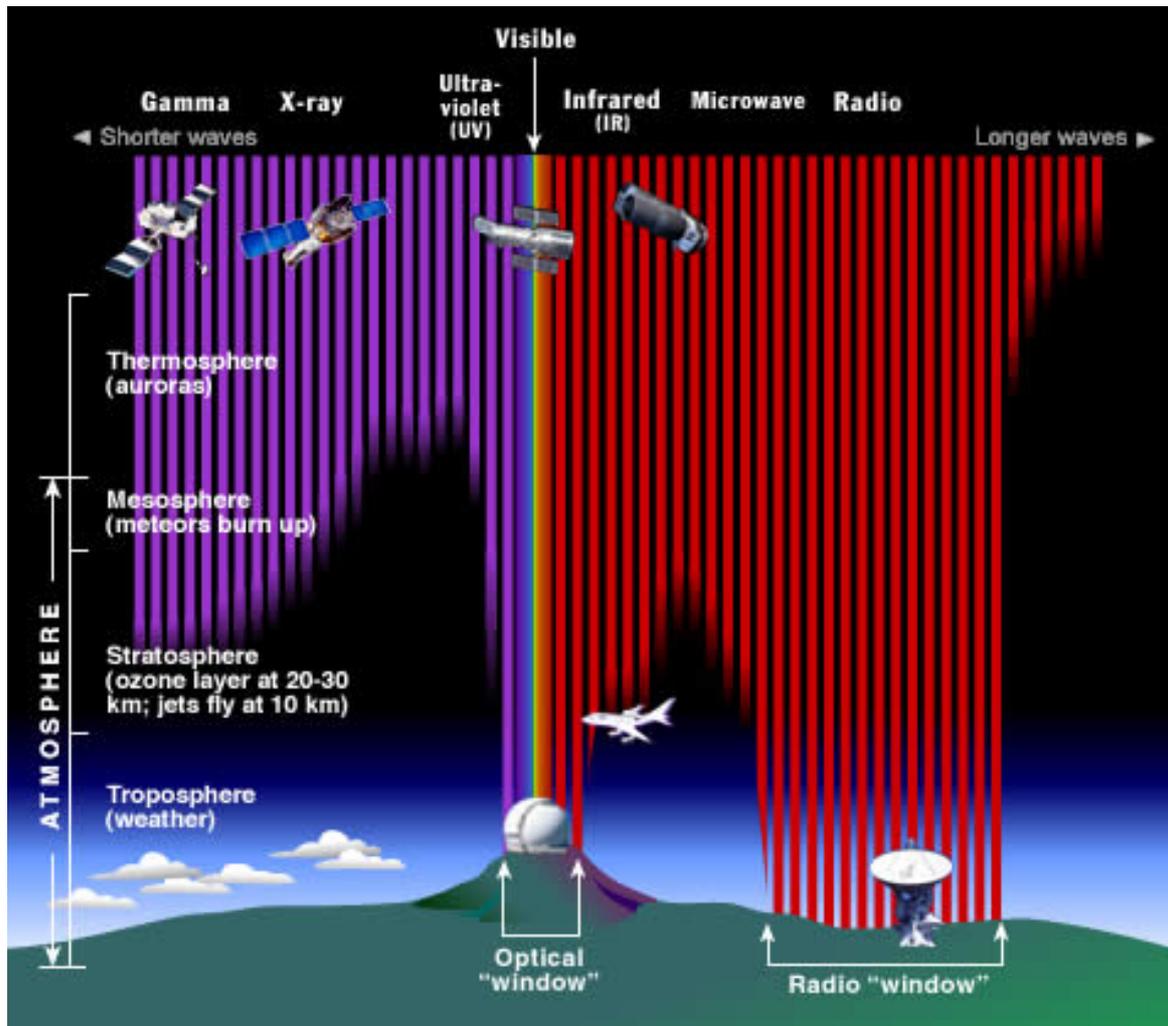


Figura 66: Interazione fra radiazione elettromagnetica ed atmosfera terrestre.

I sensori possono essere divisi in attivi o passivi (Figura 67). I sensori passivi sfruttano l'energia elettromagnetica emessa dal sole (che viene emessa o riflessa dagli oggetti). I sensori passivi registrano, quindi, la sola energia che è disponibile in natura. Di conseguenza, quelli che registrano l'energia riflessa dagli oggetti, possono operare solo quando il sole illumina la terra, e non durante la notte (non essendoci energia elettromagnetica riflessa disponibile). L'energia che viene naturalmente emessa (come quella dell'infrarosso termico) può essere registrata sia di giorno che di notte, purché la quantità di energia sia tale da poter essere misurata. I sensori attivi, invece, forniscono essi stessi la sorgente di energia per l'illuminazione: il sensore emette la radiazione verso l'oggetto che deve essere

osservato, per poi misurarne la relativa radiazione riflessa. I vantaggi dei sensori attivi comprendono la capacità di ottenere misure in ogni momento del giorno e in ogni stagione. Comunque i sistemi attivi richiedono la generazione di grandi quantità di energia per illuminare adeguatamente l'oggetto. Il Lidar è un sensore di tipo attivo.

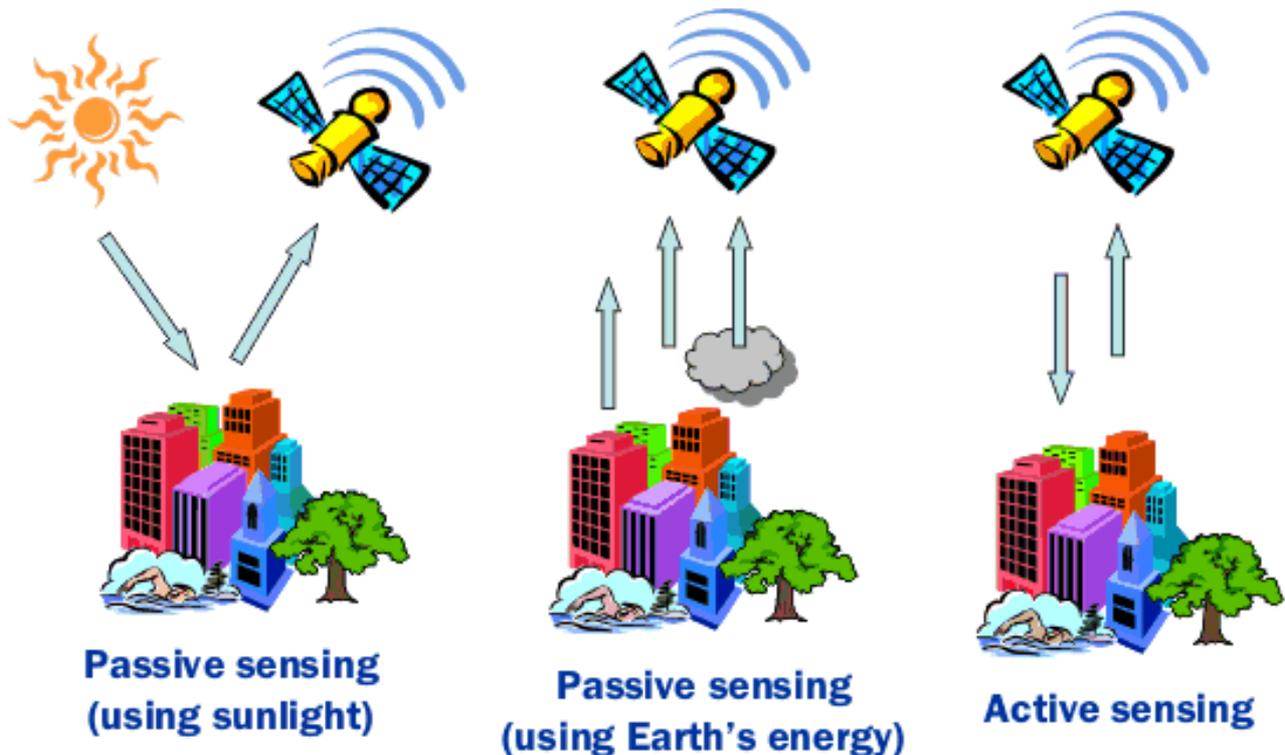


Figura 67: Sensori passivi ed attivi.

### 6.3 Il LASER (Light Amplification Stimulated Emission of Radiation).

Il principio fisico sul quale si basa il funzionamento del laser è quello dell'emissione stimolata, enunciato da A. Einstein nel 1917 e preso in considerazione, a livello applicativo, negli anni '50 nell'ambito della ricerca sugli orologi atomici.

Cominciamo, dunque, spiegando brevemente la differenza tra emissione di radiazioni spontanea e stimolata:

- nel caso di emissione spontanea il sistema in esame (un atomo ad esempio) può rimanere in uno stato energeticamente eccitato per un tempo più o meno lungo, a seconda della differenza di energia in gioco. Quando il sistema si diseccita e fa ritorno allo stato energetico fondamentale, l'energia persa viene rilasciata sotto forma di radiazione elettromagnetica (luce, ma non sempre). Tale radiazione in uscita potrà dirigersi in qualsiasi direzione;

- nella emissione stimolata, invece, il ritorno del sistema allo stato energetico iniziale viene provocato (stimolato) da un fotone incidente. Tuttavia, in questo caso, i fotoni in uscita sono orientati tutti nella stessa direzione dei fotoni che hanno provocato il diseccitamento. Inoltre, i fotoni in uscita sono tutti in fase tra loro (radiazione luminosa di tipo coerente). Ciò significa che tutte le creste delle loro onde sono allineate, così come le "conche" e questo porta all'amplificazione del fascio luminoso (Figura 68).

Dunque ricapitolando, i fotoni emessi per emissione stimolata presentano tre importanti caratteristiche:

- il fotone emesso è in fase con il fotone incidente;
- il fotone emesso ha la stessa lunghezza d'onda del fotone incidente;
- il fotone emesso viaggia nella stessa direzione del fotone incidente.



Figura 68: Radiazione luminosa incoerente e coerente.

Il principio di fondamentale su cui si basa il funzionamento del LASER è che, in un materiale, all'equilibrio termico ci sono moltissimi atomi nello stato fondamentale e pochi in quello eccitato. Se però, gli atomi vengono "pompati" nello stato eccitato fornendo loro energia, si ottiene quella che viene definita inversione di popolazione<sup>22</sup>. In questa situazione un fotone emesso, anche spontaneamente, nel sistema provoca il diseccitamento degli altri atomi eccitati, con conseguente emissione di altri fotoni (sempre tutti in fase e nella stessa direzione).

Dal punto di vista tecnico invece, un laser comune è costituito da un mezzo attivo e da una cavità (Figura 69). Il mezzo attivo è il materiale che emette i fotoni in fase, la cavità invece è una vera e propria cavità, composta, nella

<sup>22</sup> In fisica, e più specificamente in meccanica statistica, si parla di inversione di popolazione quando in un sistema costituito da un gruppo di corpi elementari (per esempio atomi, molecole o particelle) ci sono più corpi in stato eccitato che corpi negli stati di minore energia.

sua forma più semplice, da due specchi (di cui uno semi-riflettente, per permettere poi l'uscita del raggio LASER) che confinano il mezzo attivo. La funzione dei due specchi è quella di provocare, mediante riflessioni, numerosissimi passaggi dei fotoni emessi attraverso il mezzo attivo, per provocare un aumento dell'intensità del fascio luminoso. Inoltre la lunghezza della cavità permette anche di selezionare la lunghezza d'onda dei fotoni emessi. In più i due specchi permettono di far sì che solo i fotoni che si muovono orizzontalmente rispetto alla cavità possano subire riflessioni, e quindi amplificazione. Tutti gli altri si annullano, con l'ottenimento di un raggio altamente focalizzato<sup>23</sup>.

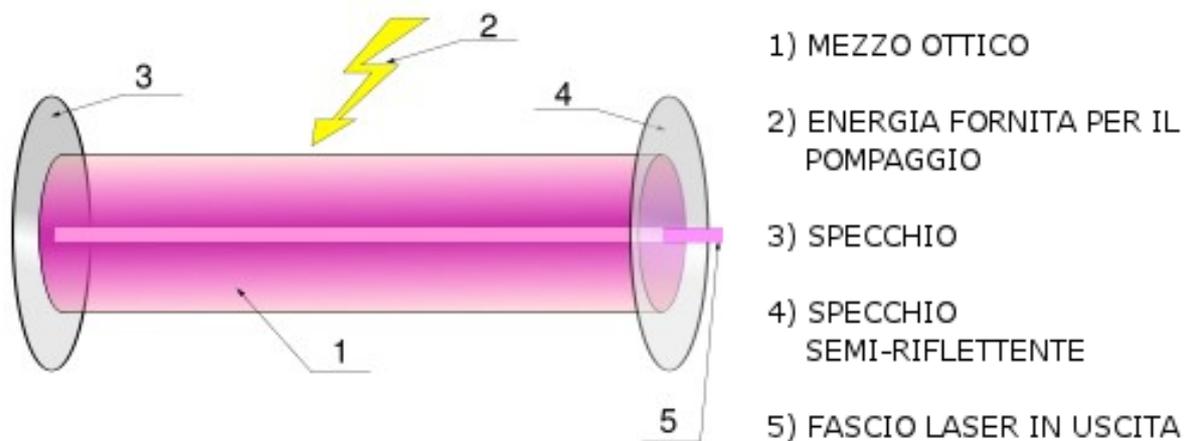


Figura 69: Schema funzionale di un LASER.

## 6.4 Il Lidar.

Il principio che sta alla base di un sistema Lidar è davvero molto semplice: illuminare con un fascio di luce molto piccolo una superficie e misurare il tempo che esso impiega per tornare alla sua sorgente. È un po' come quando illuminiamo con una torcia elettrica una superficie, quello che si vede, in realtà, è quella parte della luce riflessa che riesce ad arrivare sulla nostra retina. La luce viaggia molto veloce, circa 300.000 chilometri al secondo, e per questo motivo il ritorno della luce riflessa ci appare istantaneo. Naturalmente, non è così! Le attrezzature necessarie per misurare questo tempo infinitesimale devono operare a frequenze estremamente elevate. Solo grazie ai progressi della moderna tecnologia informatica ciò è diventato possibile.

Nel Lidar topografico l'impulso elettrico prodotto da un generatore crea un raggio di luce infrarossa (lunghezza d'onda  $\lambda = 1064 \text{ nm}$ ), con una divergenza

<sup>23</sup> Al punto da potersi considerare perfettamente rettilineo. Il suo diametro è nell'ordine del millesimo di millimetro.

variabile a seconda della qualità dello strumento; il segnale riflesso dall'elemento colpito viene captato da un fotodiodo ricevitore che genera un segnale elettrico di ricezione. Il Lidar, o volendo essere più precisi il telemetro<sup>24</sup>, misura il tempo  $\Delta t$ , denominato tempo di volo, impiegato dall'impulso laser a percorrere il tragitto di andata e ritorno. Il tempo di volo è misurato tramite un orologio con una frequenza stabilizzata al quarzo. La distanza di presa (D) è una funzione del tempo di volo  $\Delta t$ :

$$D = \frac{(\Delta t * c)}{2}$$

dove c rappresenta la velocità di propagazione del segnale e, quindi, in questo caso, la velocità della luce ( $3 \times 10^8$  m/s).

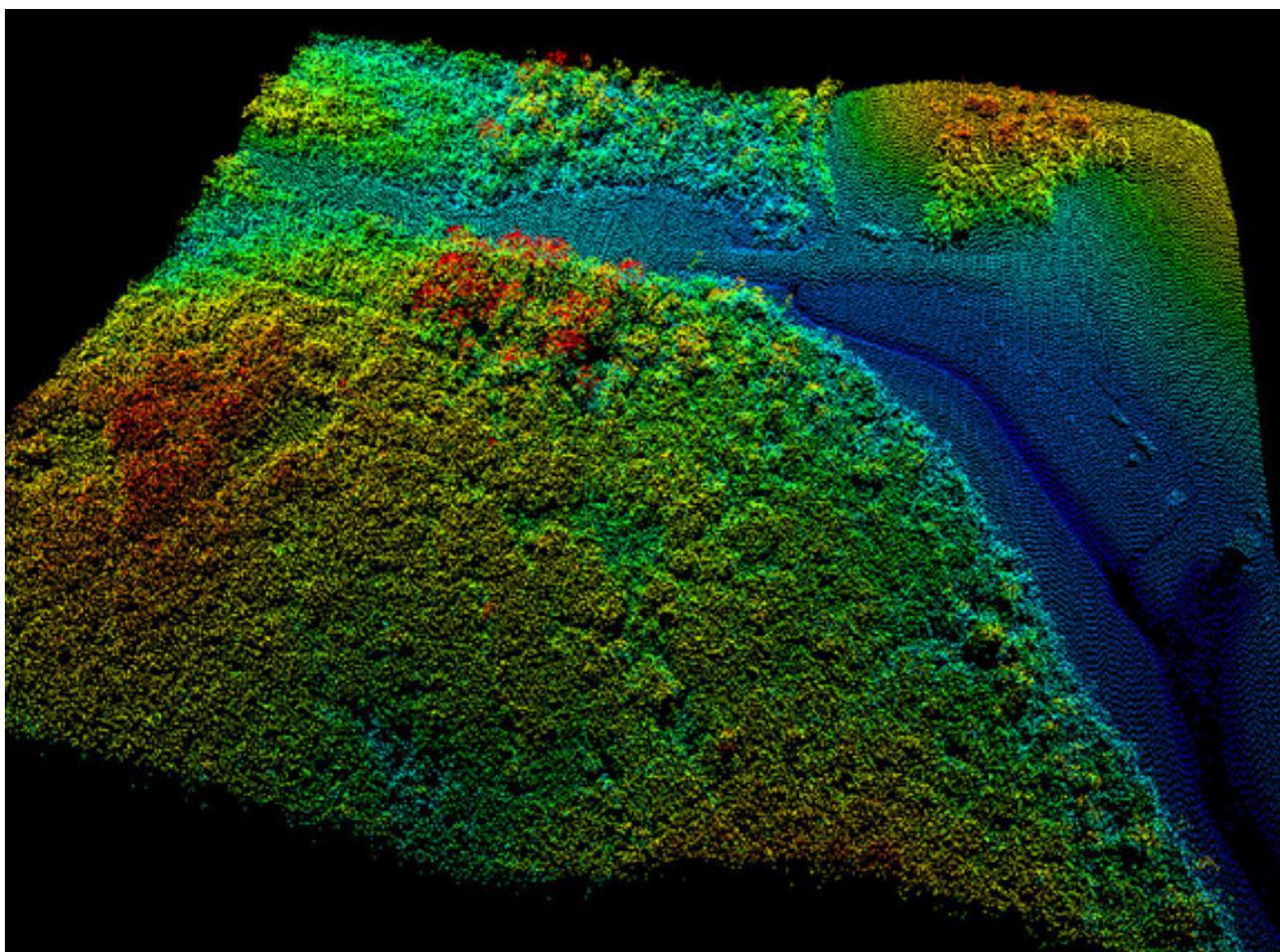
Il risultato fondamentale di un rilievo Lidar è la restituzione delle coordinate x, y, z di ogni misura. Per calcolare le coordinate dei punti colpiti, oltre alla distanza fra il velivolo ed il punto a terra, è necessario conoscere anche la posizione e l'assetto del velivolo in ogni istante. A questo scopo sono integrati nel sistema Lidar aerotrasportato un sistema inerziale (INS/IMU) che determina l'assetto del velivolo rilevando i tre gradi di libertà dovuti a rollio, beccheggio e deriva ed un GPS che determina la posizione assoluta del telemetro rispetto al sistema di coordinate di riferimento. Una volta determinati mediante i sensori GPS ed INS/IMU le coordinate del telemetro e l'orientamento della retta normale all'aereo, è possibile ricavare l'equazione della retta passante per il sensore montato sull'aereo ed il punto colpito dall'impulso laser. La conoscenza della distanza fra i due punti consente, infine, di ricavare le coordinate x, y, z del punto bersaglio. Alcuni strumenti misurano, oltre al tempo di volo necessario per determinare la posizione del punto colpito, l'intensità del segnale di ritorno. L'intensità laser è un'informazione particolarmente interessante in quanto rispecchia direttamente le caratteristiche fisiche di riflettanza delle superfici colpite.

Una delle caratteristiche di maggior delicatezza della tecnologia Lidar è la dimensione variabile dell'impronta a terra del raggio laser. La dimensione dell'impronta del raggio laser può variare da circa 0.1 m a 2 m ed è proporzionale all'altitudine e all'apertura angolare del sensore e consente di generare echi multipli: ad esempio, quando un raggio incontra la chioma di un albero, una parte del segnale viene riflessa, mentre la rimanente prosegue fino a terra per essere riflessa successivamente. Le riflessioni multiple aumentano notevolmente la probabilità che, anche in zone boscate, una parte dei raggi raggiunga il terreno determinando la quota dei punti a terra. Esse infatti vengono registrate dal ricevitore in tempi diversi consentendo già una prima

---

<sup>24</sup> Il telemetro è uno strumento, originariamente ottico, capace di misurare la distanza fra l'utilizzatore e un qualsiasi punto del campo visivo. Attualmente il sistema di funzionamento è piuttosto vario, esistono telemetri ottici, ad ultrasuoni e laser.

discriminazione in fase di registrazione: il primo eco di ritorno (first pulse) corrisponderà al primo oggetto incontrato (ad es. chioma di un albero) mentre l'ultimo (last pulse) è riconducibile alla quota del terreno sotto copertura (Figura 70). Mediante opportune operazioni di post-processamento basate sull'utilizzo di algoritmi di filtraggio della nuvola di punti rilevati in origine (raw data), che contiene, quindi, dati relativi ad eventuale vegetazione, edifici, veicoli, cavi di linee elettriche, etc., è possibile derivare mediante la scelta di un opportuno metodo di interpolazione il Modello Digitale del Terreno (DTM) costituito dalle quote dei soli punti a terra. Si parla, invece, di Modello Digitale delle Superfici (DSM) nel caso di un modello digitale costruito a partire dai dati Lidar non filtrati.



*Figura 70: Un'esempio di un Lidar Point Cloud di 2 x 1 km.*

#### **6.4.1 Un po' di storia.**

Il telerilevamento basato sulla tecnologia LASER ha il suo inizio negli anni '70 come frutto degli sforzi, da parte della NASA, per la realizzazione di prototipi utilizzabili in volo al fine di una loro eventuale implementazione come sensori

su piattaforme spaziali. Questi sforzi sono stati in gran parte finalizzati alla misurazione delle proprietà della atmosfera, delle acque degli oceani, della copertura forestale e dei ghiacciai e non per finalità topografiche. Questi usi scientifici della tecnologia Lidar hanno continuato ad evolversi nel corso del tempo. Alcuni esperimenti condotti presso l'università di Stoccarda avevano evidenziato l'elevata precisione geometrica dei sistemi laser profiler<sup>25</sup>, tuttavia, in quel momento (metà degli anni '80) la mancanza di una soluzione commerciale GPS/IMU<sup>26</sup> affidabile per il posizionamento del sensore rappresentava un ostacolo significativo per qualsiasi ulteriore sviluppo.

La domanda sempre più crescente di sistemi GPS/IMU da utilizzare nella fotogrammetria aerea, ha stimolato il rapido sviluppo di queste tecnologie per la georeferenziazione diretta. Le aziende che producevano apparecchiature GPS per il rilievo topografico a terra, svilupparono nuove soluzioni GPS cinematico adatte alle piattaforme aeree. Intanto la costellazione GPS raggiunse la sua configurazione completa fornendo la copertura necessaria per operazioni di rilievo su ampia scala. Un'elevata precisione delle IMU venne raggiunta solo quando alcuni sistemi militari di guida missilistici furono declassificati. A metà degli anni '90 i produttori di laser scanner riuscivano già a consegnare sensori Lidar capaci di emettere da 2000 fino a 25000 impulsi al secondo per quei loro clienti che intendevano usarli per applicazioni di mappatura topografica.

Anche se ancora primitivi per gli standard odierni, questi strumenti già alla fine degli anni '90 erano abbastanza evoluti da confermare la convinzione crescente che la tecnologia Lidar fosse la "via del futuro". I sistemi Lidar di quel periodo erano in grado di fornire un set di dati incredibilmente denso, cosa impossibile da realizzare con un'indagine a terra o con la fotogrammetria. La comunità degli utilizzatori di dati geospaziali fu da subito estremamente interessata ai dati Lidar, non solo per la loro capacità di mappare molto bene la superficie terrestre nuda, ma anche per le sue potenzialità nell'estrazione di oggetti (come edifici e strade) e nella descrizione delle chiome delle foreste. Quando i primi dati Lidar furono introdotti sul mercato, i dati ad alta risoluzione erano generalmente prodotti utilizzando la fotogrammetria. Prodotti a risoluzione inferiore erano realizzati utilizzando i sistemi RADAR o con immagini stereo spaziali. La fotogrammetria è una tecnologia inferenziale, cioè,

<sup>25</sup> Misurano il profilo verticale di una grandezza.

<sup>26</sup> Un'unità di misura inerziale (nota anche come Inertial Measurement Unit, o IMU), è un sistema elettronico basato su sensori inerziali, come accelerometri e giroscopi. Trova applicazioni aeronautiche, nautiche e spaziali; essendo il principale componente sul quale si basano i sistemi di guida inerziali. Su un aeromobile per esempio, permettono di controllare e correggere le tre accelerazioni angolari di beccheggio, rollio e imbardata. L'uso integrato di GPS e IMU consente di ricostruire posizione e assetto del velivolo in ogni istante.

l'oggetto deve essere visto per poterlo cartografare. Il radar anche se molto efficiente nel rilievo di aree estese e unico nella sua capacità di penetrare la copertura nuvolosa, è costoso da mobilitare e richiede competenze molto specializzate per l'elaborazione dei dati e l'interpretazione. Il radar ha anche alcuni limiti nella misurazione dall'elevazione del terreno al di sotto della chioma delle foreste e mostra peculiari artefatti<sup>27</sup> in presenza di terreno molto ripido e dense aree urbane. La copertura a terra di un sensore Lidar è molto simile a quella di una fotocamera aerea tradizionale, per cui i metodi fotogrammetrici della pianificazione del volo possono essere direttamente applicati anche al Lidar. Il Lidar è anche in grado di "vedere" tra gli alberi in zone boschive, dove la fotogrammetria ha notevoli difficoltà ad interpretare l'elevazione del terreno. Lo sviluppo di prodotti finiti a partire dalla densa massa di punti Lidar è molto simile al processamento dei dati fotogrammetrici. La richiesta di dati Lidar, costituiti da un denso insieme di punti, crebbe rapidamente, tuttavia, i software CAD e GIS all'inizio degli anni 2000 non erano in grado di elaborare in modo efficiente tali volumi di dati. Gli anni successivi hanno visto rapidi miglioramenti nei sistemi di elaborazione dei dati e nelle architetture IT. Ciò ha fornito il necessario supporto alla gestione dei terabyte di dati prodotti dagli scanner laser. Questo periodo può essere caratterizzato da:

- produzione di scanner sempre più robusti ed affidabili, capaci di raccogliere oltre 50000 impulsi al secondo;
- creazione di sistemi GPS e IMU da utilizzarsi sugli aerei destinati al rilievo, capaci di garantire una georeferenziazione sempre accurata;
- la cattura e il processamento delle misure di intensità dell'impulso Lidar (riflettanza) che possono così essere utilizzate per generare delle immagini raster;
- miglioramenti nella gestione GIS e CAD dei dati Lidar;
- sviluppo di software specifico per la elaborazione dei dati Lidar grezzi, generazione di prodotti derivati, particolare attenzione al controllo qualità;
- la nascita di nuove aziende specializzate nella raccolta dei dati Lidar, nella loro elaborazione e vendita;
- una robusta infrastruttura IT, caratterizzata da: processori più veloci, elaborazione distribuita e soluzioni per lo storage accessibili.

La crescente domanda di dati Lidar ha fatto sorgere la necessità di disporre di nuove linee guida, specifiche tecniche e standard. Gli enti governativi degli

---

<sup>27</sup> Con il termine artefatto vengono indicati quei disturbi dei segnali digitali, analogici o delle immagini, dovuti alla tecnica di acquisizione, di codifica o a diversi fenomeni interferenti che alterino il reale risultato finale del processo.

Stati Uniti, in particolare la Federal Emergency Management Agency (FEMA), l'US Army Corps of Engineers (USACE), l'US Geological Survey (USGS) e il Federal Geographic Data Committee (FGDC) hanno sviluppato degli standard per cercare di garantire la qualità e la precisione dei dati. Associazioni professionali come la International and American Societies of Photogrammetry and Remote Sensing (ISPRS e ASPRS) si sono fatti promotori dello scambio di informazioni scientifiche riguardanti i possibili usi dei dati Lidar in molti domini applicativi. Anche se, ad oggi, non è ancora disponibile uno standard pubblico per i dati Lidar e i suoi prodotti derivati, universalmente accettato, il ASPRS ha sviluppato il Lidar Archive Standard (LAS), per lo scambio di dati Lidar in formato binario, che è ampiamente accettato dai costruttori di sensori, dagli sviluppatori di software e dalla comunità di utenti finali.

#### **6.4.2 Componenti di un sistema Lidar.**

Esistono due tipi di sistemi Lidar: Lidar a microimpulsi e Lidar ad alta energia. I sistemi a microimpulsi sono stati sviluppati recentemente, come risultato della sempre crescente potenza di calcolo disponibile e dei progressi nella tecnologia dei laser. Questi nuovi sistemi usano potenze molto basse, dell'ordine di un watt, e non richiedono particolari precauzioni per il loro impiego. I Lidar ad alta energia invece sono comuni nello studio dell'atmosfera, dove sono impiegati per il rilevamento di molti parametri atmosferici come altezza, stratificazione e densità delle nubi e proprietà del particolato che contengono (coefficiente di estinzione, di retro diffusione, depolarizzazione), temperatura, pressione, umidità, venti, concentrazioni di gas traccia (ozono, metano, ossido nitroso ecc.).

Un Lidar è composto dai seguenti sistemi:

- Laser: i laser da 600-1000 nm<sup>28</sup> sono i più comuni per applicazioni non scientifiche. Sono economici, ma poiché la loro luce può essere messa a fuoco e assorbita dall'occhio umano, la loro massima potenza è limitata dalla necessità di renderli sicuri per chi li usa. La sicurezza di impiego è spesso un requisito fondamentale per molte applicazioni; una alternativa comune sono i laser su 1550 nm, che sono sicuri per potenze molto più alte poiché la loro frequenza non viene messa a fuoco dagli occhi, ma la tecnologia dei rivelatori per queste frequenze è meno avanzata e permette distanze e precisione minori. I laser da 1550 nm sono molto usati anche dai militari, perché tale frequenza non è visibile ai visori infrarossi per visione notturna, diversamente dai laser infrarossi da 1000 nm. I Lidar aerotrasportati per mappatura topografica usano di solito laser YAG

---

28 Un nanometro (abbreviato in nm) è un'unità di misura di lunghezza, corrispondente a 10<sup>-9</sup> metri (cioè un miliardesimo di metro, pari ad un milionesimo di millimetro).

da 1064 nm, mentre i sistemi batimetrici, benché usino lo stesso tipo di laser, ne raddoppiano la frequenza lavorando a 532 nm, perché questa frequenza penetra l'acqua con molta meno attenuazione. I parametri del laser comprendono il numero di impulsi al secondo (che determina la velocità di acquisizione dei dati). La durata dei singoli impulsi è in genere determinata invece dalla dimensione della cavità laser, dal numero di passaggi attraverso il mezzo amplificatore e dalla velocità del commutatore. Tanto più brevi sono gli impulsi, tanto migliore è la risoluzione del bersaglio, posto che i rivelatori e l'elettronica del Lidar abbiano banda passante sufficiente.

- Scanner e ottica: la velocità con cui l'immagine viene creata è determinata anche dalla velocità della scansione meccanica del fascio laser. Ci sono molti modi di costruire uno scanner ottico: specchi piani oscillanti, specchi poligonali, specchi rotanti, scanner poligonali o una combinazione di questi. La scelta delle ottiche influenza la risoluzione angolare e la distanza minima e massima a cui il Lidar è efficace. Il segnale di ritorno viene raccolto con uno specchio forato o con un divisore di fascio.
- Ricevitore ed elettronica: i ricevitori possono essere costruiti con molti materiali. Due molto comuni sono il silicio e l'arseniuro di gallio e indio impiegati in diodi PIN o fotodiodi a valanga. La sensibilità del ricevitore è un altro parametro che deve essere considerato nella progettazione di un sistema Lidar.
- Sistemi di localizzazione e navigazione: i sensori Lidar montati su piattaforme mobili come aerei o satelliti hanno bisogno di conoscere la loro posizione assoluta e l'orientamento del loro sensore. Il modo più comune di ottenere queste informazioni sono un ricevitore GPS e una piattaforma inerziale (IMU).
- Sistema di controllo ed elaborazione: il suo ruolo è quello di coordinare i componenti precedenti al fine che ciascuno di essi esegua le operazioni di sua competenza in modo corretto (nel modo e al momento giusto). Inoltre, essa svolge l'attività di integrare i dati provenienti dalle diverse periferiche (laser-scanner, GPS IMU) in modo da generare un unico flusso dati coerente pronto per essere memorizzato.
- Sistema di memorizzazione.

In Figura 71 sono rappresentate tutte le componenti di un moderno sistema Lidar.

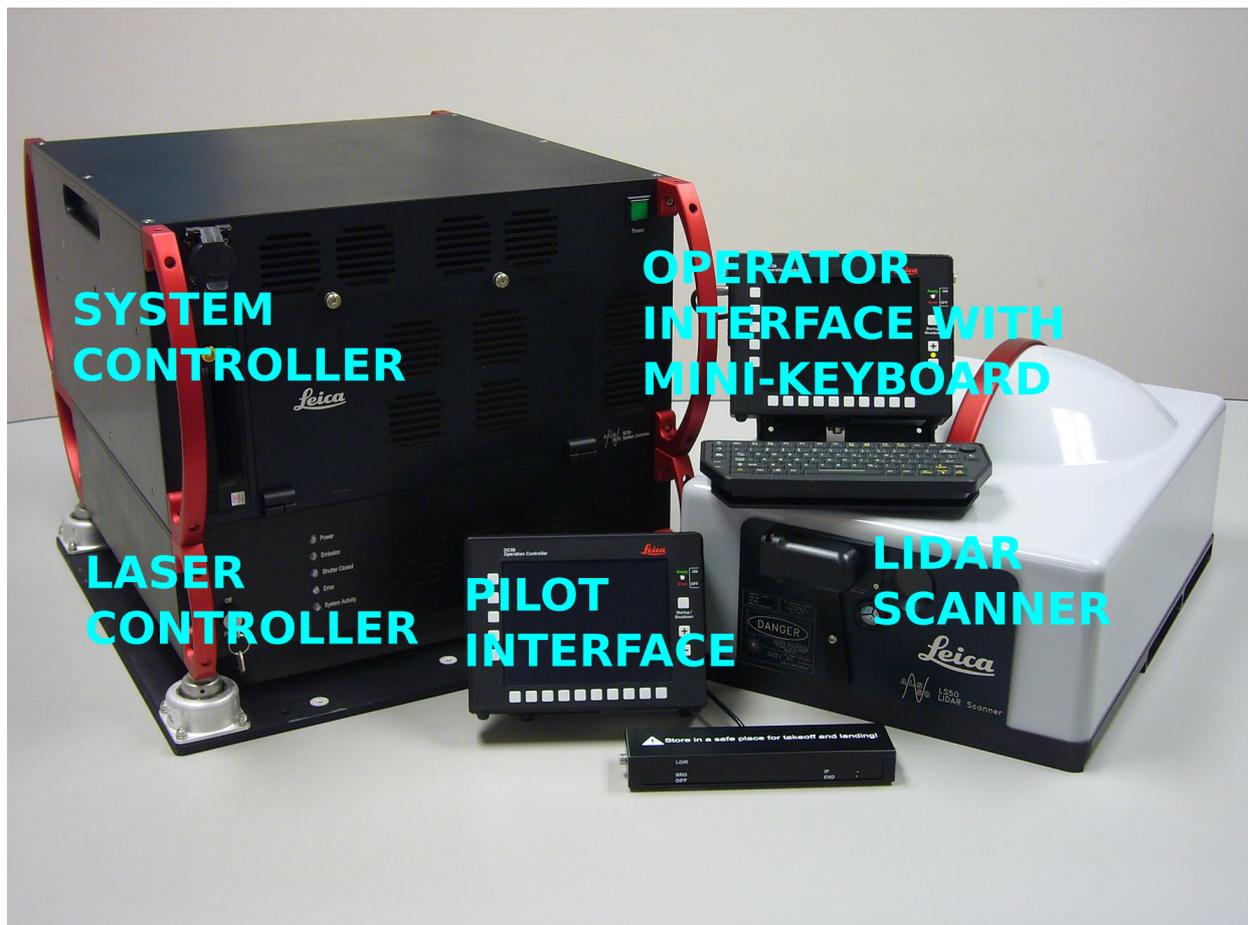
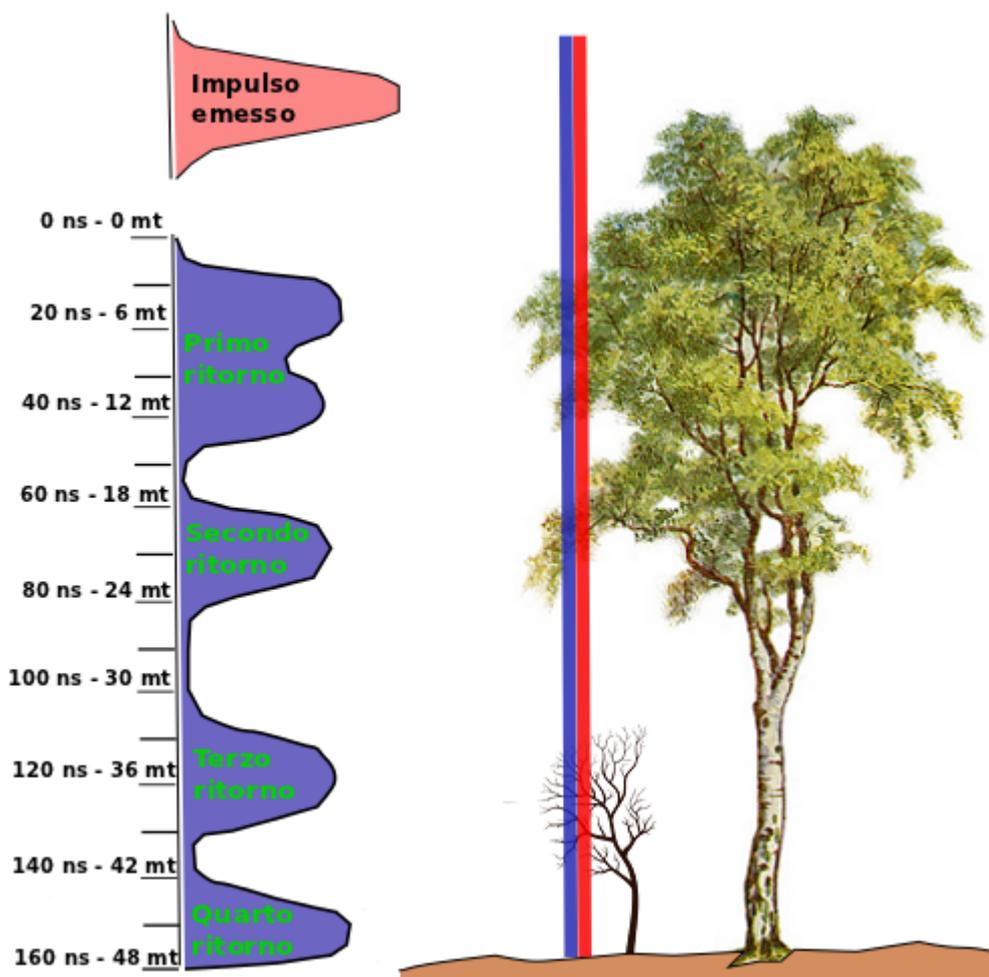


Figura 71: Il sistema Lidar della Leica Geosystems ALS-50 II.

#### 6.4.3 Caratteristiche dei dati Lidar.

Abbiamo visto in precedenza come l'impulso laser, in realtà, sia un fascio di luce composto da onde aventi tutte la stessa lunghezza d'onda e in fase fra loro, ossia congruente. Quando furono sviluppati i primi sistemi Lidar topografici commerciali, l'elettronica dei sensori non era in grado di registrare l'intera forma d'onda del segnale di ritorno. Semplicemente si limitavano, applicando un opportuno filtro, a rilevare i picchi della forma d'onda riflessa e registrare il tempo trascorso fra questi come "ritorni". Nella Figura 72 si vede come un picco sia generato da una riflessione causata dalla cima dell'albero, ma una sufficiente quantità di energia laser è in grado di continuare a generare rendimenti più bassi dalle porzioni più basse dell'albero, e infine, dalla superficie del terreno. I primi sistemi Lidar registravano, effettivamente, solo un ritorno, il primo picco o quello finale dell'onda riflessa.

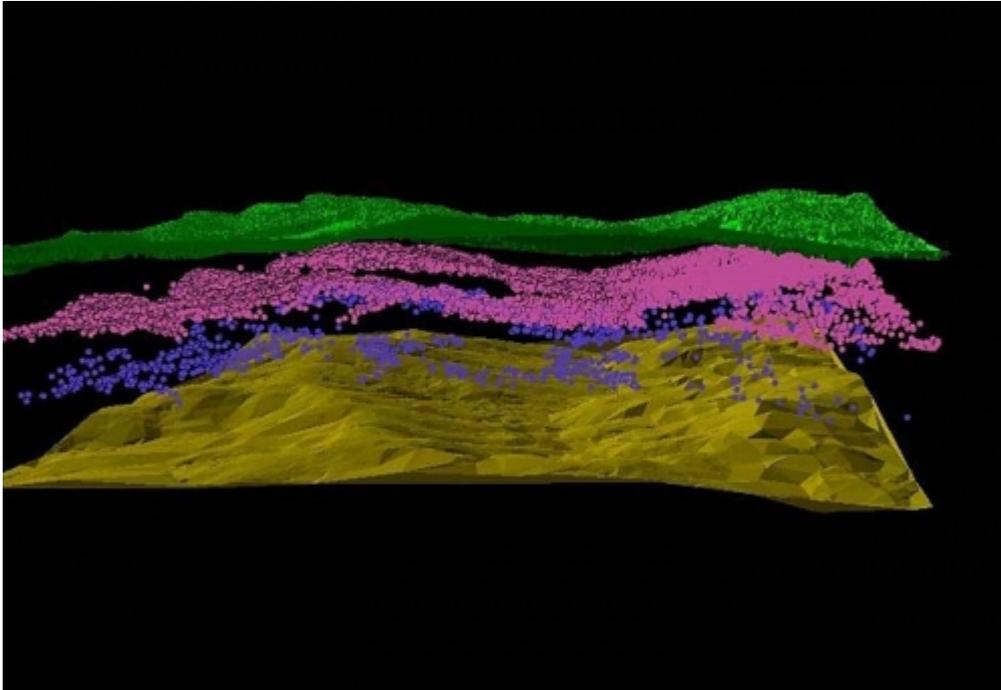


*Figura 72: Ritorni multipli Lidar possono essere generati a partire da un singolo impulso emesso. Ciò dipende dalla sensibilità del sensore Lidar, infatti due o più di questi ritorni potrebbero essere registrati come un unico punto.*

Già nei primi anni 2000 i sistemi Lidar commerciali erano in grado di registrare impulsi di ritorno multipli (3-5). Questi potevano poi essere analizzati e classificati, per ricavarne ulteriori informazioni circa gli oggetti posti sulla superficie o il suolo. Una rappresentazione dei ritorni multipli relativi a una densa foresta è riportata in Figura 73.

Tecnicamente è possibile registrare l'intera forma d'onda degli impulsi laser di ritorno, come illustrato nella Figura 74. Oggi sono disponibili sistemi commerciali capaci di farlo. Catturare e registrare questa grande mole di dati pone alcune sfide significative e interessanti opportunità. Il rovescio della medaglia del catturare l'intera forma d'onda è che le capacità elaborative necessarie incrementano da 30 a 60 volte e, attualmente, vi è ben poco software commerciale dedicato al processamento automatico di questo tipo di dati per aree di grandi dimensioni. Il set di dati enorme che ne risulta è visto più come un

ostacolo che un vantaggio nel caso della modellazione del terreno di vaste aree geografiche con finalità generali. La opportunità offerte da questa nuova tecnologia sono per lo più concentrare nell'analisi della densità della vegetazione, della mappatura della vegetazione, nell'analisi delle potenzialità energetiche delle foreste e nella mappatura degli habitat selvatici.



*Figura 73: Visualizzazione dei ritorni multipli relativi alla chioma di una foresta. Essa mostra il primo ritorno proveniente dalla parte superiore della chioma (in verde), il secondo proveniente dal sottobosco (in viola), ed infine, il terzo dal terreno o dalle sue immediate vicinanze (in blu). viene anche mostrato il risultato della post-elaborazione relativa ai dati raccolti sul suolo (in giallo).*

Oltre a registrare il tempo di ritorno di un impulso, la maggior parte dei sistemi topografici Lidar recenti, ne registra anche l'intensità (o grandezza). In altre parole, non solo misura il fatto che vi sia un impulso di ritorno, ma misura anche la forza con cui l'impulso ritorna al sensore. In generale, gli oggetti con riflettività elevata, come la neve o un tetto di metallo, mostrano un'intensità di ritorno più elevata rispetto a quelli scuri, come l'asfalto di una strada. Questi valori di intensità possono essere utilizzati per creare un'immagine, solitamente visualizzata scalando i valori minimo e massimo su una tavolozza a scala di grigi a 8 bit (da 0 a 255), sovrapponendo una griglia sui punti Lidar e assegnando i valori di intensità media ad ogni cella della griglia.

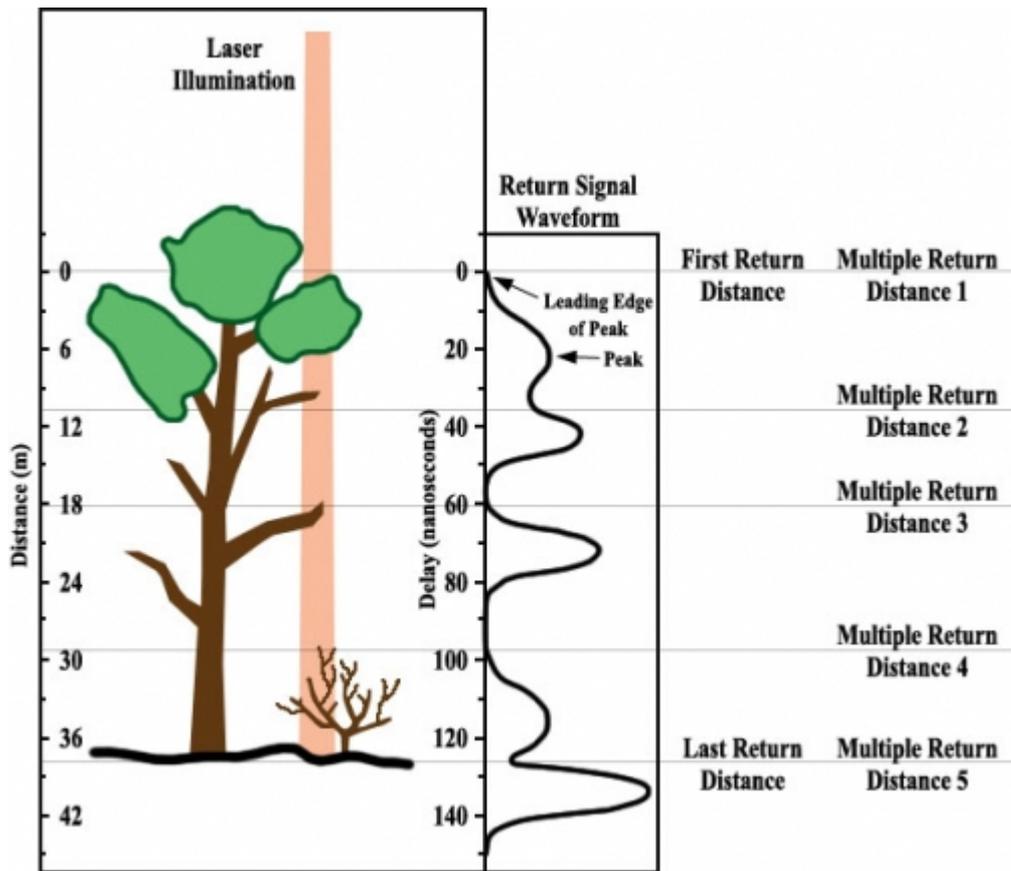


Figura 74: In un sistema Lidar che registra la forma d'onda, l'intero impulso di ritorno è digitalizzato e registrato, mentre nei sistemi che registrano solo i ritorni multipli, verranno registrati solo i picchi del segnale riflesso.

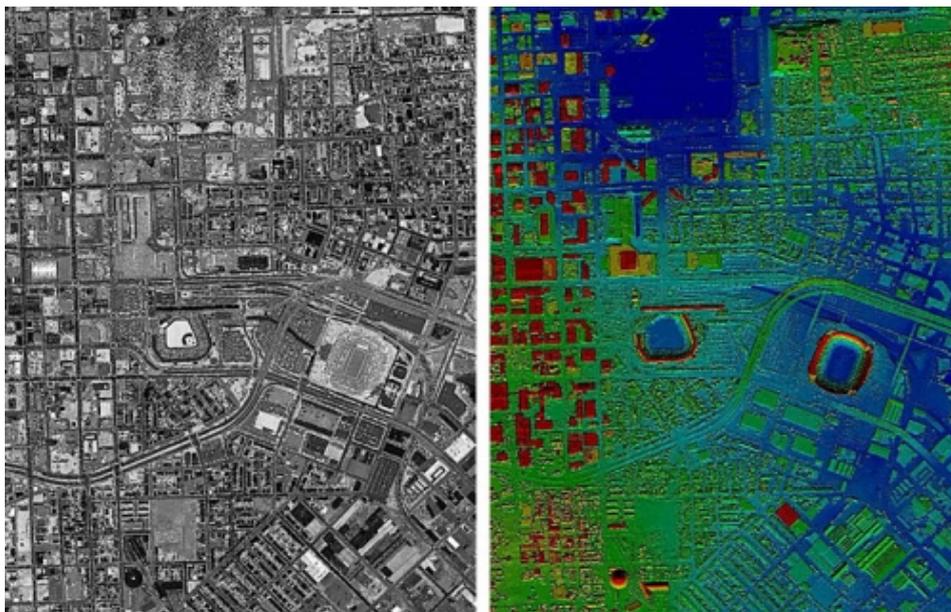


Figura 75: Immagine dell'intensità Lidar (a sinistra) e il corrispondente modello della superficie a colori (a destra).

Il risultato assomiglia molto a una immagine pancromatica, come mostrato in Figura 75. Tuttavia, nel caso dell'intensità Lidar, il valore di un particolare pixel dell'immagine corrisponde alla riflettività della superficie alla lunghezza d'onda del laser.

Agli albori del telerilevamento Lidar, si pensava che l'intensità del segnale di ritorno potesse essere analizzato allo stesso modo della riflettanza nel vicino infrarosso registrata da un sensore ottico passivo. Sfortunatamente non è così. Le differenze fra le immagini di intensità Lidar e le immagini ottiche, vanno al di là degli scopi di questo lavoro, chi fosse interessato può consultare il lavoro svolto da Jensen (2007)<sup>29</sup>. Tuttavia, le immagini di intensità Lidar possono svolgere un ruolo importante nel supportare l'interpretazione e la classificazione della nuvola di punti Lidar. È anche possibile creare delle copie stereo delle immagini di intensità Lidar per supportare l'estrazione dei dati, il processo è chiamato in lingua inglese "Lidargrammetry".

Nei primi anni di utilizzo della tecnologia Lidar, era comune ricevere il dato come semplice file di testo ASCII, dove ogni riga del file conteneva le coordinate x,y,z del punto Lidar. Divenne ben presto evidente che questo non era un formato pratico per la consegna dei dati, per una serie di ragioni. In primo luogo, la rappresentazione dei numeri in formato ASCII richiede molti più byte della rappresentazione dello stesso numero in formato binario. Le dimensioni stesse dei file Lidar in formato ASCII li rendeva poco maneggevoli da gestire. In secondo luogo, oltre ai valori di x, y e z vi sono una serie di altre informazioni che si potrebbe desiderare di conservare per ogni punto, come il numero del ritorno, la sua possibile classificazione, il relativo valore di intensità misurato, l'angolo di scansione e così via. Un file in formato binario è sicuramente più adatto per organizzare questi attributi e per un loro recupero efficiente. In terzo luogo, aggiungendo degli attributi ai punti Lidar, potrebbe sorgere la necessità di ordinarli e visualizzarli in base ai valori di questi stessi attributi. In questo caso è vantaggioso mantenere tutti i punti in un unico file binario, piuttosto che separare i punti x,y,z in file ASCII separati cercando di organizzarli attraverso qualche complicata convenzione sulla loro denominazione.

I principali operatori sul mercato americano, tra cui i produttori di strumenti Lidar, i rivenditori dei dati e gli sviluppatori di software, si sono riuniti sotto l'egida della ASPRS<sup>30</sup> per definire il formato binario LAS. Esso è rapidamente diventato uno standard de-facto accettato in tutto il mondo. Utilizzando questo standard la maggior parte dei pacchetti software che trattano dati Lidar sono diventati così interoperabili fra loro.

---

29 Jensen, J.R. 2007. Remote Sensing of the Environment: An Earth Resource Perspective. 2nd edition. Prentice Hall

30 American Society for Photogrammetry and Remote Sensing.

#### **6.4.4 I tipi di piattaforma Lidar.**

Abbiamo visto che un sistema Lidar può essere suddiviso in tre componenti fondamentali: il sensore, la piattaforma su cui esso è montato e le attrezzature per la georeferenziazione diretta del dato, che permettono di associare alle misurazioni le relative coordinate geografiche. I principali tipi di piattaforme utilizzate per i sensori Lidar sono:

- satelliti artificiali orbitanti intorno alla terra;
- velivoli ad ala fissa, con o senza pilota;
- velivoli al ala rotante (elicotteri);
- sistemi statici posizionati a terra (tripiedi);
- sistemi dinamici posizionati a terra (veicoli);
- sistemi per la mappatura batimetrica.

Naturalmente, la scelta del tipo di piattaforma dipende in larga misura dall'applicazione: i sistemi orbitanti intorno alla terra, ad esempio, riescono a mappare facilmente anche aree remote del globo, le piattaforme aeree sono molto efficaci per la mappatura a fini topografici e per applicazioni di tipo ingegneristico, le piattaforme terrestri sono frequentemente usate per produrre modelli dettagliati 3D degli edifici, dei ponti, dei paesaggi urbani, delle fabbriche e di altre infrastrutture artificiali (Figura 76 e Figura 77). I sensori utilizzati su tutte queste piattaforme pur operando secondo i principi delineati precedentemente, differiscono anche notevolmente per quanto riguarda la loro progettazione, aspetto e specifiche tecniche, in quanto ogni sistema sarà ottimizzato per la specifica piattaforma ed applicazione. Ad esempio, i Lidar utilizzati per la mappatura batimetrica utilizzano un laser di lunghezza d'onda blu-verde, piuttosto che una lunghezza d'onda infrarossa, al fine di penetrare al meglio nelle acque poco profonde.

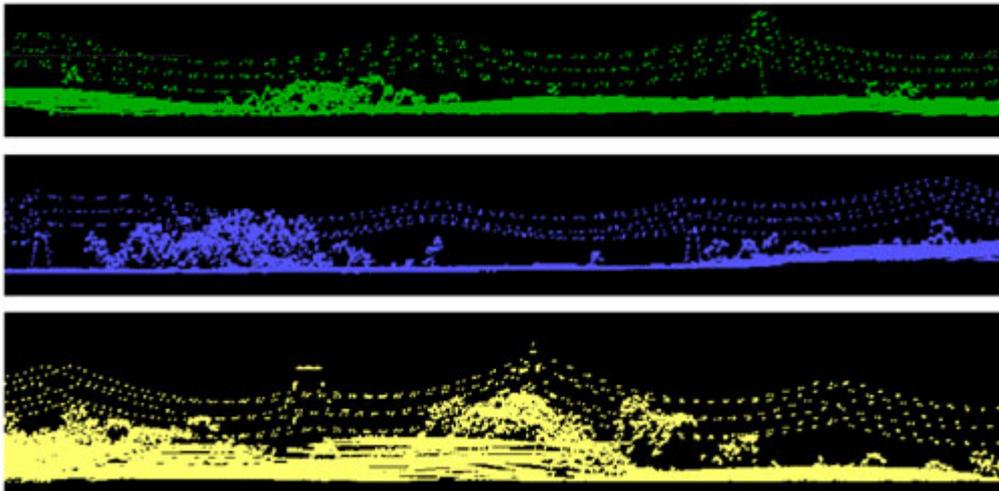
#### **6.4.5 Georeferenziazione e calibrazione dei dati Lidar.**

I componenti primari del sistema di georeferenziazione diretta (direct georeferencing o DG) sono il GPS e, nei sistemi montati su aeromobili, il sistema di navigazione inerziale o INS<sup>31</sup> (Figura 78). Spesso ci si riferisce alla combinazione di queste tecnologie con il termine "GPS-Aided INS" o

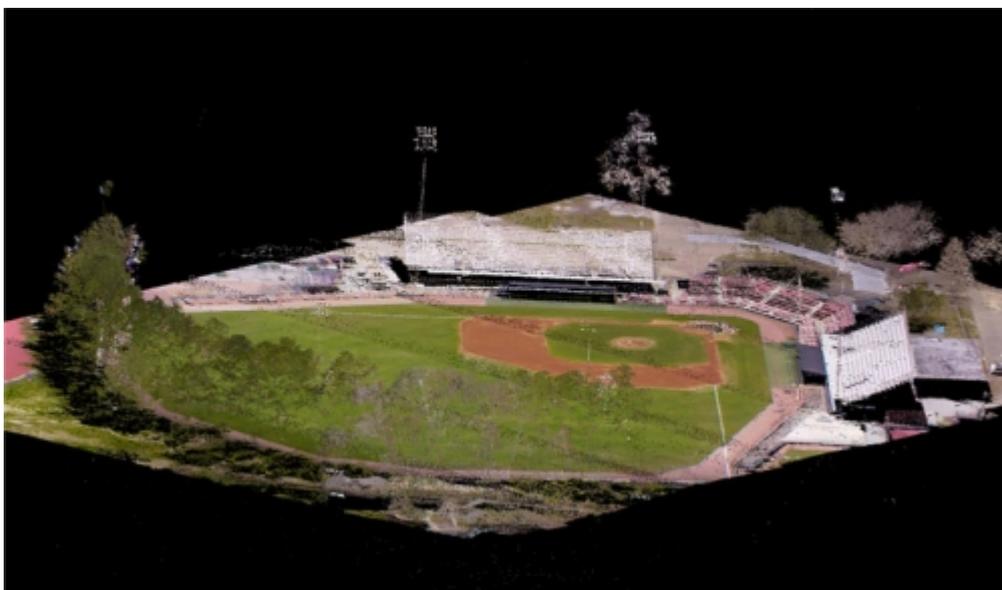
---

<sup>31</sup> Un sistema di navigazione inerziale (Inertial Navigation System o INS) è un ausilio alla navigazione che utilizza un computer e dei sensori di moto per tracciare la posizione, l'orientamento e la velocità (direzione, verso e modulo) di un aeromobile senza la necessità di riferimenti esterni. L'INS contiene al suo interno l'unità di misura inerziale (Inertial Measurement Unit o IMU) costituito da accelerometri angolari e lineari.

“Position and Orientation System (POS)”.



*Figura 76: Un sistema Lidar ad alta risoluzione (elevata densità di punti) montato su un elicottero è ideale per la raccolta di scansioni dettagliate lungo i corridoi delle linee ad alta tensione per il trasporto dell'energia elettrica. In questo caso, l'elicottero segue la linea centrale del corridoio, mentre il sensore Lidar cattura le scansioni dei tralicci, delle linee aeree e dell'eventuale vegetazione invadente.*



*Figura 77: Una nuvola di punti Lidar catturata da una piattaforma aerea può essere ruotata e colorata con i valori RGB provenienti da una foto digitale aerea per creare una visualizzazione 3D obliqua molto realistica.*

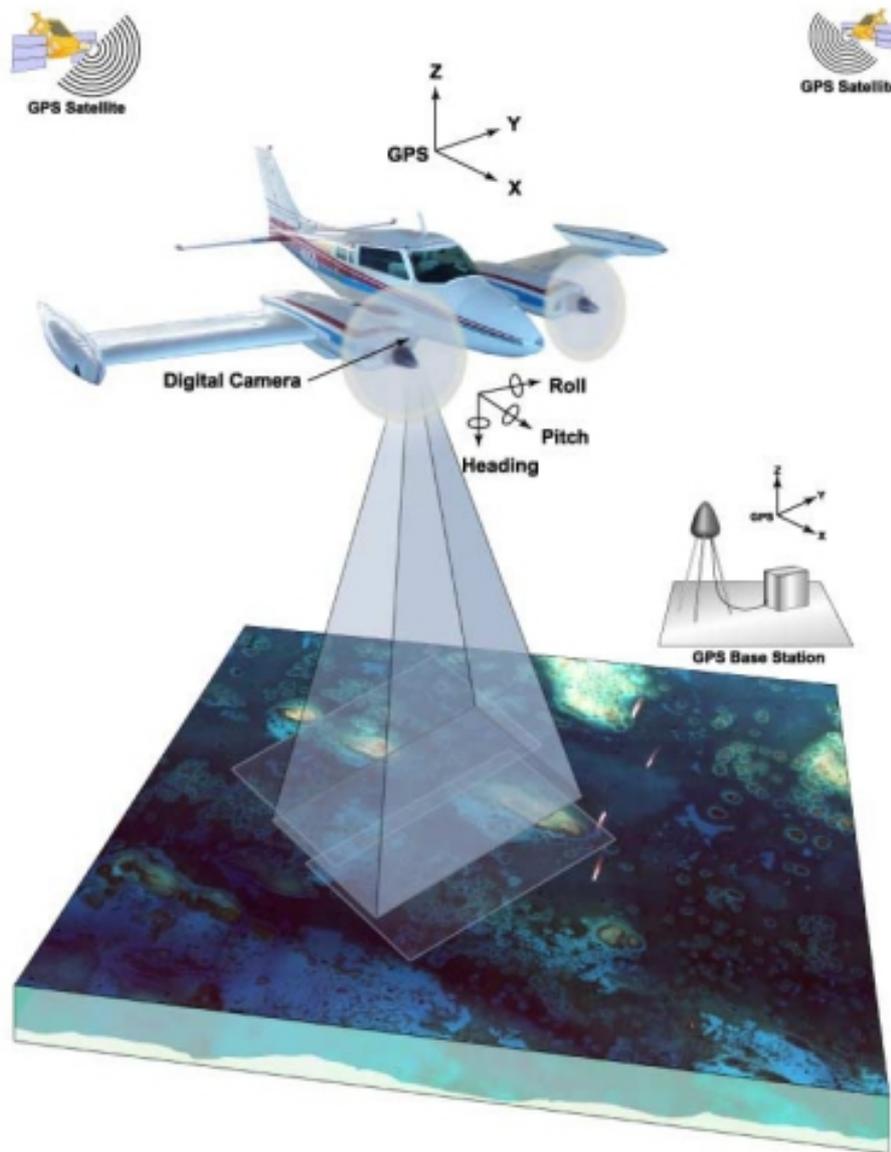
Ciascuna di queste tecnologie presa da sola ha dei limiti, ma la loro integrazione costituisce una potente soluzione per la georeferenziazione diretta dei dati rilevati. Inoltre, l'algoritmo matematico per la rimozione del rumore, noto come filtro di Kalman<sup>32</sup> ed implementato per i dati Lidar a metà degli anni '90, fornisce un robusto metodo per valutare e compensare gli errori GPS/INS. In un sistema di georeferenziazione diretta, il sistema GPS fornisce la posizione e la velocità, mentre l'INS fornisce l'assetto di volo o l'orientamento del sensore rispetto al suolo (Figura 79). Dato che il telemetro laser misura la distanza fra il sensore e la superficie da mappare, il sistema di georeferenziazione diretta e il sensore Lidar devono essere montati in modo tale che la loro posizione reciproca si mantenga il più possibile costante. Solitamente, ciò viene ottenuto fissando entrambi al pavimento del velivolo e calibrandoli all'interno del sistema di riferimento costituito dal velivolo stesso. Durante una missione di volo, il sistema di georeferenziazione diretta registra i dati di posizione ed orientamento, di solito a una frequenza di 200Hz. Viene anche registrata l'informazione relativa al tempo trascorso fra ciascuna scansione laser. Il software di post-processing sfrutta questa informazione per stabilire l'istante in cui interpolare la posizione e l'orientamento per ciascun punto di acquisizione.



*Figura 78: Sistema di navigazione inerziale (INS)*

---

32 Il Filtro di Kalman è un algoritmo utilizzato per il filtraggio dei dati costruito sulla base di una media ragionata tra il prossimo valore predetto e il prossimo valore stimato. Questo filtro è spesso utilizzato per ottenere una migliore valutazione di un dato ottenuto dalla lettura di più sensori, ognuno caratterizzato da un rumore di misura avente caratteristiche differenti nel tempo (e quindi nella frequenza). Per costruire un filtro di Kalman sono necessari i seguenti ingredienti: una serie di misure sul sistema da stimare, la conoscenza di un modello matematico lineare descrittivo del sistema, il modello statistico dei rumori sulle misure.



*Figura 79: Relazioni fra le componenti di un sistema Lidar.*

Il sistema di georeferenziazione diretta è capace di misurare la posizione e l'orientamento con grande precisione. Questa elevata precisione può essere raggiunta solo se il suo allineamento con il sensore laser è conosciuta con precisione. Un errore angolare molto piccolo nell'allineamento verticale tra il sistema INS e il laser diventa un errore significativo di puntamento sulle grandi distanze tra la piattaforma del sensore e la terra. L'allineamento dell'INS è calibrato e misurato con estrema precisione attraverso una procedura nota come "boresighting". Quando un sensore Lidar è prodotto, il sistema INS/sensore è sottoposto ad una taratura di laboratorio per ottenere un allineamento verticale molto preciso. In genere, a meno che il sensore Lidar sia stato danneggiato o modificato, la calibrazione di laboratorio viene effettuata una sola volta. Tuttavia, ogni qualvolta il sistema Lidar viene installato,

reinstallato o spostato all'interno del velivolo, si potrebbero verificare dei piccoli cambiamenti nell'allineamento verticale, che richiedono dei test sul campo dei parametri di calibrazione. Gli operatori sono in grado di eseguire la ricalibrazione di un sistema Lidar volando su una serie di obiettivi di calibrazione a terra che siano stati rilevati e cartografati con estrema precisione. Il sito di calibrazione scelto deve contenere degli oggetti 3D, ossia non deve essere completamente piatto. Da questo punto di vista, l'aeroporto è di solito un luogo conveniente, essendo dotato di una serie di adeguati bersagli a terra oltre che di edifici di varie dimensioni (Figura 80). Per eseguire la ricalibrazione il sistema Lidar dovrà sorvolare l'area di prova in direzioni opposte e con voli perpendicolari (a croce). I risultati ottenuti in tutte le direzioni sono confrontati con la verità a terra e tra di loro. A partire da questi dati si possono calcolare i relativi angoli di disallineamento a un livello di precisione ritenuto accettabile, tipicamente  $0.005^\circ$  di beccheggio (pitch) e di rollio (roll).

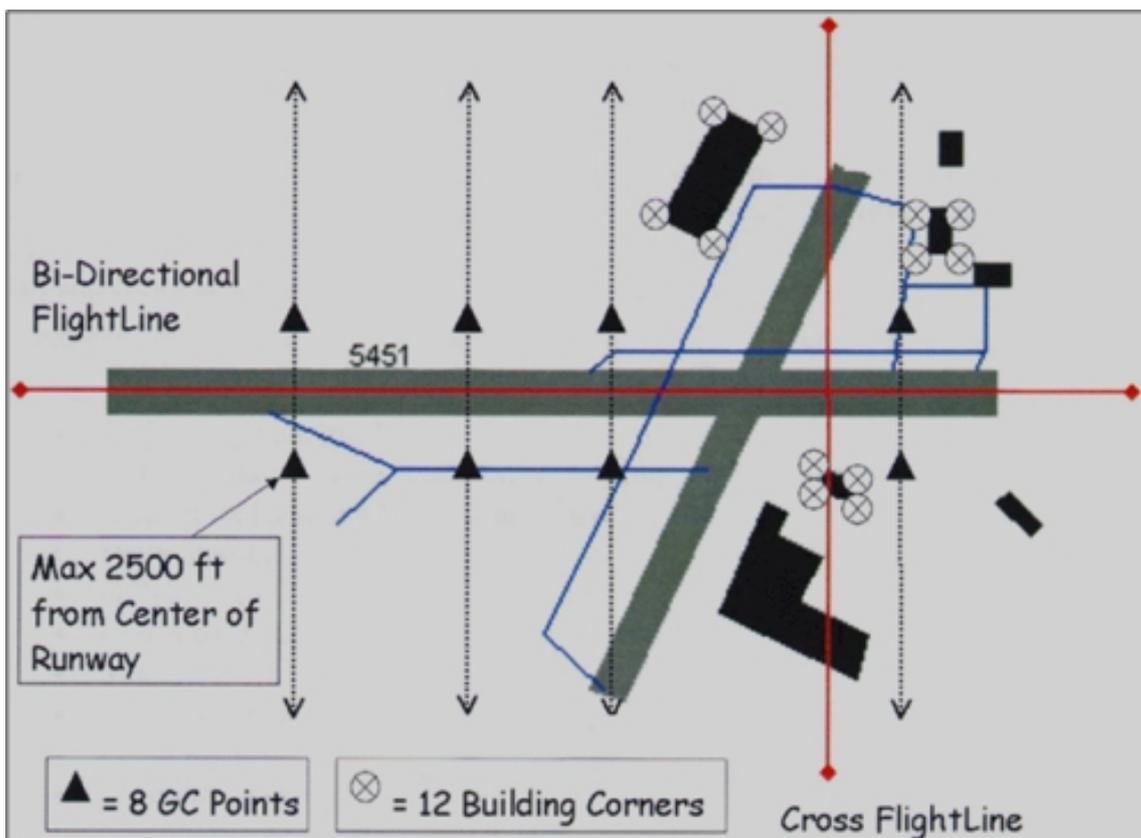
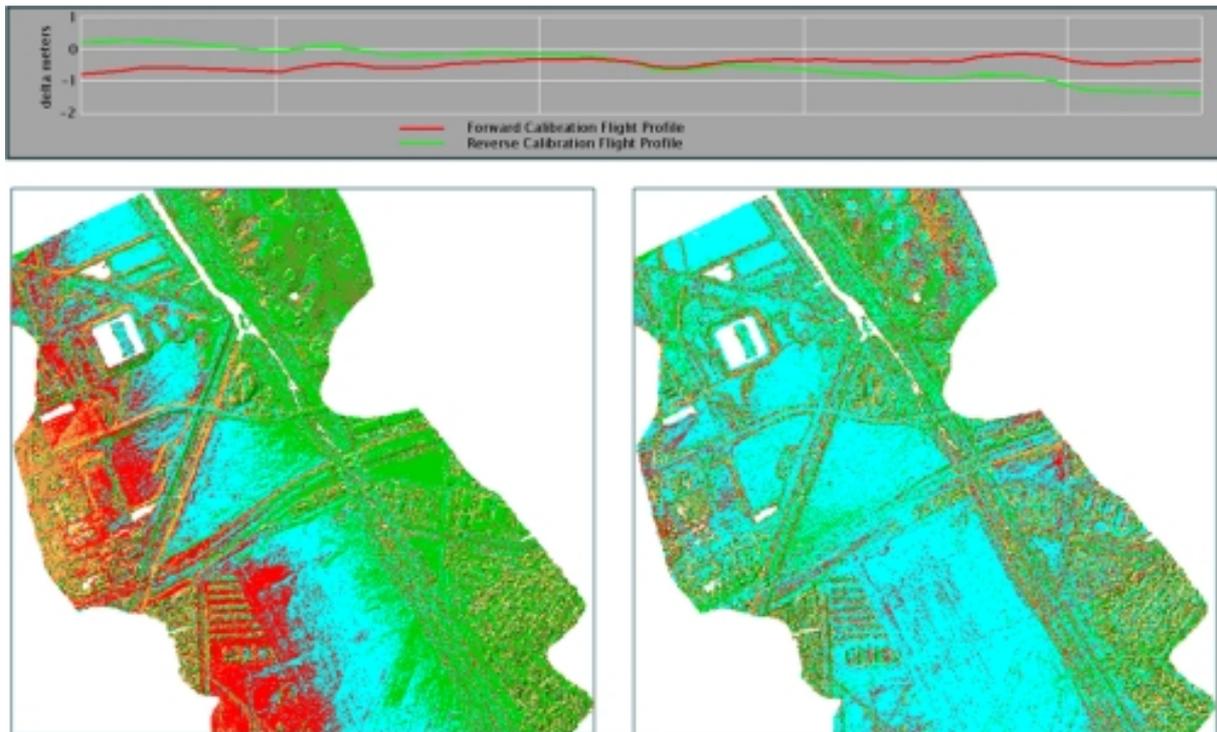


Figura 80: Un esempio di sito (aeroporto) per il test della calibrazione di un sistema Lidar.

La Figura 81 riporta due immagini raster relative ai dati Lidar di un sito di calibrazione, tematizzate in base all'entità dell'errore commesso nella

misurazione dell'elevazione. I punti in azzurro sono al di sotto della tolleranza, i punti verdi sono in tolleranza e i punti rossi sono fuori tolleranza. L'immagine a sinistra è ottenuta utilizzando i dati prima della calibrazione mentre l'immagine sulla destra a quelli dopo che essa è stata effettuata. Come si potrà vedere, vi sono ancora alcuni punti rossi anche dopo che la calibrazione è stata eseguita, ma nell'insieme i dati soddisfano comunque le specifiche.



*Figura 81: L'allineamento fra INS e sensore può cambiare leggermente tra le missioni principalmente a causa della temperatura e di altri fattori ambientali. Una limitata ricalibrazione del sistema Lidar può essere effettuata in volo prima di ogni nuova missione. I valori di correzione degli angoli di allineamento costituiscono un input del post-processing dei dati Lidar. Il risultato, mostrato nella figura di destra, è un set di dati Lidar calibrati.*

I dati calibrati grezzi provenienti dal sensore Lidar sono organizzati all'interno delle linee di volo (nuvole di punti 3D) e salvati in formato LAS. I produttori di sistemi Lidar forniscono solitamente anche il software necessario per effettuare questa operazione, includendo anche le funzioni per il trattamento dei dati GPS e INS (attraverso il filtraggio di Kalman), l'integrazione dei dati di calibrazione e delle correzioni di "boresight" e per la conversione di formato.

Le seguenti fasi di pre-elaborazione sono in genere completate prima che il team

di acquisizione lasci il campo. Se vengono scoperti degli errori in questa fase, il sistema può essere riposizionato per un'altra missione di raccolta dati.

- La verifica della copertura dell'area di acquisizione: questa è una verifica visiva delle linee di volo per individuare eventuali interruzioni al loro interno o spazi vuoti fra di esse. È essenziale localizzare questi tipi di problemi il più rapidamente possibile, perché l'unico modo per colmare le lacune è quello di effettuare un'ulteriore missione area di acquisizione dati. I dati sono spesso visualizzati a una risoluzione inferiore rispetto a quella effettiva per incrementare la velocità e l'efficienza nella ricerca (Figura 82). Spesso le linee di volo sono visualizzate di profilo per poterne ispezionare le aree di sovrapposizione e verificare l'effettiva registrazione verticale delle caratteristiche dell'area (Figura 83).
- Revisione dei dati Lidar rispetto ai punti di controllo a terra: questo processo mette a confronto alcuni punti noti oppure informazioni sulla distanza con i dati forniti dal sistema Lidar. Di solito, i punti noti sono ubicati in aree aperte prive di vegetazione, come ad esempio, una pista aeroportuale o una strada. In base al numero dei punti di riferimento, delle loro caratteristiche e della comparazione con i relativi dati acquisiti dal sensore è possibile elaborare una relazione statistica sui risultati. Alcuni errori sistematici<sup>33</sup> possono essere corretti attraverso procedura aggiuntive di “boresight” e calibrazioni, ma se i dati forniti dal sistema di georeferenziazione diretta sono imprecisi a causa di un suo malfunzionamento, la missione deve essere ripetuta.
- Penetrazione nella vegetazione: nelle zone coperte dalla vegetazione e nel caso in cui il risultato desiderato è un modello digitale del terreno (DEM), diventa di primaria importanza la valutazione del numero di punti restituiti da sotto la vegetazione stessa. In questo caso, attraverso il software Lidar è possibile generare una sezione trasversale della nuvola di punti Lidar, filtrarla, analizzarla e visualizzare graficamente i punti che “più probabilmente” si trovano sul terreno. Un possibile rimedio per un'insufficiente penetrazione della chioma della vegetazione è di rivolare sull'area oggetto del rilievo utilizzando una frequenza di scansione più alta o un angolo di scansione più stretto, per aumentare la possibilità che un impulso riesca a “vedere” il terreno fra le foglie e gli alberi.

---

<sup>33</sup> Un errore è detto sistematico perché è costante al ripetersi della misura, e per questo non può essere eliminato con la ripetizione della misurazione.

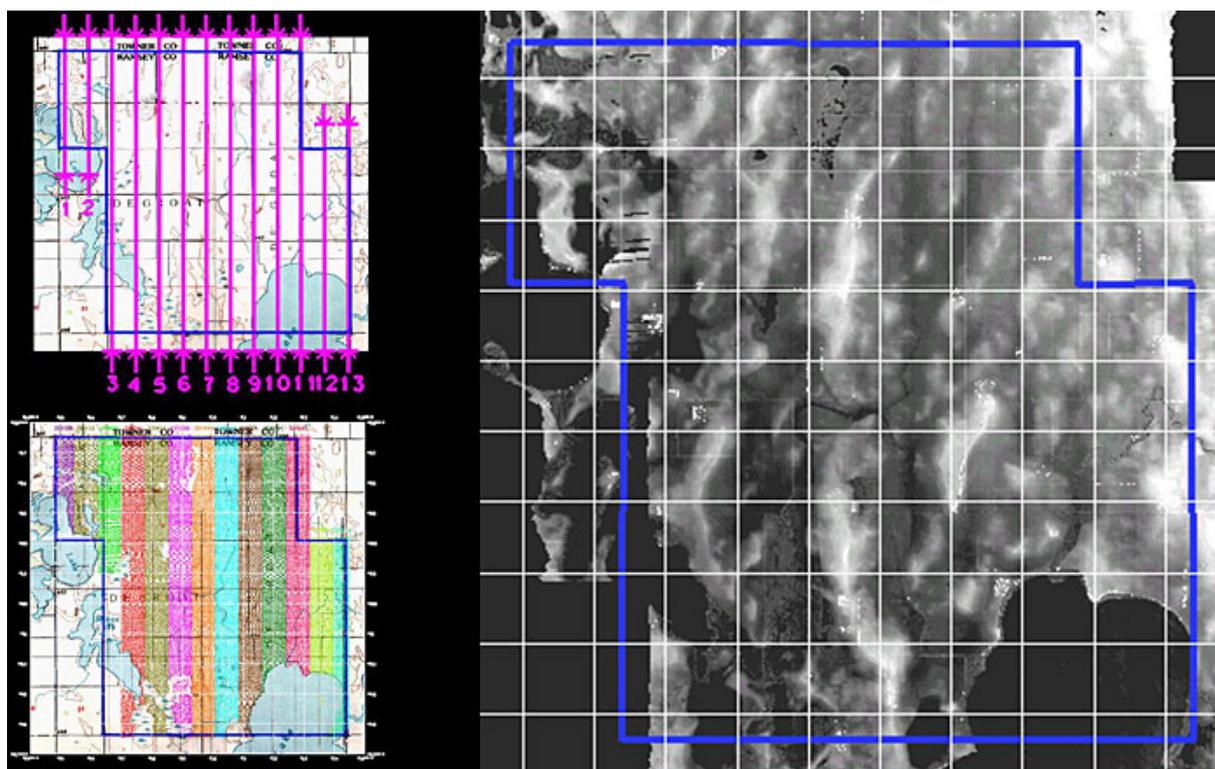


Figura 82: La verifica della copertura deve essere effettuata immediatamente dopo l'acquisizione, prima che l'aereo si allontani dal sito. L'esempio mostra le linee di volo previste (in alto a sinistra), i punti Lidar acquisiti con un colore diverso per ciascuna linea di volo (in basso a sinistra) e il DEM generato dai dati a cui è stato sovrapposto il confine dell'area oggetto del rilievo. Si noti le grandi aree vuote in corrispondenza dei corpi idrici dove la luce laser a infrarossi è stata completamente assorbita piuttosto che riflessa.

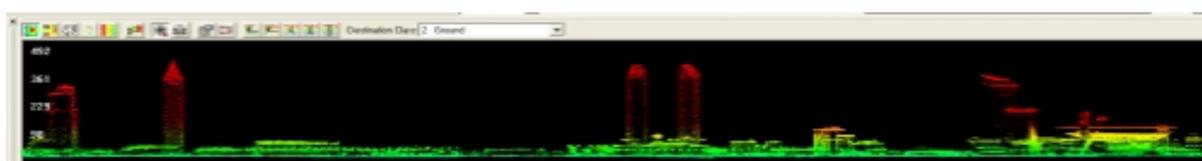


Figura 83: Profilo di una nuvola di punti Lidar tematizzata in base all'altezza.

Il bilancio dei possibili errori che possono interessare un sistema Lidar è una valutazione quantitativa delle sorgenti di errori casuali e sistematici che contribuiscono alla precisione posizionale (x,y,z) complessiva dei dati Lidar post-processati. I maggiori contributi a questo bilancio sono dati:

- dalla precisione del sistema GPS;
- dalla precisione del sistema INS;
- dal rumore del sistema Lidar;

- dalla risoluzione della base di temporizzazione;
- dalle tolleranze meccaniche (temperatura, variazione di pressione atmosferica, ...);
- dalle distorsioni atmosferiche (temperatura del terreno estreme, foschia, ...).

Ci sono altri fattori che possono influenzare l'accuratezza dei dati Lidar, come le coordinate non valide della stazione base GPS, il disallineamento dell'INS con lo scanner Lidar oppure un errore software intervenuto durante la fase di conversione delle coordinate (Figura 84). Tutti questi errori rientrano nella tipologia di errori sistematici e possono essere identificati mediante una comparazione con le mappe già pubblicate o altri tipi di controllo.

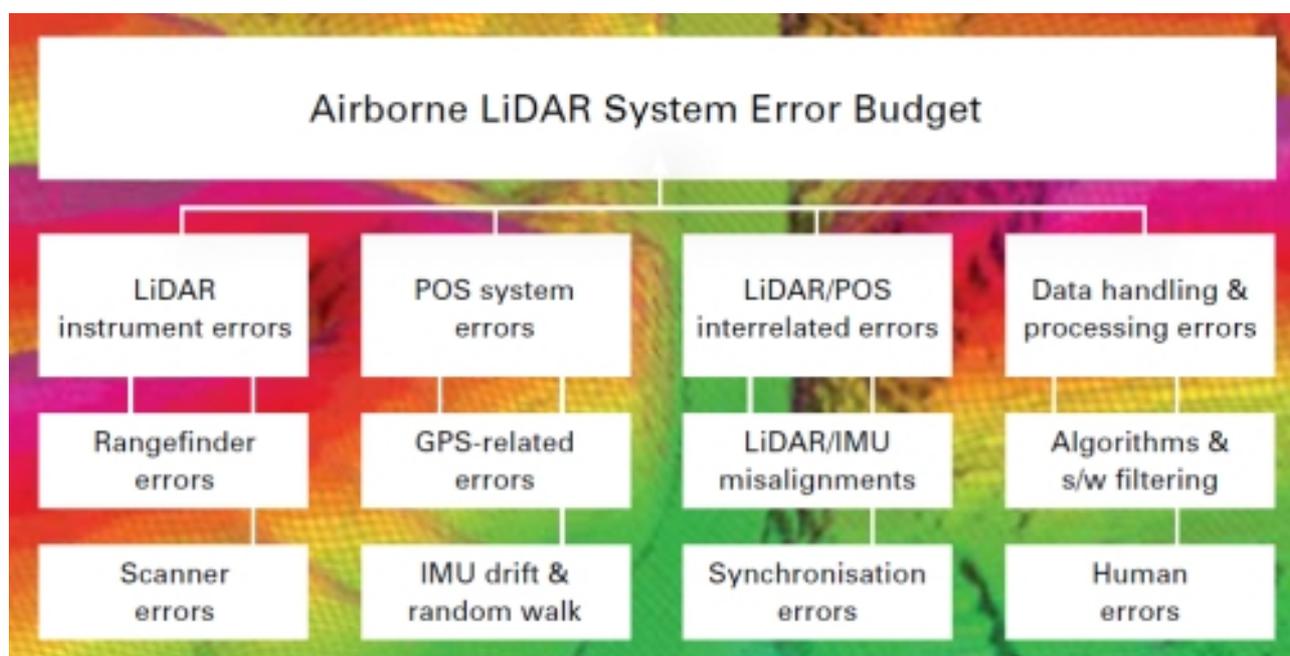


Figura 84: Le possibili sorgenti di errori Lidar.

#### 6.4.6 Classificazione, editing manuale e controllo qualità.

Affinché i dati Lidar possano essere utilizzati all'interno di un sistema GIS è necessario che essi siano opportunamente elaborati. Il loro trattamento, chiamato anche data-processing, può essere convenientemente scomposto in tre fasi principali:

- il filtraggio (o filtering), che attraverso procedure in gran parte automatizzate, porta a produrre un primo (approssimato) modello digitale del terreno;
- la modifica (o editing), eseguita manualmente da tecnici specializzati, al fine di migliorare la rappresentazione della superficie terrestre ottenuta al punto precedente;

- il controllo di qualità dei risultati ottenuti e la certificazione del prodotto.

Uno dei compiti principali svolto dal personale tecnico durante l'intero processo produttivo è la gestione dei grandi volumi di dati generati. L'organizzazione delle diverse fasi di lavorazione è spesso specifica della singola organizzazione, con conseguente sviluppo di strumenti software "ad hoc" al fine di raggiungere il target primario dell'efficienza produttiva.

La prima fase a cui i dati grezzi sono sottoposti mira all'eliminazione (o almeno alla sua riduzione) del rumore di cui sono affetti. Se i dati sono nel formato LAS possiamo attribuire a ciascun ritorno Lidar un marcatore o "flag" che ne riassume le principali caratteristiche o attributi. Esistono diverse modalità per marcare i ritorni, le principali sono:

- per numero di ritorno (return number): è semplicemente l'ordine con cui gli impulsi di ritorno vengono acquisiti dal sensore, ossia primo, secondo, terzo, ...;
- per strato informativo (layer): fa sempre riferimento all'ordine con cui l'impulso viene acquisito dal sensore, ma si compie un primo passo verso una sua, se pur elementare, classificazione in funzione dell'altimetria. Le categorie più comunemente utilizzate sono: primo ed unico (first and only), primo di molti (first of many o first of multiple), intermedio (intermediate), ultimo di molti (last of many);
- per tipo (type class): esistono diversi tipi standard, tuttavia il formato LAS permette all'utente, se lo desidera, di crearne dei nuovi. Se il risultato finale è quello di produrre un modello digitale del terreno le seguenti categorie dovrebbero essere sempre presenti: suolo (ground), al di sopra del suolo (above ground o over ground), acqua (water), rumore (noise).

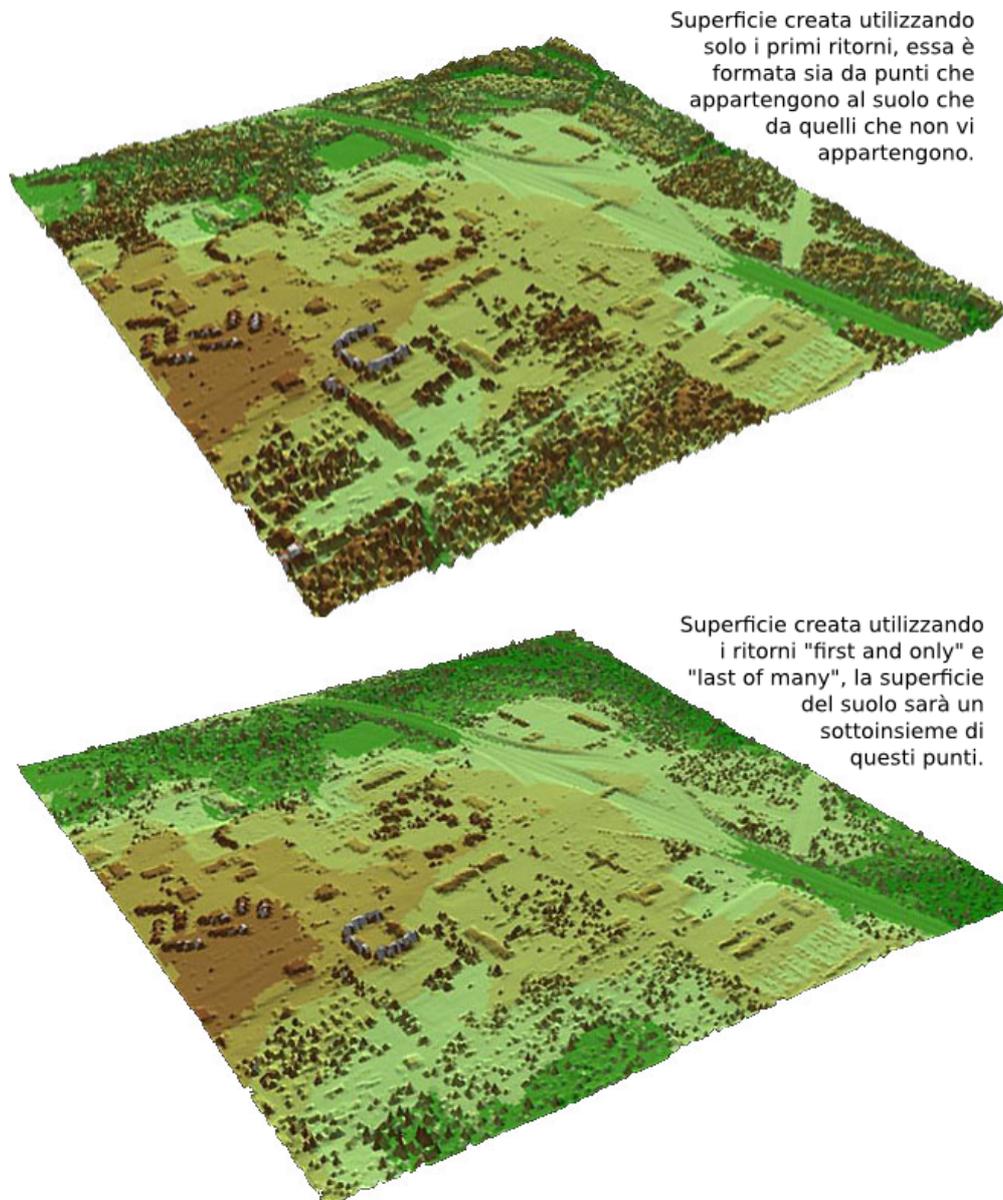
L'eliminazione del rumore avviene tramite l'individuazione e il marcaggio dei punti a cui è associato un valore altimetrico estremamente elevato o basso, valori che si presume siano al di fuori del range di variabilità realistico per la zona in esame. Questi punti anomali possono essere causati da diversi fattori, fra cui: gli aerosol atmosferici, gli uccelli o gli aerei in volo a basse quote ..., mentre valori estremamente bassi possono essere provocati da percorsi multipli del raggio laser (laser multipath). Uno degli effetti più fastidiosi del rumore dipende dal modo in cui i software GIS visualizzano i dati Lidar: associano gli estremi della scala di colori (o di toni di grigio) ai valori più alto e più basso del set di dati. La presenza di valori estremamente anomali comporta una compressione del campo di variazione reale delle quote all'interno della scala di colori utilizzata, con il risultato di una visualizzazione piatta e poco contrastata. Nella pratica, il filtraggio del

rumore consiste nell'applicare ai dati un filtro passa banda, con valori limite superiore ed inferiore opportunamente scelti in base alle caratteristiche altimetriche della zona d'interesse: tutti i valori al di fuori di questo range di variazione vengo automaticamente classificati dal software di filtraggio come rumore, ed associati, se si utilizza il formato LAS standard, alla classe 7 (noise). Una volta "fleggati" come rumore questi punti non verranno più utilizzati dal software GIS nella visualizzazione. Anche se i punti di rumore potrebbero anche essere tolti in seguito, è preferibile eseguire questa operazione nelle primissime fasi del data-processing, in modo da "alleggerire" la quantità di dati da processare.

Dopo la rimozione del rumore, la fase successiva nell'elaborazione dei dati è l'attribuzione dei punti rimasti ad un layer o strato informativo. In un sistema a ritorni multipli, il fatto che un solo impulso di ritorno sia stato ricevuto dal sensore, significa che l'impulso emesso ha colpito una superficie solida, quale potrebbe essere il suolo oppure un oggetto posto al di sopra di esso come un edificio o un ponte. Questi punti potrebbero essere convenientemente classificati nel layer "first and only". Se invece, sono stati registrati dal sensore dei ritorni multipli associati al singolo impulso emesso, ciò significa che molto probabilmente il fascio laser ha colpito una qualche forma di vegetazione (cespuglio, pianta) oppure dei piccoli oggetti al di sopra del terreno, come ad esempio i pali della luce. In questi casi, il primo ritorno è classificato come "first of many" (o "first of multiple"), il ritorno finale è classificato come "last of many", mentre tutti i ritorni rimasti sono inseriti nel layer "intermediate". I punti "first and only" e "last of many" sono il sottoinsieme del data set candidati a definire la superficie finale del suolo nudo, anche se i ritorni di strutture poste al di sopra del livello del terreno potrebbero ancora essere contenute in questo sottoinsieme (Figura 85).

Le tecniche automatizzate di filtraggio dei dati Lidar sono oramai integrate all'interno dei principali software di produzione. Il filtraggio cerca di individuare delle superfici di trend all'interno dei dati: i punti che appartengono a questa superficie vengono classificati come "ground". Il filtraggio automatizzato richiede particolare cura nell'impostare i parametri di input, che devono essere appropriati per il tipo di terreno in esame (pianeggiante, collinare, montuoso) e per la copertura del suolo (suolo nudo, vegetazione rada, media o fitta). In questo modo sarà possibile rimuovere la maggior parte delle strutture poste al di sopra del suolo, senza con questo tagliare fuori le cime delle colline o rimuovere i terrapieni e altre caratteristiche sopraelevate, che legittimamente appartengono al paesaggio naturale. Nel caso, in realtà molto frequente, in cui all'interno dello stesso set di dati Lidar, il tipo di terreno e di copertura del suolo vari, è possibile

sviluppare filtri adattativi, in grado di delineare le aree omogenee ed applicare localmente i parametri di filtraggio più adatti.



*Figura 85: Filtraggio*

Il filtraggio automatizzato è in grado di rimuovere le strutture al di sopra del suolo con un'affidabilità che, a seconda della morfologia e della vegetazione dell'area in esame, può raggiungere valori del 80%-90%. Il restante 10%-20% dei punti deve essere ispezionato visivamente e classificato manualmente da un operatore. Tutto ciò sottintende l'interazione di un tecnico specializzato con i dati Lidar, la familiarità con il luoghi in esame, la conoscenza dei principi fondamentali della cartografia, delle convenzioni e delle "best practise". Il risultato finale della fase di editing e classificazione manuale è un modello digitale del terreno dettagliato. Una volta che tale modello ha superato i

controlli di qualità, sarà possibile utilizzarlo per la realizzazione di una serie di prodotti finali adatti ad un loro utilizzo in ambiente GIS. Questi prodotti includono:

- DEM (Digital Elevation Model);
- DTM (Digital Terrain Model);
- DSM (Digital Surface Model);
- TIN (Triangulated Irregular Networks).

Nell'elaborazione di questi modelli sarà sempre possibile aggiungere linee di discontinuità (breaklines) supplementari provenienti da altre fonti (cartografia tradizionale, rilievi topografici, ...) per garantire una rappresentazione più realistica delle caratteristiche del terreno.

## Capitolo 7 - I modelli digitali del terreno.

### 7.1 Introduzione.

I dati necessari per un modello digitale del terreno sono costituiti da un seminato di punti quotati, da linee caratteristiche del terreno (dette anche breaklines) come le creste e gli impluvi, dalle delimitazioni delle aree non incluse nel modello digitale del terreno (le cosiddette "zone morte") e, infine, dai limiti dell'area rappresentata.

In genere, la quota di un punto non misurata, viene ottenuta per interpolazione tra punti noti adiacenti.

### 7.2 Cenni storici

Una fedele e minuziosa resa sul piano, la carta, dei rilievi montuosi, e cioè della terza dimensione, ha comportato per un lungo periodo numerose difficoltà ai cartografi. Queste difficoltà erano determinate soprattutto da due motivi:

- nel mondo reale l'altimetria varia con continuità sull'intera superficie topografica, mentre le misurazioni condotte dall'uomo sono limitate ad un numero finito di punti;
- il piano della carta essendo uno spazio bidimensionale (2D) poco si presta a contenere informazioni riguardanti la terza dimensione.

Una rappresentazione cartografica può far uso di due modalità grafiche: figurativa o astratta. La prima, adottando ideogrammi o pittogrammi<sup>34</sup>, modella un simbolo grafico con capacità evocative immediate del significato, in quanto ne richiama visivamente uno o più elementi che lo caratterizzano, e quindi ha un'elevata rapidità di comprensione ma al contempo scarse possibilità di generalizzazione poiché ciascun simbolo, si ferma all'individuazione della presenza di un particolare oggetto. La rappresentazione astratta è invece più

---

<sup>34</sup> Nel pittogramma gli oggetti vengono disegnati direttamente, rispettandone forme e proporzioni: si possono quindi rappresentare solo cose concrete. Nel ideogramma il disegno non indica più l'oggetto puro e semplice, ma l'idea che esso suggerisce: una figura di piede può, ad esempio, indicare l'azione di camminare, o di stare in piedi, o di schiacciare qualcosa.



La tecnica proposta da Lehmann prevedeva il lumeggiamento zenitale, e cioè considerava il rilievo come illuminato da una sorgente luminosa posta verticalmente (tratteggio geometrico). Successivamente fu introdotto, ad opera del generale svizzero Dufour, il lumeggiamento obliquo (tratteggio artistico) in base al quale l'illuminazione delle montagne era convenzionalmente fatta provenire da nord-ovest.

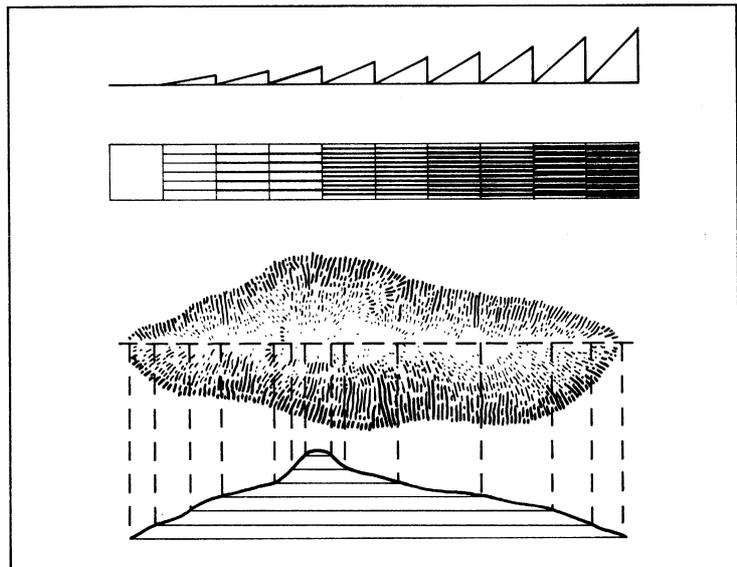


Figura 87 - Rappresentazione del rilievo con la tecnica a lumeggiamento zenitale.

Di conseguenza tutti i versanti rivolti verso la teorica fonte luminosa appaiono più chiari, mentre gli altri sono progressivamente più scuri. Questo tipo di tratteggio offre una notevole evidenza e plasticità del rilievo anche quando la pendenza è debole.

Il sistema che nella cartografia a grande scala finì con il sostituirsi al tratteggio fu quello delle curve di livello o isoipse. L'uso delle isoipse è anteriore a quello del tratteggio, ma le prime utilizzazioni non furono rivolte alla rappresentazione del rilievo bensì a quello dell'andamento della profondità nelle carte di tipo idrografico. L'uso delle curve di livello consente di fornire più informazioni rispetto al tratteggio, seppure in modo meno immediato ed appariscente, eliminandone altresì

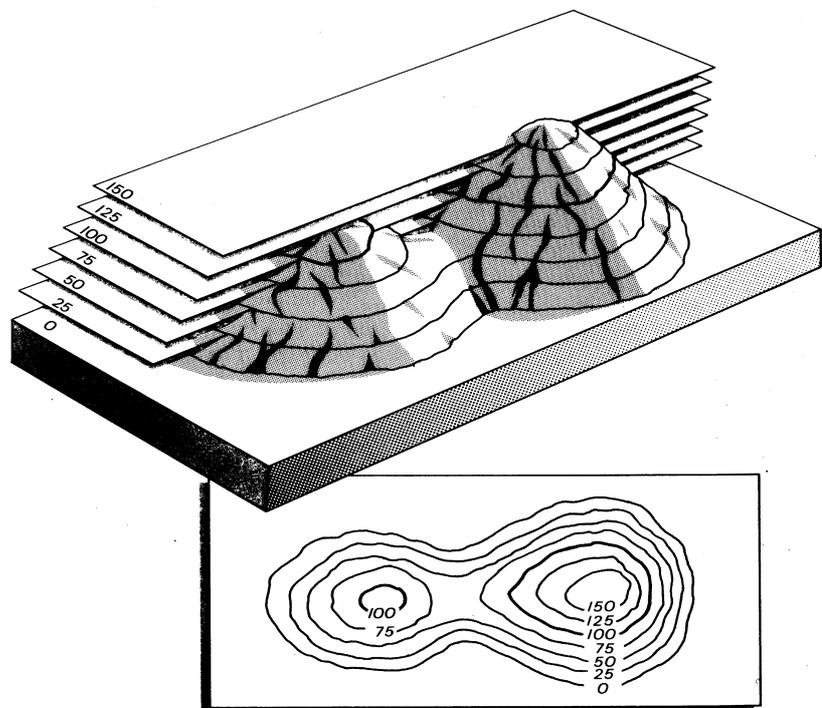


Figura 88 - Rappresentazione del rilievo con la tecnica delle curve di livello o isoipse.

pressoché totale impossibilità di apporre altri segni sulle zone montuose in quanto completamente occupate dal tratteggio.

Il sistema delle isoipse si basa sull'ipotesi di conoscere l'esatta quota altimetrica di un elevato numero di punti. Per tracciare queste linee si presuppone che il rilievo sia attraversato da una serie di piani orizzontali ed equidistanti (Figura 88). Le curve di livello si ottengono dalla proiezione sulla carta delle linee di intersezione tra il rilievo ed i piani. Poiché il dislivello fra i piani è costante (equidistanza) le curve risultano più o meno ravvicinate a seconda che il pendio sia più o meno ripido. L'equidistanza adottata non è unica, ma varia in rapporto alla scala della carta ed al tipo di rilievo da rappresentare. Il sistema delle isoipse, congiunto alla presenza delle quote, permette una precisa conoscenza del rilievo sia per quanto riguarda le altitudini sia per le forme e le pendenze, e contemporaneamente non appesantisce il disegno lasciando spazio per altri segni convenzionali. La rappresentazione dell'orografia con curve di livello consente anche la costruzione dei profili altimetrici e la determinazione della pendenza. Questa ultima, intesa come il rapporto fra il dislivello e la distanza orizzontale esistente fra due punti, viene espressa in percentuale e si ottiene moltiplicando per cento la differenza tra le quote altimetriche dei due punti e dividendo il risultato per la distanza orizzontale degli stessi. La costruzione dei profili permette di ricostruire l'andamento di un rilievo lungo un asse preordinato. Al fine di una corretta delineazione delle isoipse è indispensabile un'ampia messe di quote precise sulla zona da rappresentare. Qualora invece le informazioni altimetriche siano scarse, si deve procedere per interpolazione e quindi l'attendibilità della carta è inferiore.

Intorno alla meta degli anni '60 inizia a diffondersi sul mercato informatico una categoria di software atti alla gestione ed alla manipolazione dei dati geografici, noti Geographic Information Systems (G.I.S.). Grazie agli strumenti messi a disposizione da questa nuova tecnologia le operazioni di analisi e visualizzazione dei dati geografici diventarono molto più semplici ed efficienti. Una delle caratteristiche del modello dati di un G.I.S. attuale è la capacità di gestire oggetti tridimensionali: non stiamo semplicemente parlando di un attributo aggiunto alla componente non spaziale dei dati, bensì di un sistema a tre coordinate reali  $(x,y,z)$ . L'introduzione dei modelli tridimensionali ha aumentato notevolmente la possibilità di analisi e il numero di indicazioni che si possono cogliere da una carta. Inoltre, il loro utilizzo ha inciso anche sull'aspetto divulgativo dei risultati ottenuti, in quanto le rappresentazioni tridimensionali permettono una maggiore leggibilità degli elementi propri del paesaggio. Tuttavia, una grande limitazione nell'uso dei modelli tridimensionali è dovuta all'impossibilità dei sistemi G.I.S. oggi in

commercio di gestire per uno stesso punto più coordinate spaziali: un edificio o una faglia verticale, o qualunque tipologia di oggetti che presenti per uno stesso punto più valori di  $z$ , non possono essere rappresentati se non utilizzando un leggero offset<sup>38</sup>.

### 7.3 Terminologia.

L'idea di creare un modello digitale del terreno è una invenzione relativamente recente. L'introduzione del termine Digital Terrain Model (D.T.M.) è generalmente attribuita a due ingegneri americani del Massachusetts Institute of Technology (MIT) alla fine degli anni '50. La definizione che ne diedero era la seguente: "Il D.T.M. È semplicemente una rappresentazione statistica della superficie continua della terra attraverso un grande numero di punti di cui si conoscono le coordinate X, Y, Z in un arbitrario sistema di riferimento".

Con l'evolversi delle tecniche di produzione e la diffusione dei possibili campi di applicazione dei modelli digitali del terreno, sono nati dei nuovi termini, come ad esempio il Digital Elevation Model (D.E.M.) oppure il Digital Height Model (D.H.M.). Nella pratica questi sono spesso ritenuti sinonimi, in realtà essi si riferiscono a prodotti differenti (vedi Tabella 5).

### 7.4 Le fasi della modellazione digitale del terreno.

La produzione e l'uso di un modello digitale del terreno implica cinque fasi (Figura 89). Queste sono :

- generazione;
- manipolazione;
- interpretazione;
- visualizzazione;
- applicazione.



Figura 89: Le fasi della modellazione digitale del terreno.

38 Si possono distinguere sistemi detti  $2^{1/2}D$  e sistemi 3D veri e propri. Un tipico esempio dei primi sono le griglie raster che rappresentano una superficie fisica. In questo caso l'attributo contenuto in ogni cella della griglia è l'altezza della superficie alla posizione corrispondente. Risulta evidente che un modello dati di questo tipo consente di archiviare per ogni punto un singolo valore. Il modello non funziona qualora si voglia usare una sovrapposizione di insiemi di dati per descrivere strutture 3D, ossia se ad una singola posizione sullo stesso layer si voglia associare più valori di altezza (altezze multiple).

Acronimo	Significato	Utilizzo
D.E.M.	Digital Elevation Model	Il termine "elevation" enfatizza l'aspetto della misurazione della altezza sopra la superficie di riferimento. Il termine D.E.M. è molto diffuso negli USA e spesso fa riferimento alla creazione di una griglia regolare di quote.
D.G.M.	Digital Ground Model	Con questo acronimo vengono indicati i modelli digitali della superficie solida della Terra. Essi presuppongono che esistano delle connessioni fra gli elementi della superficie che non sono più così considerati come discreti. Questa connessione generalmente prende la forma di una funzione di interpolazione intrinseca che può essere usata per generare i punti della superficie del terreno in esame.
D.H.M.	Digital Height Model	Ha sostanzialmente lo stesso significato del D.E.M. (le parole "elevation" e "height" sono considerati normalmente come sinonimi), ma è meno comune. Questo termine sembra avere avuto origine in Germania.
D.S.M.	Digital Surface Model	Si riferisce a un modello digitale del terreno che comprenda anche i manufatti costruiti dall'uomo, come ad esempio gli edifici. Risulta particolarmente utili nella gestione delle telecomunicazioni e della sicurezza del volo.
D.T.M.	Digital Terrain Model	Rispetto ai precedenti acronimi fa riferimento ad un concetto di "modello" più ampio che coinvolge non solo altezza e elevazione ma anche altre "G.I.S. feature" come l'andamento degli argini dei fiumi, ecc... . In senso stretto, un D.T.M. rappresenta il rilievo del terreno. Nella sua forma più generale, un D.T.M. arriva a comprendere sia i dati planimetrici che quelli relativi al rilievo del terreno. Inoltre, D.T.M. può anche includere dati derivati relativi al terreno come inclinazione, aspetto, visibilità, ed altro ancora.
T.I.N.	Triangulated Irregular Network	Il modello T.I.N. è costituito da una rete di triangoli connessi fra di loro, i cui vertici, detti nodi, sono costituiti da punti di cui si conosce la quota e la posizione nel sistema di riferimento scelto.

Tabella 5: Acronimi utilizzati per indicare i modelli digitali del terreno.

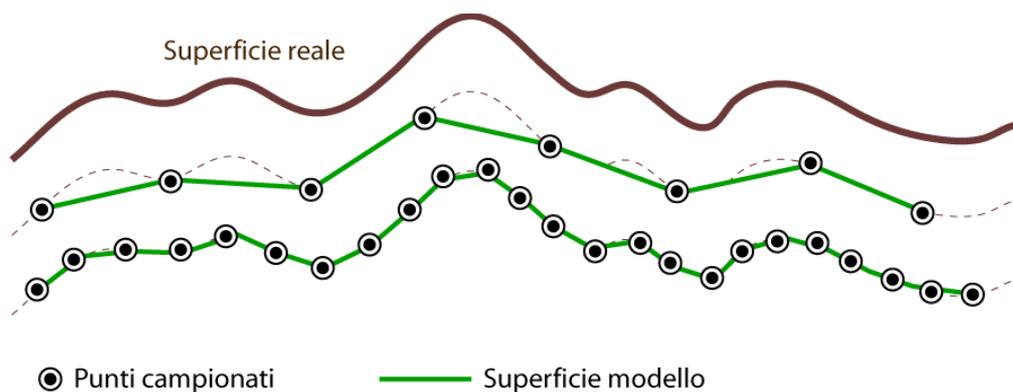
#### 7.4.1 Generazione.

Una superficie continua, come quella della terra, è costituita da un numero infinito di punti che possono essere misurati. Ovviamente, risulta impossibile registrare ciascun punto, di conseguenza, una delle prime operazioni da eseguire

per generare un modello digitale del terreno è quella di definire un appropriato metodo di campionamento, da usare per estrarre un numero limitato di punti rappresentativi. Questi punti discreti possono essere allora usati, per costruire il modello della superficie digitale che approssima quella reale. Il modello dati che si vuole utilizzare determina il metodo di campionamento da usare.

L'accuratezza con cui un modello digitale rappresenta la superficie della terra dipende soprattutto dalla distanza fra i punti campionati (Figura 90). In generale, possiamo dire che l'accuratezza si incrementa riducendo l'intervallo fra i punti campionati, si possono a questo riguardo fare le seguenti riflessioni:

- un ampio intervallo di campionamento potrebbe non rilevare importanti variazioni della superficie da modellare;
- l'incremento della risoluzione del modello attraverso la riduzione dell'intervallo di campionamento porta nella maggior parte dei casi a una più accurata rappresentazione della superficie;
- la riduzione della distanza fra i punti di campionamento comporta un incremento della ridondanza dei dati (aumento dei dati non significativi). Questo è particolarmente vero quando vaste aree della superficie da modellare non presentano significative variazioni altimetriche, in quanto in questi casi si hanno molti più punti quotati di quanti siano effettivamente necessari per rappresentare la superficie con la voluta accuratezza.



*Figura 90: Effetto dell'intervallo di campionamento sulla rappresentazione della superficie.*

I punti quotati possono avere provenienze diverse. Se sono costituiti da isoipse queste possono essere generati per via fotogrammetrica nella costituzione delle recenti carte tecniche vettoriali o ottenute per digitalizzazione a partire da cartografia tradizionale acquisita via scanner e quindi georeferenziata. Un

database di punti georeferenziati può invece essere generato tramite rilievi GPS e con laser altimetri aereo trasportati (Light Detecting and Ranging - Lidar). L'architettura di un modello digitale del terreno deriva dalla struttura dati usata per rappresentarlo. Diverse strutture dati sono state proposte e testate per la memorizzazione e la visualizzazione della superficie topografica, tuttavia, due in particolare sono le più popolari: la struttura a griglia di altezze (GRID o RASTER) e la struttura T.I.N. (Triangulated Irregular Network). La griglia di altezze è la più comunemente usata per la costruzione dei modelli digitali del terreno. Questo perché la struttura dati di una griglia condivide molte similitudini con la struttura dei file dati usati per l'archiviazione delle informazioni in un personal computer. La quota può così essere facilmente memorizzata in un computer come un array (matrice numerica) bidimensionale (ciascun punto può essere assegnato ad una ben determinata riga e colonna). Il modello T.I.N. è costituito da una rete di triangoli connessi fra loro, i cui vertici, detti nodi, sono costituiti da punti di cui si conosce, oltre alla posizione nel sistema di riferimento scelto, anche il valore della quota. I maggiori vantaggi offerti dalla struttura T.I.N., rispetto alla griglia, consistono principalmente nella sua capacità di fornire una descrizione più particolareggiata delle aree caratterizzate da un andamento del rilievo più complesso e di risolvere il problema della ridondanza dei dati delle aree pianeggianti.

#### **7.4.2 Manipolazione.**

Le procedure che sono riunite sotto questo termine sono essenziali per la correzione e l'aggiornamento del modello digitale del terreno. Queste includono sia le funzioni per la modifica dei dati, come ad esempio le funzioni per l'editing, il filtraggio<sup>39</sup> e l'unione di più modelli digitali del terreno adiacenti (merge), che le procedure per la conversione della struttura dati (ad esempio da T.I.N. a GRID).

#### **7.4.3 Interpretazione.**

L'importanza dei modelli digitali del terreno deriva dalla possibilità di estrarre da essi conoscenze e informazioni riguardanti il terreno e i suoi attributi. L'interpretazione fornisce informazioni, principalmente di tipo geomorfologico, attraverso delle analisi quantitative della superficie digitale del terreno. Tali analisi costituiscono i dati di input per altre applicazioni

<sup>39</sup> Il filtering include sia le funzioni di smoothing che quelle di enhancement ottenute usando rispettivamente un filtro passa-basso e uno passa-alto. Si ricorda che mentre il filtraggio passa-basso attenua le transizioni fra i valori contenuti nelle celle, ovvero elimina le variazioni brusche, il filtraggio passa-alto amplifica le transizioni, ovvero accentua le variazioni fra i valori di quota contenuti in due celle adiacenti.

per la ricerca e la gestione nel campo ambientale. L'analisi interpretativa può essere condotta sotto due aspetti: morfologica o idrologica. La prima mira a fornire informazioni riguardo:

- pendenza: trattasi di un'immagine raster in cui i valori associati a ciascun pixel ne esprimono la pendenza in gradi o in percentuale. Gli algoritmi funzionano in genere con finestre mobili. Uno degli operatori più diffusi è il cosiddetto "rook's case" che si basa sull'analisi dei quattro pixel vicini al pixel di cui deve essere calcolata la pendenza (Figura 91).

$$p = \sqrt{\left(\frac{dx - sn}{ris * 2}\right)^2 + \left(\frac{sp - st}{ris * 2}\right)^2} * 100$$

dove:

p = pendenza del pixel in esame, espressa in percentuale;

dx = quota del pixel a destra rispetto a quello in esame;

sn = quota del pixel a sinistra rispetto a quello in esame;

sp = quota del pixel sopra a quello in esame;

st = quota del pixel sotto a quello in esame;

ris = risoluzione dell'immagine

30 metri  


	304	
297	302	345
	312	

Figura 91: Esempio di calcolo della pendenza mediante l'operatore rook's case. La pendenza del pixel centrale (giallo) risulta essere dell'81% (la quota dei pixel è in metri e la risoluzione dell'immagine è di 30 metri).

Per l'applicazione della formula

è necessario che la quota dei pixel del D.E.M. sia espressa nella stessa unità di misura del sistema di riferimento geografico utilizzato, ovvero che le coordinate dei pixel (x,y,z) siano espresse tutte nella stessa unità di misura. Se si desidera esprimere la pendenza in gradi centesimali invece che in percentuale è sufficiente calcolare l'arcotangente (arctan) del valore di pendenza percentuale (Figura 92). Nel caso la pendenza sia espressa in percentuale il range dei valori che si ottengono varia tra un minimo di 0 e un massimo di 100, nel caso, invece, in cui sia espressa in gradi il range varia tra 0 e infinito.

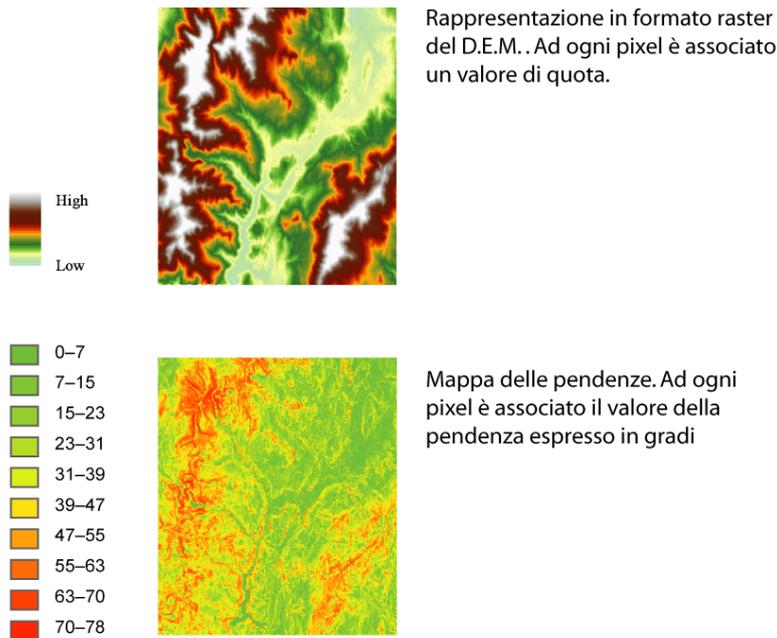


Figura 92: Esempio di mappa delle pendenze espresse in gradi (ESRI ArcGIS 3D Analyst).

- esposizione: trattasi di un'immagine raster in cui i valori associati a ciascun pixel ne esprimono l'esposizione prevalente in un intorno geografico. Come nel caso precedente vengono in genere considerati i pixel vicini rispetto a quello in analisi tramite operatori a finestra mobile. Il valore associato al pixel in esame è quindi l'esposizione della direzione di massima pendenza in un intorno geografico del pixel (Figura 93). Utilizzando gli otto pixel vicini a quello in analisi viene calcolata la direzione di massima pendenza (massima differenza di quota) tra le quattro possibili (sud-nord, est-ovest, nordovest - sudest e nordest - sudovest). Il verso del vettore così definito individua quindi l'esposizione (Figura 94).

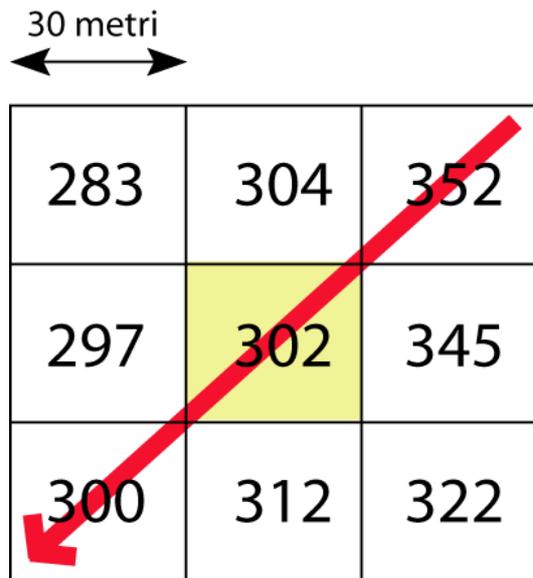


Figura 93: Nell'esempio il pixel centrale ha esposizione sud - ovest. dei quattro vettori possibili quello nordest - sudovest ha il più alto valore di differenza di quota, il verso del vettore è determinato muovendosi dalla quota maggiore verso quella inferiore.

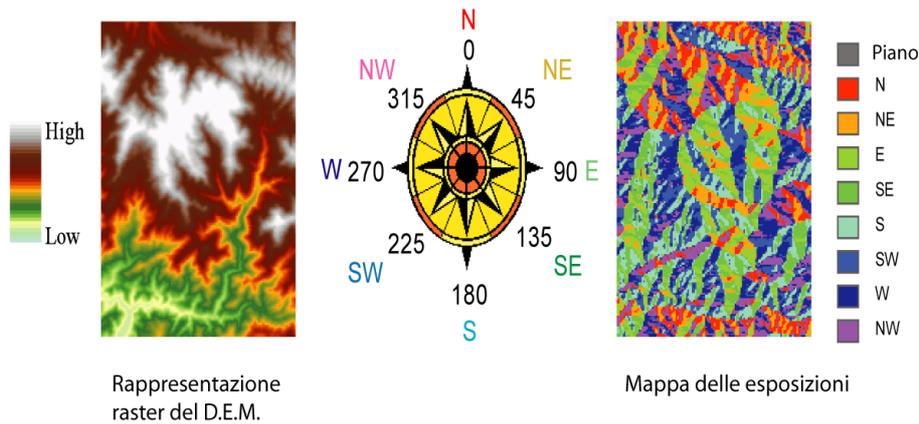


Figura 94: Esempio di mappa delle esposizioni (ESRI ArcGIS 3D Analyst).

- curvatura: la curvatura dei versanti è anch'essa un'analisi della posizione di ogni cella rispetto alle circostanti, che mette in evidenza l'andamento del rilievo; viene calcolata la conformazione della superficie passante in ogni cella. Si ottengono dei valori che matematicamente rappresentano la derivata seconda della curva di superficie passante in ogni cella: se positivi esprimono convessità del versante, se negativi una concavità, se prossimi allo zero un flesso, cioè una superficie né concava né convessa. Dal punto di vista applicativo la curvatura consente, ad esempio, di analizzare ed evidenziare l'accelerazione e la decelerazione dei deflussi d'acqua o la loro convergenza o divergenza.
- illuminazione: dato un D.E.M. e definita la posizione del sole è possibile simulare la quantità teorica di energia radiante al suolo. Per il calcolo viene ricavato l'angolo di incidenza tra i raggi solari e la superficie del terreno (Figura 95).

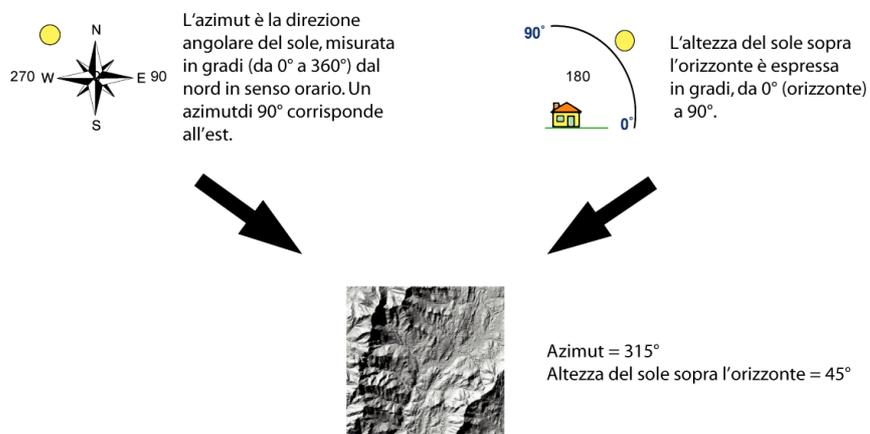


Figura 95: Esempio illuminazione di un D.E.M. (ESRI ArcGIS 3D Analyst).

- **intervisibilità:** dato un D.E.M. le analisi di intervisibilità permettono di identificare le aree visibili a partire da uno o più punti di osservazione. Definiti i punti di osservazione viene quindi derivata una mappa indicante le zone visibili dal punto di osservazione e viceversa. L'analisi di intervisibilità è particolarmente utile negli studi per la valutazione dell'impatto paesaggistico di particolari opere quali viadotti, tralicci di elettrodotti, ... .

L'altra categoria di analisi, quella idrologica, permettono di descrivere e quantificare il comportamento del modello del terreno rispetto ai deflussi ideologici superficiali:

- **direzione del deflusso:** in primo luogo può essere definita, per ogni cella del GRID, la direzione di deflusso, cioè la cella delle otto circostanti verso cui si orienta il deflusso in base all'andamento del rilievo;
- **bacino idrografico:** la definizione della direzione dei deflussi consente di individuare, procedendo in maniera retrograda verso monte, le aree la cui direzione di deflusso converge verso una stessa porzione di bacino idrografico. Può quindi essere definito in modo automatico lo spartiacque, e quindi l'area, di bacino idrografico;
- **reticolo idrografico:** una volta definita la direzione di deflusso può essere quantificato l'accumulo dei deflussi, cioè la quantità di apporti idrici che ogni cella riceve dalle altre.

#### **7.4.4 Visualizzazione**

La visualizzazione dei modelli digitali del terreno gioca un ruolo essenziale nella comprensione del modello digitale. Questo è specialmente rilevante nel contesto della comunicazione dei risultati della modellazione. La visualizzazione 3D può avvenire secondo due modalità:

- visualizzazione interattiva per l'esplorazione del modello, per la sua correzione e aggiornamento;
- visualizzazione statica per la divulgazione dei risultati.

#### **7.4.5 Applicazione.**

I modelli digitali del terreno hanno raggiunto uno sviluppo tale da costituire la base su cui sono costruite molte applicazioni. Le innovazioni nel campo della grafica computerizzata, dei database, del trattamento dei dati spaziali e in una moltitudine di aree connesse hanno reso possibile la loro diffusione in una grande varietà di campi applicativi. A titolo di esempio ne forniamo alcuni fra i più interessanti:

- pianificazione urbanistica e territoriale: uno dei motivi per cui chi si occupa di pianificazione urbanistica è attratto dai modelli digitali del terreno è dovuto alla loro capacità di evidenziare relazioni di causa effetto che altrimenti sarebbero difficili da individuare;
- gestione delle risorse: un altro mercato importante per i modelli digitali del terreno è la gestione delle risorse naturali, dal monitoraggio dell'erosione delle spiagge alla visualizzazione della geologia del sottosuolo, per la quale sono necessarie accurate misure di volume;
- gestione delle emergenze: i modelli digitali del terreno sono adatti a fornire un supporto per la gestione delle emergenze. In un tipico incidente o disastro naturale, i rappresentanti di vari enti governativi devono collaborare, ma spesso diventa difficile una chiara comunicazione. Uno dei motivi è che le scene dei disastri naturali e degli incidenti più seri sono spesso difficili da esaminare perché sono oscurate da fumo o si trovano sott'acqua o in posizioni inaccessibili. I modelli digitali del terreno integrati con dati rilevati a distanza possono offrire una rappresentazione tridimensionale della scena del disastro.

## **7.5 Strutture dati.**

Una struttura dati (o data structure) è la specificazione di come un modello del mondo reale oppure di una sua parte è rappresentato in un sistema informatico. Le strutture dati utilizzabili per la rappresentazione della superficie fisica della Terra sono diverse (Figura 96), tuttavia, due sono le più diffuse nel mondo G.I.S.: la griglia regolare o GRID o RASTER e il Triangulated Irregular Network o T.I.N..

La più comune rappresentazione per una superficie è la griglia di linee ortogonali con i valori della quota associati alle intersezioni della griglia stessa. Le linee della griglia sono di solito equidistanti. Ciò è dovuto a ragioni pratiche, in quanto una griglia di rettangoli regolari può essere manipolata piuttosto facilmente da un programma per computer, poiché la maggior parte dei linguaggi di programmazione forniscono supporti per la gestione delle matrici bidimensionali. Una griglia di triangoli equilateri presenta alcuni vantaggi rispetto alla griglia di rettangoli, ma il codice del programma che deve gestirla risulta molto più complesso. Ad esempio, i punti più vicini ad un punto dato non possono essere ottenuti come nella griglia rettangolare semplicemente incrementando o decrementando l'indice della matrice.

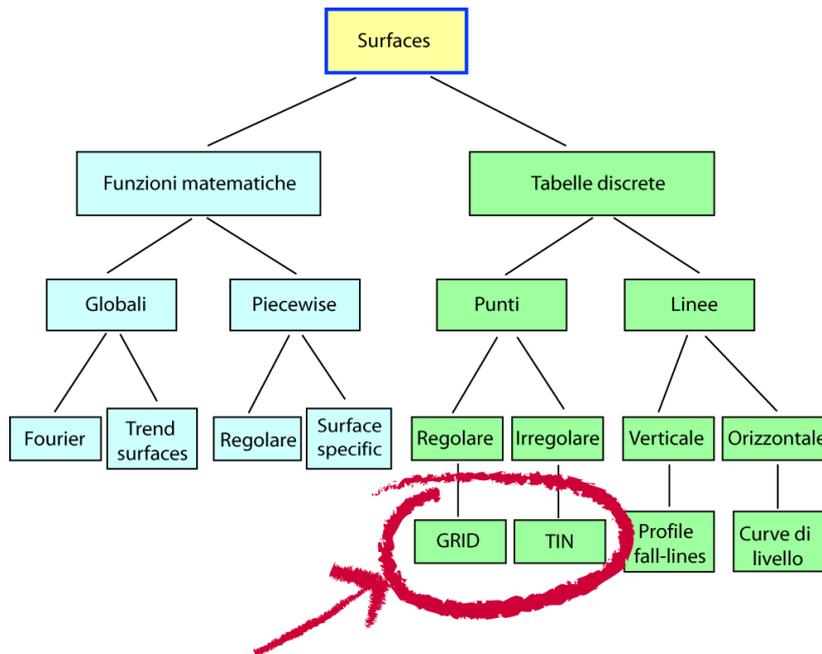


Figura 96: Modellazione delle superfici nei G.I.S..

La superficie naturale della terra è raramente regolare e di forma rettangolare o triangolare. Ciò comporta che solo per puro caso i punti di cui si conosce la quota e le linee che costituiscono il contorno degli oggetti del mondo reale, coincideranno con le intersezioni e le linee rette che costituiscono la griglia regolare. Per ovviare a questo inconveniente sono stati sviluppati degli algoritmi e dei programmi software per interpolare i punti, le linee e i poligoni irregolari in una griglia regolare. Per minimizzare gli errori indotti da questa trasformazione le dimensioni delle celle della griglia devono essere molto piccole. Una elevata risoluzione della griglia, tuttavia, richiede più tempo per l'elaborazione, più memoria e in generale ha un costo più elevato.

	TIN	GRID
<b>VANTAGGI</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CAPACE DI DESCRIVERE LA SUPERFICIE A DIFFERENTI LIVELLI DI RISOLUZIONE</li> <li>- EFFICIENTE NELLA MEMORIZZAZIONE DEI DATI</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- FACILE DA MEMORIZZARE E DA GESTIRE</li> <li>- FACILMENTE INTEGRABILE CON ALTRI DATI IN FORMATO RASTER</li> <li>- SUPERFICIE PIU' LEVIGATA, L'ANDAMENTO DEL TERRENO COMPARE MOLTO PIU' NATURALE</li> </ul>
<b>SVANTAGGI</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- IN MOLTI CASI RICHIEDE LA VERIFICA DELLA RETE OTTENUTA E LA CORREZIONE MANUALE DEGLI EVENTUALI ERRORI</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- IMPOSSIBILITA' DI UTILIZZARE ALL'INTERNO DELLA STESSA GRIGLIA CELLE DI DIMENSIONI DIFFERENTI PER RAPPRESENTARE AREE CON DIFFERENTE COMPLESSITA' DEL RILIEVO</li> </ul>

Figura 97: Confronto fra GRID e T.I.N.

Il T.I.N. permette di preservare l'insieme originale dei punti quotati nella generazione del modello della superficie. I punti di cui si conosce la quota costituiscono i nodi della rete irregolare. I nodi sono connessi da archi, che formano una maglia di triangoli di differente dimensione e orientamento. In contrasto con la griglia regolare, la rete irregolare può essere adattata alle variazioni locali di risoluzione, richieste per poter seguire al meglio l'andamento del suolo. In regioni in cui il rilievo è particolarmente accidentato (rapide variazioni dei valori di quota) la maglia può essere resa più densa. In regioni con estese aree di piccole variazioni di quota la dimensione dei triangoli può essere più grande. Il T.I.N. può inoltre, essere considerevolmente ridotto mediante l'eliminazione dei triangoli e dei nodi ridondanti, ad esempio in un'area pianeggiante dove i nodi hanno solo lievi differenze in quota. L'operazione di riduzione è anche eseguita per ottenere modelli con differenti livelli di dettaglio, per esempio per aumentare le prestazioni di applicazioni di visualizzazione 3D in real-time.

## **7.6 La griglia di altezze (GRID).**

La fortuna del modello GRID è dovuta alla facilità con cui le matrici possono essere manipolate con gli elaboratori elettronici ed alla struttura topologica di facile comprensione. Inoltre, essi offrono la possibilità di confrontare e valutare modelli digitali della stessa porzione di territorio, sovrapponendo i grigliati definiti da uguali dimensioni e medesima origine planimetrica.

Esistono, tuttavia, alcuni svantaggi tipici del metodo a matrice regolare:

- il gran numero di dati ridondanti che si vengono ad avere nel caso in cui si descriva l'andamento di un terreno uniforme, cioè senza variazioni di altezza;
- la necessità di cambiare la densità del grigliato per poter descrivere zone di crescente complessità, sinonimo di scarsa flessibilità del metodo.

In generale la struttura a griglia può risultare troppo grossolana per descrivere efficacemente tutte le forme particolari del terreno, come la sommità dei rilievi, linee di frattura, ...

Nel progettare un GRID, oltre al livello di precisione da raggiungere, occorre definire la disposizione dei punti nel seminato. Quest'ultimi sono disposti in forma regolare (ai vertici di una griglia, con spaziatura uniforme in direzione Nord-Sud e Est-Ovest). La spaziatura tra i vertici della griglia (detta anche passo della griglia) non deve essere troppo piccola, per consentire il trattamento anche di aree relativamente estese senza dover affrontare grossi problemi nella gestione e memorizzazione dei dati. Tenendo presenti le caratteristiche del terreno ed il livello di precisione che si vuole ottenere,

il parametro fondamentale da fissare è pertanto il passo di griglia.

### **7.6.1 Determinazione della distanza tra i nodi della griglia (passo della griglia).**

Per la determinazione della distanza tra i nodi della griglia devono essere presi in considerazione i seguenti aspetti:

- la spaziatura della griglia deve essere sufficientemente densa da permettere di descrivere in modo accurato l'andamento del terreno senza richiedere breaklines, tranne in corrispondenza di vere e proprie discontinuità del terreno. Questa spaziatura deve essere adeguata a trattare tutti i tipi di terreno (ondulato ed anche accidentato);
- la spaziatura non deve essere troppo densa, altrimenti la gestione del gran numero di punti diventa problematica. Una spaziatura elevata è evidentemente adatta per i livelli di precisione più bassi;
- livelli diversi di precisione richiedono differenti distanze tra i nodi della griglia, tuttavia è bene cercare di conservare la coincidenza tra le griglie fitte e rade, per facilitare la fusione di insiemi di dati. Un insieme di dati con passo di griglia di 10 metri che copra una porzione di un altro insieme con passo di griglia di 20 metri può essere facilmente sovrapposto a quest'ultimo, dal momento che un dato ogni due si trova in posizione coincidente con la griglia più fitta e può quindi essere eliminato. Al contrario, l'integrazione entro una griglia con spaziatura di 25 metri richiederebbe un'interpolazione, per identificare quali punti eliminare nella griglia meno fitta.

### **7.6.2 Formato di scambio dei dati.**

I dati del GRID devono essere memorizzati e resi disponibili all'utente finale in un formato adatto. Attualmente quasi tutti i formati di scambio sono di tipo ASCII, essendo supportato dalla maggior parte delle applicazioni software. Purtroppo, non esistendo un formato standard ASCII, in alcuni casi si può incorrere in problemi di compatibilità. Nella Figura 98 viene riportata la descrizione di un formato GRID-ASCII tratta da un documento della Provincia Autonoma di Trento.

Spesso per limitare le dimensioni dei files di dati, in modo da avere blocchi relativamente semplici da maneggiare, i punti quotati contenuti in ognuno di essi vengono limitati da 1 a 5 milioni.

## **7.7 Il Triangulated Irregular Network (T.I.N.).**

Il Triangulated Irregular Network (T.I.N.) è una importante alternativa al modello GRID, ed è attualmente adottato in numerose applicazioni G.I.S.. Il



l'area e la pendenza, ciascuno poligono è a sua volta costituito da tre linee (o spigoli) con attributi di pendenza e direzione, infine ciascun spigolo ha come estremi dei punti (o nodi) aventi come attributo la quota.

I punti di forza del modello T.I.N. sono la semplicità e l'economicità. Inoltre, alcuni tipi di terreni, a causa della loro conformazione, risultano facilmente rappresentabili mediante triangoli con facce piane (ad esempio terreni derivanti dall'erosione fluviale). Altri terreni, tuttavia, non sono molto bene rappresentabili mediante triangoli piani (ad esempio i terreni formati dall'erosione glaciale). I triangoli lavorano al meglio in aree con nette variazioni di pendenza, dove i loro spigoli possono essere allineati alle linee di rottura (ad esempio canali e creste).

### **7.7.1 Elementi di un T.I.N. (ArcINFO).**

Il modello T.I.N. è composto da nodi (nodes), spigoli (edges), triangoli (triangles) e topologia (topology):

- nodi: i nodi sono i blocchi fondamentali costituenti un T.I.N.. Ciascun nodo del modello digitale deve avere un solo valore di  $z$ .
- spigoli: ciascun nodo è unito a quello più vicino attraverso uno spigolo a formare dei triangoli che soddisfano particolari criteri (ad esempio il criterio di Delaunay). Ciascun spigolo possiede due nodi, ma un nodo può avere due o più spigoli. Poiché ciascun spigolo ha ai suoi estremi un nodo con associato un valore di  $z$ , è possibile calcolare il valore della pendenza lungo lo spigolo da un nodo ad un altro.
- triangoli: la faccia di ciascun triangolo descrive l'andamento altimetrico di una porzione della superficie definita dal T.I.N.. Le coordinate  $x, y, z$  dei nodi di un triangolo possono essere usate per ottenere informazioni come l'area della superficie, la pendenza, il profilo, il perimetro. Considerando l'intero insieme dei triangoli è possibile derivare informazioni addizionali circa la superficie fra cui: volume, profilo, visibilità. Poiché ciascuna faccia dei triangoli riassume l'andamento di una porzione della superficie del terreno, risulta importante assicurarsi che i punti campionati siano selezionati in modo da fornire il migliore adattamento possibile del modello alla superficie reale. Un modello T.I.N. può dare dei risultati scarsi se importanti regioni della superficie reale sono sotto-campionate.
- topologia (vedi Figura 99 e Figura 100): attraverso la struttura topologica viene preservata l'informazione che permette di individuare i nodi e gli spigoli che costituiscono ciascun triangolo oltre all'adiacenza fra triangoli. Per ciascun triangolo, verranno fornite:

- l'identificativo del triangolo;
- l'identificativo di ciascun triangolo adiacente;
- i tre nodi che definiscono il triangolo;
- le coordinate planimetriche x, y di ciascun nodo;
- il valore della quota z di ciascun nodo.

Elemento TIN	Informazione geometrica	Informazione topologica	Informazione qualitativa
Nodi	coordinate x, y, z del nodo	- puntatori spigoli adiacenti - puntatori triangoli adiacenti - puntatori nodi circostanti	
Spigoli	coordinate x, y, z dei punti estremi	- puntatori spigoli adiacenti - puntatori triangoli adiacenti	ad esempio: - gradiente dello spigolo
Triangolo	coordinate x, y, z dei vertici	- puntatori spigoli del triangolo - puntatori triangoli adiacenti	ad esempio: - tipo di terreno - raggio del cerchio circoscritto

Figura 99: Informazione geometrica e topologica contenuta nel modello T.I.N..

### 7.7.2 Costruzione di un T.I.N..

Gli attuali algoritmi per la visualizzazione 3D del terreno solitamente possono usare sia strutture GRID che T.I.N.. I vantaggi offerti dal modello T.I.N. sono:

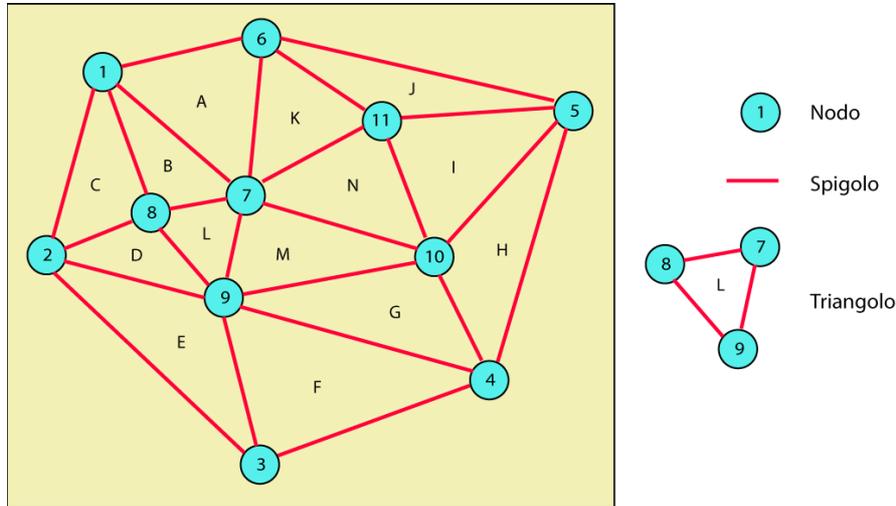
- i triangoli sono oggetti geometrici semplici che possono essere facilmente manipolati;
- i T.I.N., essendo svincolati dalla struttura regolare tipica dei GRID, possono approssimare con il valore di tolleranza desiderato qualsiasi superficie con un numero limitato di poligoni.

L'utilizzo della triangolazione<sup>40</sup> per la descrizione altimetrica della superficie della terra implica alcuni vincoli sul risultato stesso di questa operazione. Innanzitutto, il livello di qualità ottenibile dalla triangolazione è dipendente dal criterio utilizzato per la selezione dei punti su cui essa sarà applicata, ossia del campione rappresentativo del terreno. Un secondo requisito è che l'algoritmo di triangolazione deve produrre triangoli che siano il più possibile equilateri. Questa condizione è essenziale per l'interpolazione numerica, dal momento che assicura che la distanza massima da un vertice di un punto qualsiasi interno al triangolo sia ridotta al minimo. Inoltre, essa minimizza l'effetto di aliasing<sup>41</sup> che può crescere quando sono visualizzati

<sup>40</sup> Una triangolazione è un tipo di suddivisione poligonale del piano i cui elementi sono triangoli. Una triangolazione di un certo insieme di punti del piano è una triangolazione i cui vertici sono punti di quell'insieme. Questo tipo di suddivisione del piano sono particolarmente importanti poiché il triangolo è il poligono convesso più semplice.

<sup>41</sup> Tutti gli oggetti disegnati sul video possono presentare il fenomeno di scalinamento noto con il

triangoli lunghi e sottili. Terza condizione è che l'algoritmo produca una unica triangolazione di un dato insieme di punti così da generare una superficie riproducibile e consistente. La triangolazione di Delaunay fornisce tutti e tre questi benefici.



COORDINATE X - Y	
Nodo	Coordinate
1	x1, y1
2	x2, y2
3	x3, y3
...	... ..
...	... ..
11	x11, y11

COORDINATA Z	
Nodo	Z
1	z1
2	z2
3	z3
...	... ..
...	... ..
11	z11

NODI	
ID Triangolo	Nodi
A	1, 6, 7
B	1, 7, 8
C	1, 2, 8
D	2, 8, 9
E	2, 3, 9
F	3, 4, 9
G	4, 9, 10
H	4, 5, 10
I	5, 10, 11
J	5, 6, 11
K	6, 7, 11
L	7, 8, 9
M	7, 9, 10
N	7, 10, 11

SPIGOLI	
ID Triangolo	Triangoli adiacenti
A	B, K
B	A, C, L
C	B, D
D	C, E, L
E	D, F
F	E, G
G	F, H, M
H	G, I
I	H, J, N
J	I, K
K	A, J, N
L	B, D, M
M	G, L, N
N	I, K, M

Figura 100: La struttura dati T.I.N. è capace di preservare l'informazione topologica. I dati sono memorizzati in tabelle che conservano il valore delle coordinate e le relazioni topologiche.

### 7.7.3 Breaklines.

Il seminato di punti, siano essi organizzati all'interno di un modello GRID o T.I.N., può non essere in grado di riprodurre, se non in modo alquanto

---

nome di aliasing. L'aliasing è dovuto al fatto che oggetti continui sono approssimati da una serie di pixel nello spazio discreto dell'immagine video.

approssimato, particolari elementi del territorio, come le scarpate, gli argini, le cave. Pertanto, è necessario rappresentare tali elementi mediante breaklines. Il livello di precisione e la finalità principale per cui il modello digitale del terreno viene prodotto determineranno quali linee caratteristiche devono essere incluse.

Aree rilevate con precisione inferiore, per la presenza di vegetazione o di altri ostacoli, devono essere messe in evidenza; altrettanto va fatto per quelle che non possono essere rilevate.

I triangoli formati dalla triangolazione di Delaunay non devono attraversare breaklines. Le spezzate che descrivono breaklines sono sempre impiegate come lati di triangoli ed i loro vertici come punti nella generazione del modello digitale del terreno.

## **Capitolo 8 - Stima della radiazione solare.**

### **8.1 Introduzione.**

Gli edifici possono giocare un ruolo significativo nella diffusione della tecnologia fotovoltaica in ambito urbano, potendone utilizzare i tetti per l'installazione dei pannelli solari. Infatti, le aree urbanizzate, sono spesso caratterizzate, dalla scarsa disponibilità di spazi liberi per la loro installazione a livello del terreno. Tuttavia, l'ombreggiamento dovuto agli alberi e agli edifici circostanti può limitare, anche fortemente, l'accesso alla radiazione solare. Inoltre, a scala più vasta, anche la morfologia del territorio, soprattutto in ambito montano, può avere importanti ripercussioni sull'efficienza dell'impianto solare. Risulta evidente, quindi, l'importanza ai fini di una corretta rendicontazione dell'efficacia economica dell'impianto stesso, quantificare, il più precisamente possibile, l'entità di questi fenomeni di disturbo. A questo scopo, è ipotizzabile l'utilizzo di dati Lidar ad alta risoluzione per l'analisi degli effetti di ombreggiamento dovuti agli oggetti posti nelle immediate vicinanze dell'installazione (edifici, alberi, tralicci, ...). L'analisi a scala più ampia potrà, invece, essere condotta servendosi di modelli digitali del terreno (DTM) a risoluzione minore (20m).

### **8.2 Individuazione degli ostacoli e dei loro effetti sul rendimento dei pannelli solari.**

Come già detto, una delle prime operazioni da eseguire, nella valutazione della convenienza economica di una nuova installazione fotovoltaica su un tetto è la stima dell'effetto di ombreggiamento dovuto agli oggetti che circondano l'edificio. A differenza dei pannelli solari termici (utilizzati per produrre acqua calda), le celle fotovoltaiche (che producono energia elettrica) sono molto più sensibili agli effetti di ombreggiamento dovuti agli ostacoli che si frappongono fra esse e il sole. Infatti, poiché le celle di un pannello fotovoltaico sono collegate in serie, quando le prestazioni di una di esse

diminuisce a causa dell'ombra dovuta ad un ostacolo (ad esempio, un ramo di un albero), ciò ha un notevole impatto sulla produzione complessiva di energia elettrica.

Risulta, perciò, evidente la necessità di registrare la posizione e l'altezza di tutti i possibili ostacoli, al fine di quantificarne l'effetto di ombreggiamento sui pannelli. Queste misurazioni possono essere condotte direttamente sul campo, attraverso metodi tradizionali che si basano sulle proprietà dei triangoli. In questo caso le misure di lunghezza (la distanza  $D$  nella Figura 101) possono essere effettuate attraverso un distanziometro laser, mentre le misure degli angoli possono essere fatte attraverso un clinometro, ossia un dispositivo ottico utilizzato per misurare angoli sopra l'orizzonte. Questi metodi consentono misure, che a seconda anche delle capacità dell'operatore, possono essere soggette da un'errore compreso fra l'1% e il 10%. Tuttavia, questi metodi non possono essere utilizzati quando l'ostacolo non è visibile o accessibile. Un altro approccio per identificare le ostruzioni che possono limitare l'accesso dei raggi solari al tetto è quello di prendere, dal punto di installazione, una foto fisheye<sup>42</sup> che inquadra la totalità del cielo sovrastante (Figura 102). Successivamente, il diagramma della traiettorie seguite dal sole durante l'anno viene sovrapposto alla foto per identificare la data e l'ora in cui la posizione del sole sarà tale che l'ostacolo limiterà l'accesso dei suoi raggi al tetto (Figura 103). Tuttavia,

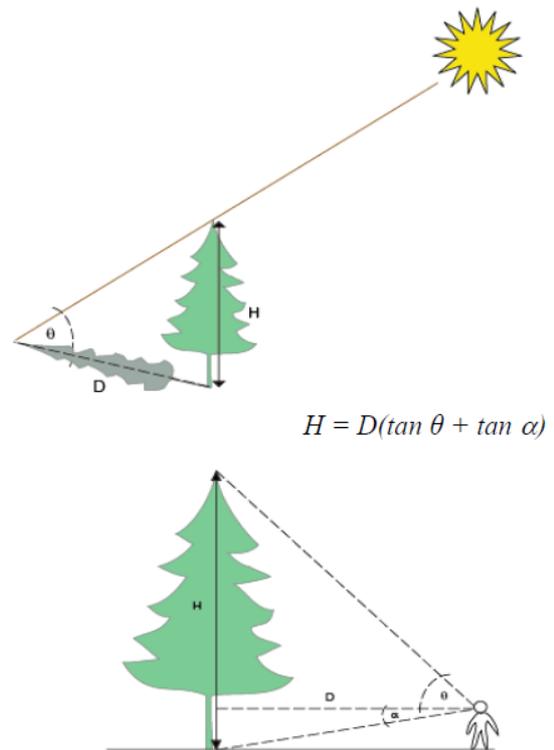


Figura 101: Metodi tradizionali per la misurazione dell'altezza degli alberi.



Figura 102: Esempio di una fotografia fisheye.

<sup>42</sup> In fotografia, un fish-eye o fisheye (letteralmente: occhio di pesce) è un obiettivo fotografico o cinematografico grandangolare estremo (o ultragrandangolare) che abbraccia un angolo di campo non minore di 180°.

questo metodo può essere applicato solo se è possibile accedere all'area di interesse, ossia a ciascun tetto su cui si ipotizza l'installazione di pannelli fotovoltaici.

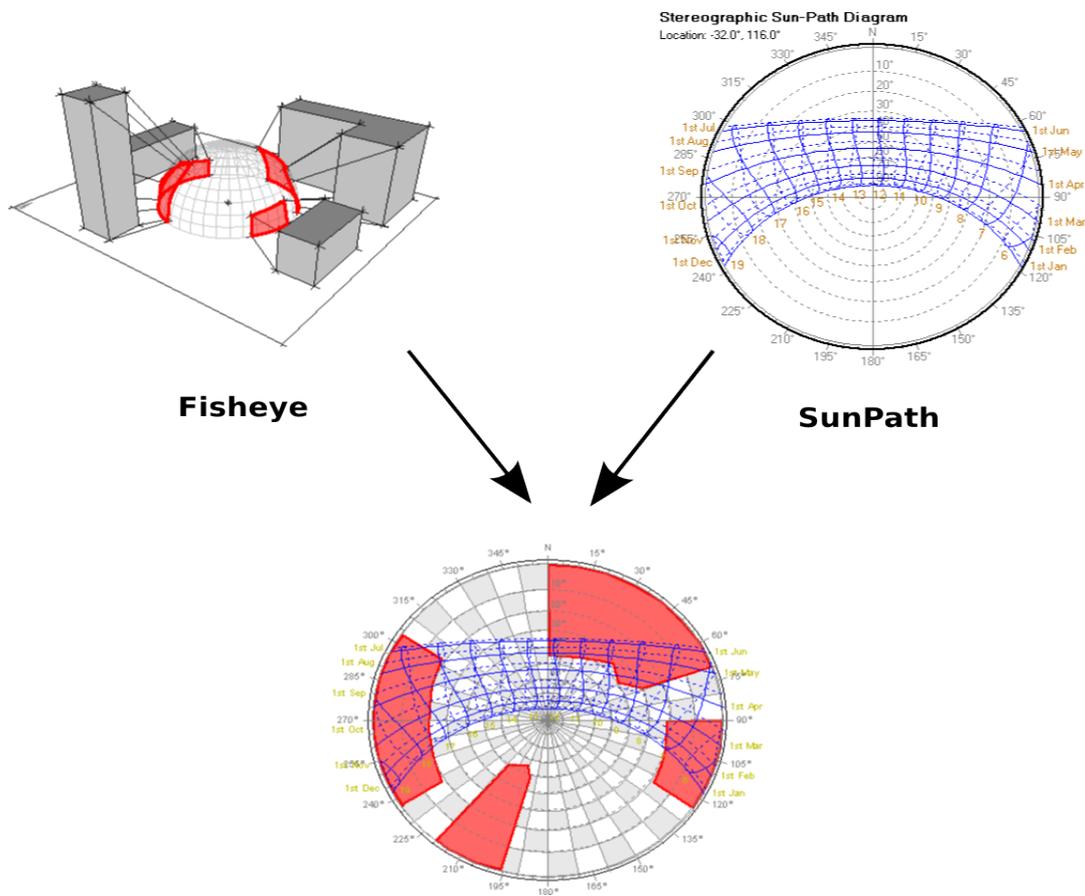


Figura 103: Individuazione della data e dell'orario in cui la luce solare sarà bloccata dagli ostacoli mediante la tecnica fisheye.

L'utilizzo dei mezzi messi a disposizione dalle tecniche di telerilevamento ha fornito, in questi ultimi anni, modi economici ed efficienti per ottenere delle misure di altezza accurate su vasta scala. In particolare, per le aree urbane, la tecnologia Lidar rappresenta un metodo, veloce ed affidabile, per la mappatura delle altezze del suolo e degli oggetti naturali e non (edifici, alberi, ...) posti al di sopra di esso (Figura 104). Sebbene i dati Lidar siano ormai stabilmente utilizzati in molti campi di applicazione, il loro uso in questo settore non è ancora molto sviluppato.

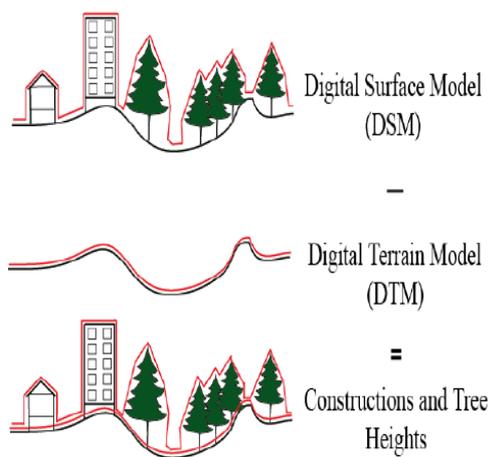


Figura 104: Modelli digitali del terreno.

## 8.3 Import dei dati Lidar in ArcGIS 9.2.

### 8.3.1 Analisi preliminare dei dati Lidar.

I dati sono stati forniti, dalla società che li ha prodotti, nel formato binario las e sono stati organizzati in tre macro-categorie: buildings, overground, ground (Figura 105). Delle tre, la categoria overground risulta la più generica, potendo contenere una totalità di oggetti naturali e non (alberi, tralicci, edifici, ...) molto vasta. Essa, inoltre, contiene anche tutti i punti che appartengono alla categoria denominata buildings.

Il sistema di riferimento geografico associato ai dati è il: Gauss-Boaga Roma 40 (ESPG 3003 - Monte Mario / Italy zone 1). La risoluzione spaziale dei dati risulta essere di 4 punti per m<sup>2</sup>.

Per le elaborazioni che andremo ad eseguire sui file Lidar ci serviremo degli strumenti messi a disposizione dal software libero "lastools"<sup>43</sup>. Lastools è una suite di comandi con interfaccia a riga di comando, veloci ed affidabili, sviluppata da Martin Isenburg. Per una prima analisi dei dati ci può essere di aiuto lo strumento lasinfo.exe. Lanciamo il comando:

```
lasinfo pt000013.las
```

l'output (Figura 106) ci fornisce una serie di informazioni utili, fra cui l'estensione spaziale (x, y, z) dei dati.

### 8.3.2 Preparazione dei dati Lidar.

Come prima operazione raggruppiamo tutti i file .las relativi ad una macro-categoria in un unico file, ciò ci faciliterà nelle operazioni che andremo ad eseguire in seguito. A questo scopo, da riga di comando lanciamo il comando della suite lastools:

```
lasmerge -i pt000013.las pt000022.las pt000028.las -o buildings.las
```

Ripetiamo l'operazione per le categorie overground e ground.

### 8.3.3 Import dei dati.

ArcGIS comprende un insieme di applicazioni integrate, fra cui le principali sono: ArcMap, ArcCatalog e ArcToolbox.

#### BUILDINGS

pt000013.las  
pt000022.las  
pt000028.las

#### OVERGROUND

pt000013.las  
pt000022.las  
pt000028.las

#### GROUND

pt000013.las  
pt000022.las  
pt000028.las

Figura 105:  
Organizzazione dei  
file Lidar.

<sup>43</sup> <http://www.cs.unc.edu/~isenburg/lastools/>

Utilizzando tutte e tre queste applicazioni è possibile svolgere qualsiasi operazione GIS, dalla più semplice alla più avanzata, inclusi la produzione cartografica, la gestione di dati, l'analisi geografica, l'editing di dati e l'elaborazione di dati geografici.

Per importare i file .las creati al punto precedente selezionare in ArcToolBox: 3D Analyst Tools - Conversion - From File - LAS to Multipoint. In questo modo, importeremo i punti Lidar generando un nuovo shapefile di tipo Multipoint.

```

lasinfo.exe is better run in the command line
enter input file: overground.las
reporting all LAS header entries:
file signature: 'LASP'
file source ID: 0
reserved (global_encoding):0
project ID GUID data 1-4: 0 0 0 ''
version major.minor: 1.2
system identifier: 'LASTools (c) by Martin Isenburg'
generating software: 'lasmerge (version 110915)'
file creation day/year: 319/2011
header size 227
offset to point data 229
number var. length records 0
point data format 1
point data record length 28
number of point records 15338765
number of points by return 12772811 1916920 507845 116622 21202
scale factor x y z 0.01 0.01 0.01
offset x y z 0 0 0
min x y z 1724530.16 5099523.05 256.49
max x y z 1725530.17 5100523.07 465.52
the header is followed by 2 user-defined bytes
reporting minimum and maximum for all LAS point record entries ...
x 172453016 172553017
y 509952305 510052307
z 25649 46552
intensity 49152 52426
edge_of_flight_line 0 1
scan_direction_flag 1 1
number_of_returns_of_given_pulse 0 7
return_number 0 7
classification 3 6
scan_angle_rank -36 35
user_data 0 0
point_source_ID 1 8
gps_time 33915.104853 35556.682100
number of last returns: 11849641
covered area in square units/kilounits: 740020/0.74
point density: all returns 20.73 last only 16.01 (per square units)
WARNING: there are 23 points with return number 0
WARNING: there are 3044 points with return number 6
WARNING: there are 298 points with return number 7
overview over number of returns of given pulse: 10232498 3012116 1403205 517863
141687 27368 3728
WARNING: there are 300 points with a number of returns of given pulse of 0
histogram of classification of points:
2832245 Low Vegetation (3)
1015511 Medium Vegetation (4)
6244065 High Vegetation (5)
5246944 Building (6)
<press ENTER>

```

Figura 106: Esempio di output del comando lasinfo.exe.

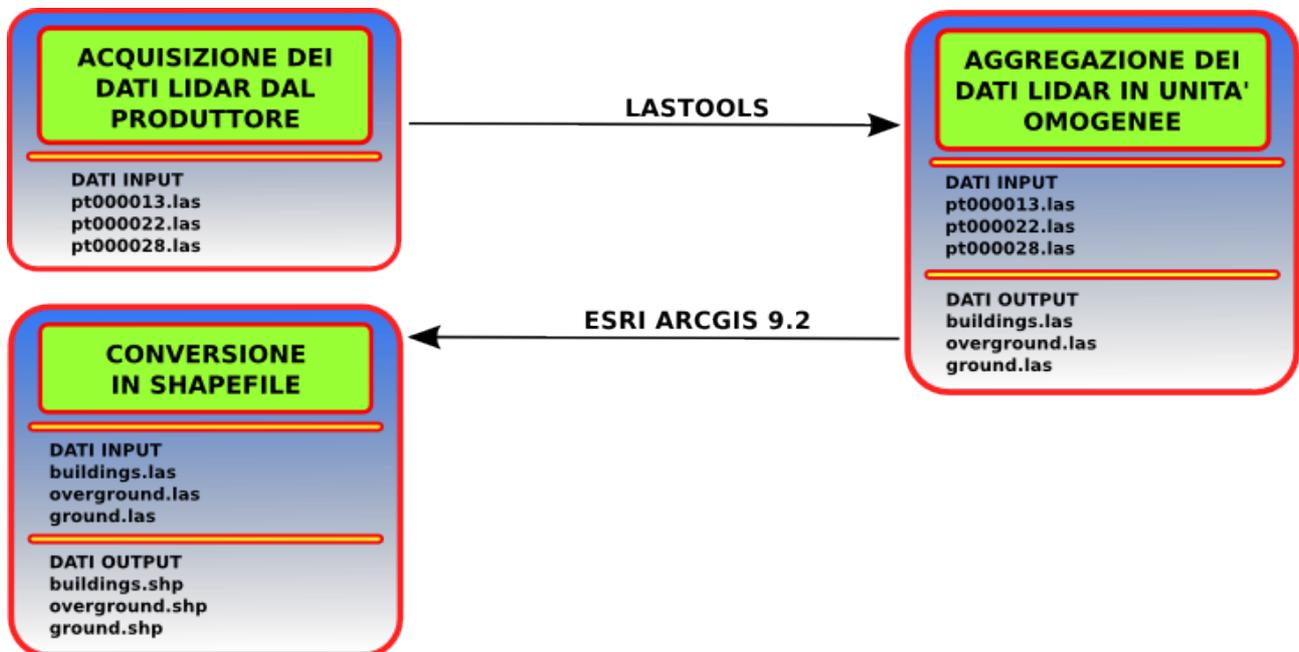


Figura 107: Schema riassuntivo.

## 8.4 Delineazione dell'area di studio e delle aree edificate (area e perimetro).

La nostra area di studio corrisponde alla superficie a terra coperta dalla totalità dei punti Lidar (overground.las + ground.las). Questo dato ci sarà utile nelle operazioni successive e quindi è opportuno ricavarlo fin da subito. Ancora una volta ci possiamo servire degli strumenti offerti da lastools, lanciando i comandi:

```
lasmerge -i overground.las ground.las -o total.las
```

```
lasboundary -i total.las -o area_studio.shp -concavity 2
```

Il comando lasboundary genera, ad un livello di concavità stabilito dall'opzione -concavity, uno shapefile di tipo polygon che contiene la totalità dei punti Lidar appartenenti al file .las fornito come input (Figura 109). Per generare lo shapefile relativo al perimetro dell'area di studio (di tipo Polyline) selezionare da ArcToolBox: Data Management Tools - Features - Feature to Line, impostando come Input Features lo shapefile creato precedentemente (area\_studio.shp). In maniera analoga è possibile anche estrapolare l'area e il perimetro dell'edificato. Infatti, nel file buildings.las sono contenuti i soli punti che appartengono agli edifici e quindi lanciando il comando:

```
lasboundary -i buildings.las -o area_edifici.shp -concavity 0.5
```

si otterrà uno shapefile che conterrà i poligoni che racchiudono tali punti (Figura 108). Per motivi che verranno spiegati nel paragrafo 8.6 si è proceduto ad importare in ArcGIS anche i punti Lidar contenuti in total.las.

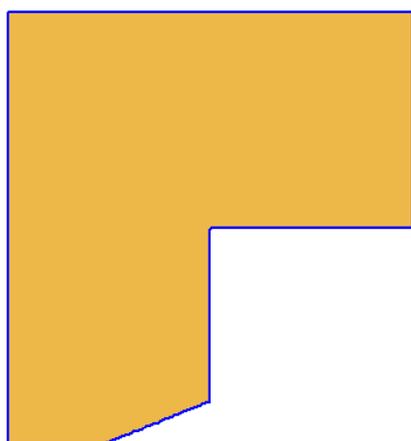


Figura 109: L'area di studio.

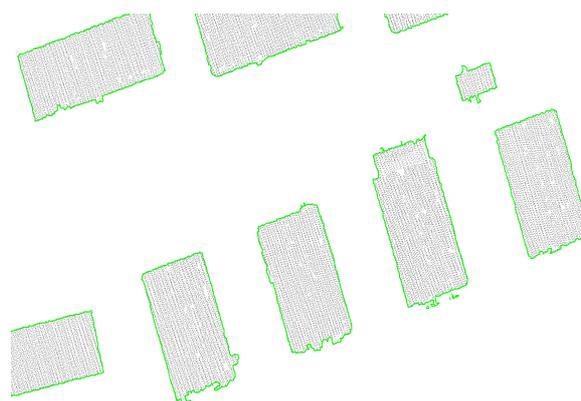
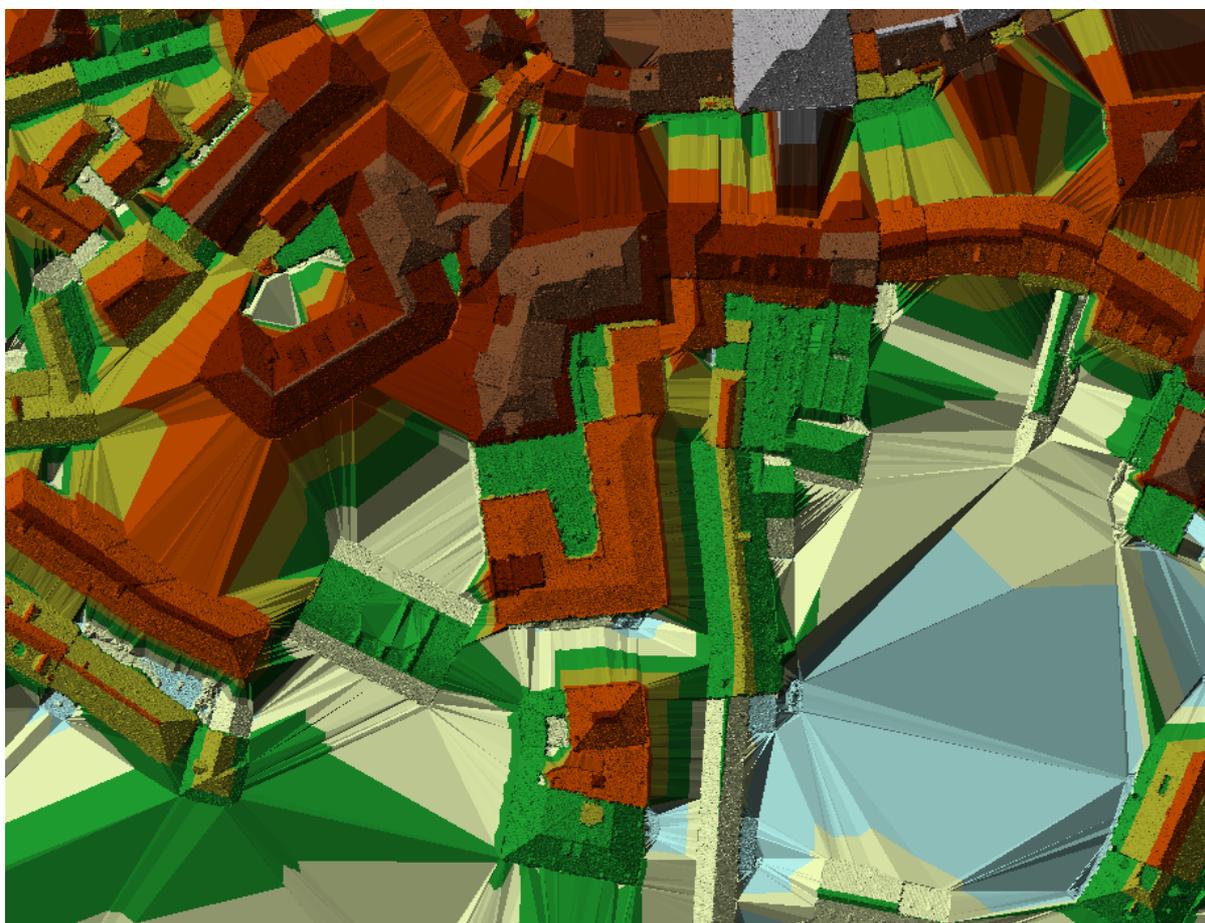


Figura 108: Punti Lidar appartenenti alla categoria "buildings" (in grigio) e layer vettoriale boundary\_buildings.shp (in verde).

## 8.5 Creazione del TIN dei tetti degli edifici.

Per creare il TIN dei tetti degli edifici ci serviremo dello shapefile contenete i punti Lidar relativi agli edifici. Tuttavia, lanciando il comando di creazione del TIN utilizzando solo questo file, la triangolazione verrà eseguita fra tutti i punti in esso presenti, generando il risultato riportato in Figura 110. Per limitare la triangolazione alle sole aree coperte dai punti Lidar, ci serviremo delle breaklines, ossia di ulteriori geometrie (lineari o areali) che delimitano, localmente, dove eseguire la triangolazione fra i punti. In altre parole, da un lato della breakline sarà consentita la triangolazione dall'altro no. Inoltre, per essere sicuri di utilizzare nella triangolazione tutti i punti, anche quelli che ricadono sulla breakline, creeremo un buffer di 10 cm attorno al confine degli edifici e utilizzeremo quest'ultimo come breakline.

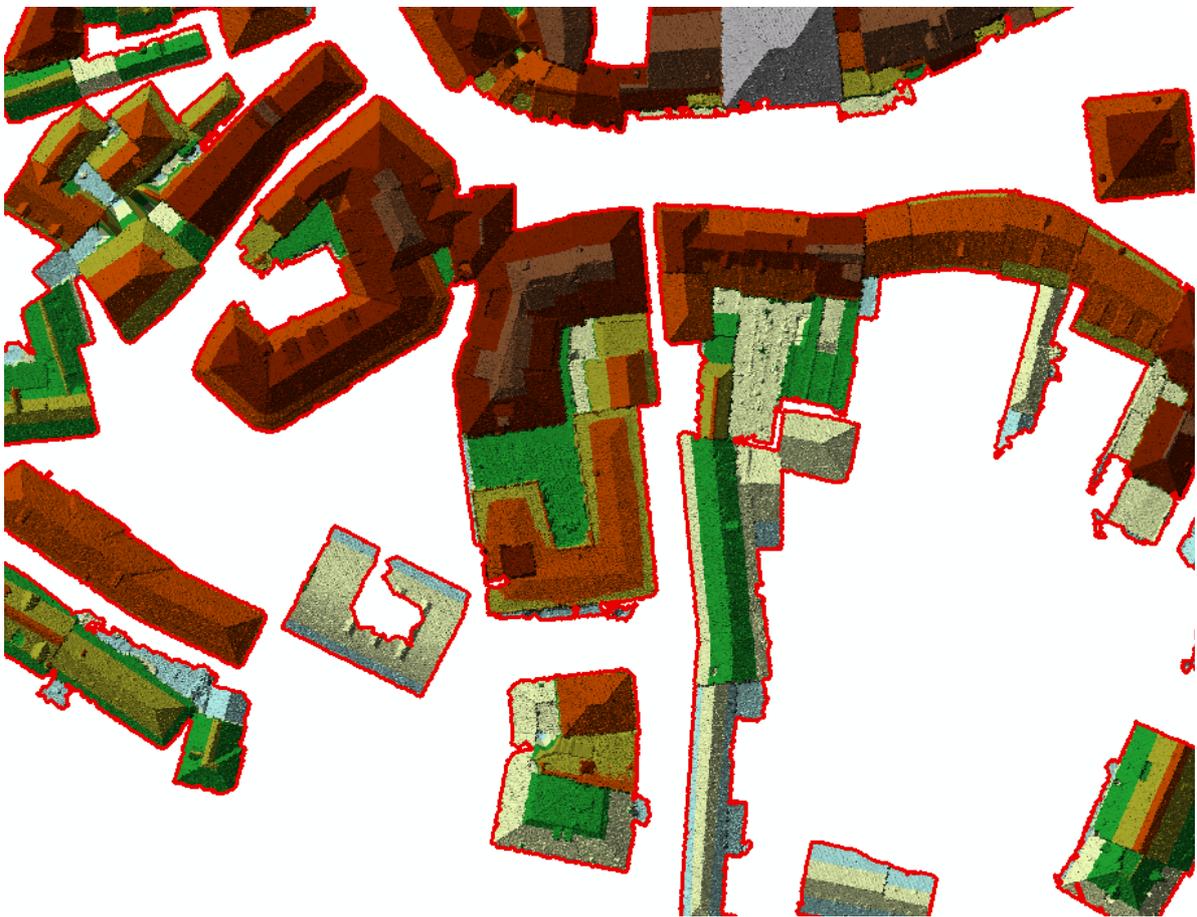


*Figura 110: Generazione del tin degli edifici senza l'utilizzo delle breaklines.*

Da Arctoolbox selezionare: Analysis Tools - Proximity – Buffer, ed inserire come Input Features lo shapefile area\_edifici.shp (vedi paragrafo precedente) e come Output Feature Class il nome da dare al nuovo shapefile: area\_edifici\_buffer. Per creare un buffer alla distanza di 10 cm dal bordo degli edifici selezionare

Linear Unit (all'interno di Distance [value or field]) e nel campo corrispondente inserire il valore 0.1. Nel campo Dissolve Type specificare ALL. A questo punto siamo pronti a creare il contenitore vuoto del nostro TIN. Selezionare da ArcToolBox: 3D Analyst Tools - TIN Creation - Create TIN. Inserire in Output TIN il nome del TIN vuoto che verrà creato: edifici. Fornire il sistema di riferimento (lo stesso di buildings.shp tramite l'opzione Import...) da associare al nuovo file.

Infine, possiamo popolare il TIN appena creato con i dati provenienti dalle triangolazioni dei punti degli edifici (Figura 111). Da ArcToolBox selezionare: 3D Analyst Tools - TIN Creation - Edit TIN. Specificare come Input TIN quello creato al punto precedente: edifici. Selezionare come Input Feature Class lo shapefile di tipo point buildings.shp contenete i punti quotati degli edifici e lo shapefile area\_edifici\_buffer.shp creato al punto precedente che verrà utilizzato come breakline nella creazione del TIN.



*Figura 111: Generazione del TIN utilizzando le breaklines (in rosso).*

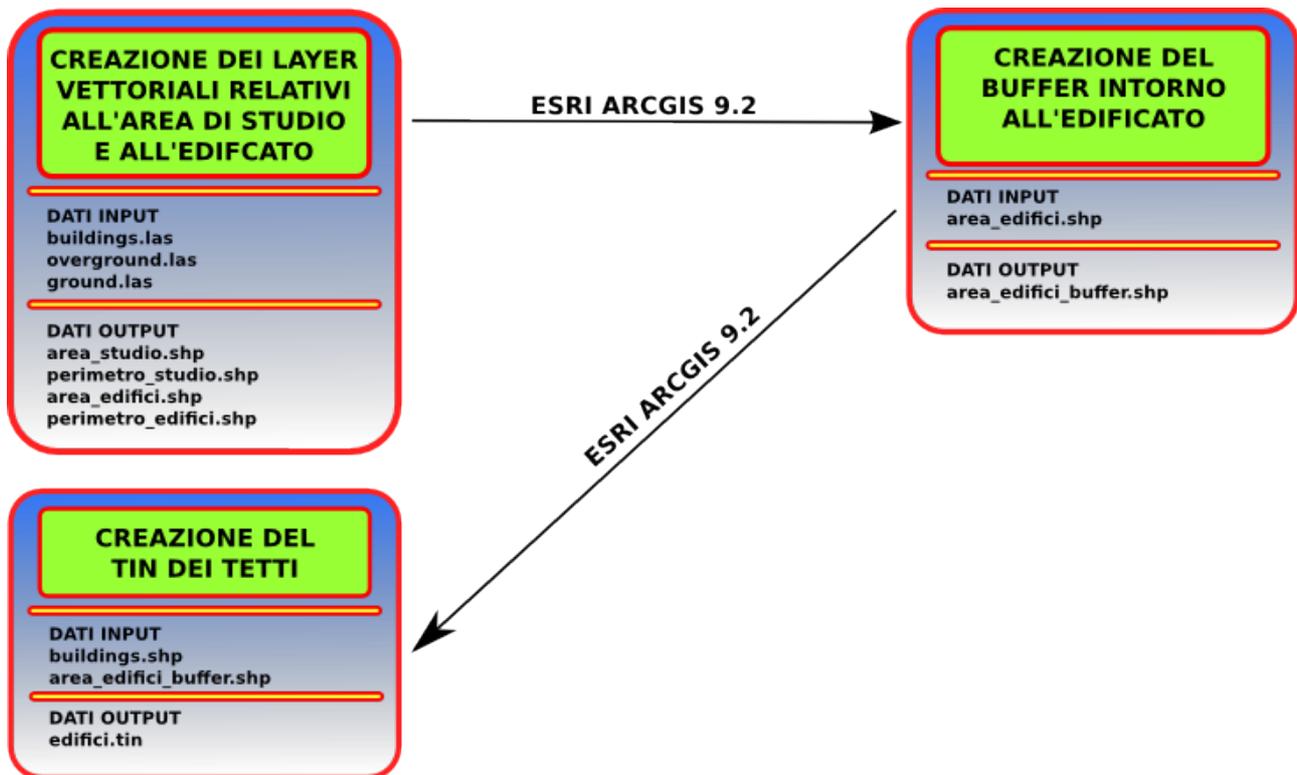


Figura 112: Schema riassuntivo.

## 8.6 Creazione del modello digitale del terreno (raster).

Gli algoritmi per il calcolo della radiazione solare, che utilizzeremo in seguito, possono essere applicati solamente a dati nel formato raster. Da qui, la necessità di disporre, per la nostra area di studio, di un modello digitale della superficie in questo formato. A questo scopo, ci serviremo di un nuovo TIN creato utilizzando i punti Lidar che appartengono alla classe overground e a quella ground (ossia quelli contenuti in total.las, vedi pagina 152). Poi trasformeremo il TIN così ottenuto nel formato raster impostando la risoluzione (dimensione della cella) a 0.5m. Si è ritenuto sia questa la risoluzione ottimale per l'analisi che ci prefiggiamo in base alla risoluzione dei dati Lidar in nostro possesso.

Per creare il nuovo TIN Selezionare da ArcToolBox: 3D Analyst Tools - TIN Creation - Create TIN. Inserire in Output TIN il nome del TIN vuoto che verrà creato: total. Fornire il sistema di riferimento (lo stesso, ad esempio, di overground.shp tramite l'opzione Import...) da associare al nuovo file. Lanciare, quindi, il comando premendo su OK. A questo punto possiamo popolare con i dati il contenitore vuoto appena creato. Selezionare da ArcToolBox: 3D Analyst Tools - TIN Creation - Edit TIN. Specificare come Input TIN quello creato al punto precedente: overground. Selezionare come Input Feature Class lo

shapefile di tipo point total.shp (frutto dell'import in ArcGIS del file total.las) contenete i punti Lidar (Figura 113).

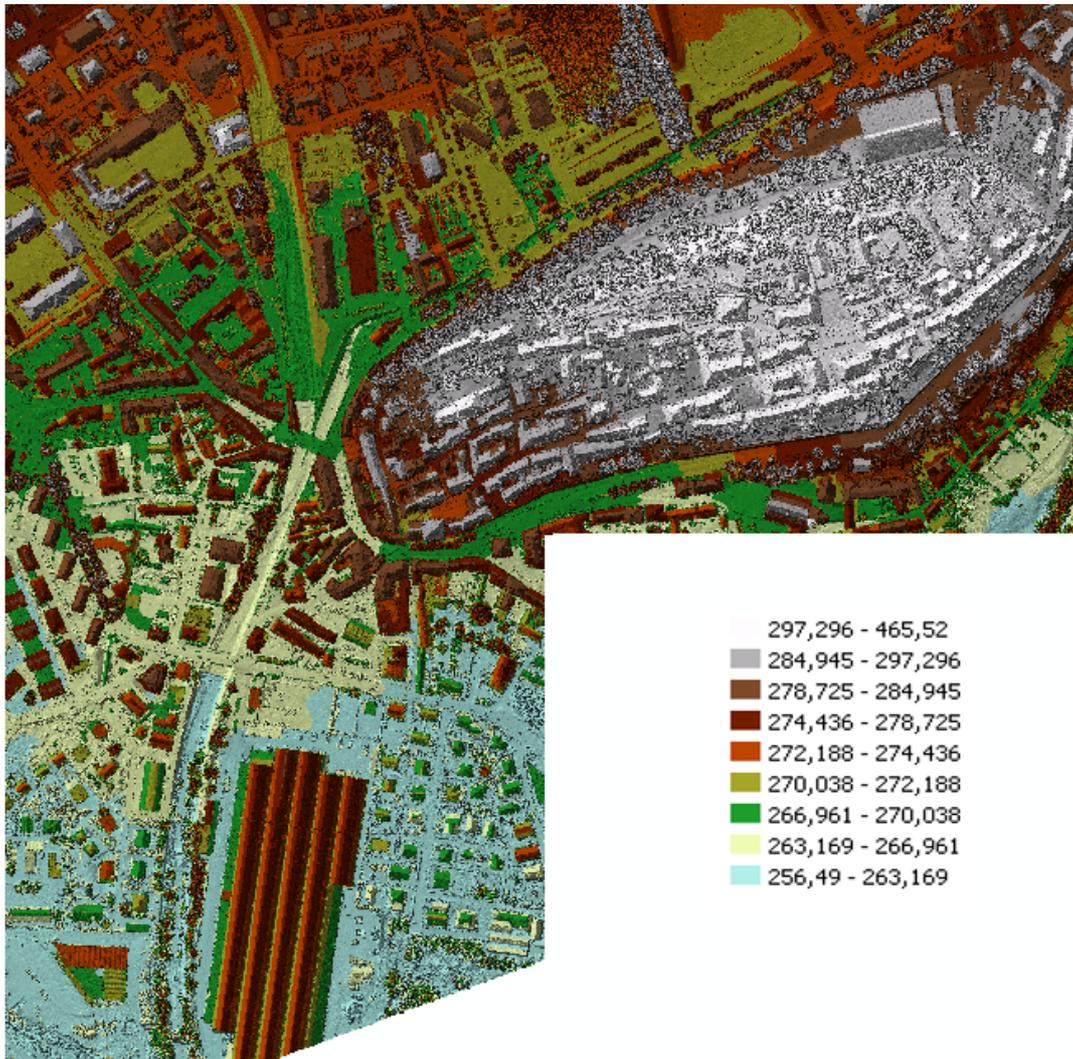


Figura 113: Il TIN total.

Convertiamo, adesso, il TIN in raster (Figura 114). Selezionare da ArcToolBox: 3D Analyst Tools - Conversion - From TIN - TIN to Raster. Specificare come Input TIN quello creato al punto precedente: total. In Output Raster inserire il nome da dare al nuovo raster: total\_05m. Modificare anche i seguenti campi:

- Output Data Type: FLOAT
- Method: NATURAL\_NEIGHBORS
- Sampling Distance: CELLSIZE 0.5 (dimensione della cella del raster di output pari a 05mx05m).

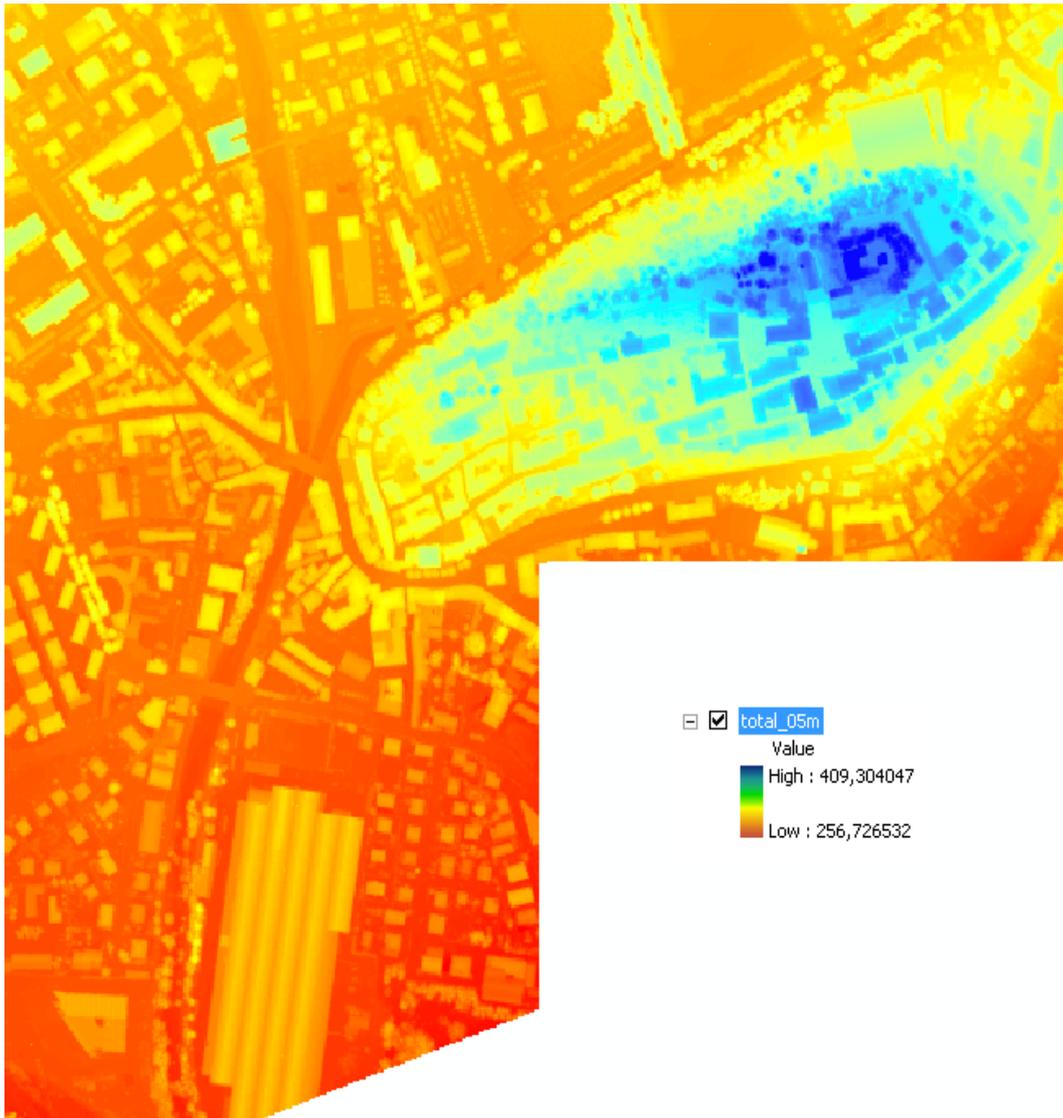


Figura 114: Il raster total\_05m.

### 8.7 Creazione del raster dei soli tetti degli edifici.

Dato che l'oggetto del nostro studio è l'analisi delle potenzialità captazione della radiazione solare da parte degli impianti fotovoltaici ubicati sui tetti degli edifici, risulta conveniente disporre di un modello digitale dei soli tetti su cui poter eseguire ulteriori analisi (esposizione, pendenza, ...). Selezionare da ArcToolBox: Spatial Analyst Tools - Extraction - Extraction by Mask. Specificare come Input raster quello creato al punto precedente: total\_05m, e come Input raster or feature mask data lo shapefile area\_edifici. In Output Raster inserire il nome da dare al nuovo raster: roofs\_05m. Il risultato finale è riportato in Figura 115.



Figura 115: Il raster roofs\_05m.

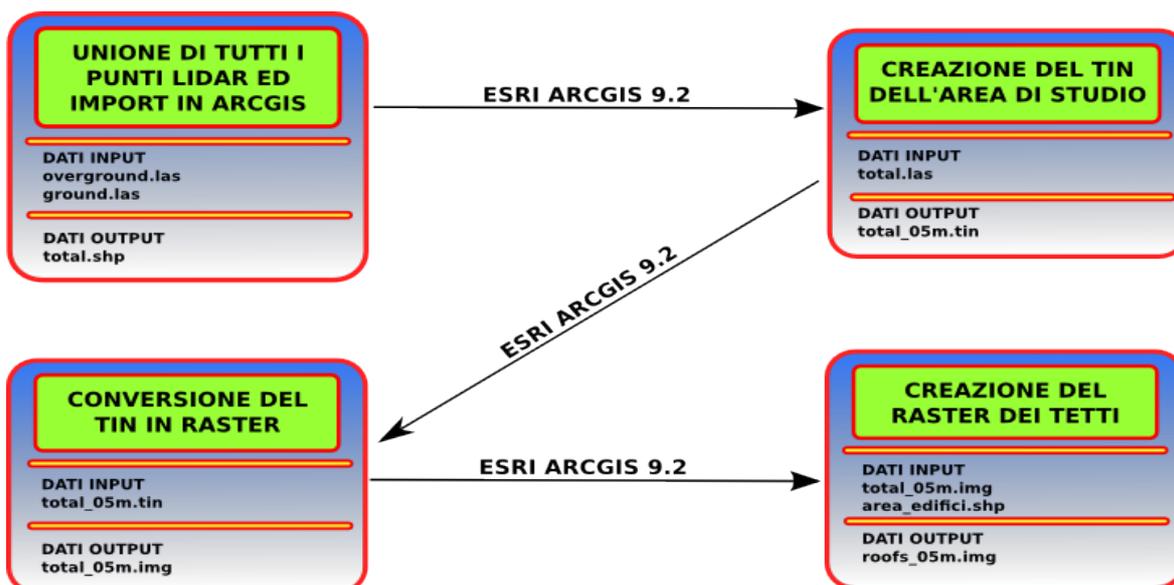


Figura 116: Schema riassuntivo.

## **8.8 Analisi delle caratteristiche dei tetti.**

A questo punto, già con i dati in nostro possesso, è possibile eseguire alcune analisi sulle caratteristiche strutturali dei tetti degli edifici. Queste ultime sfruttano la possibilità di derivare delle nuove mappe dal raster dei tetti a risoluzione 0.5 metri (roofs\_05m). Ciascuna di queste mappe evidenzia, per ogni tetto, una sua caratteristica peculiare (pendenza, esposizione, ...). In questo modo è possibile eseguire una prima analisi sommaria delle potenzialità dell'area in esame.

### **8.8.1 Creazione del raster dell'esposizione dei tetti.**

Selezionare da ArcToolBox: 3D Analyst Tools - Raster Surface - Aspect. Specificare come Input raster quello creato al punto precedente: roofs\_05m, e come Output Raster il nome da dare al nuovo raster: roofs\_aspects. Il risultato è riportato in Figura 117 e in Figura 118.

### **8.8.2 Creazione del raster hill-shade dei tetti.**

Selezionare da ArcToolBox: 3D Analyst Tools - Raster Surface - Hillshade. Specificare come Input raster quello creato precedentemente: roofs\_05m, e come Output raster il nome da dare al nuovo file: roofs\_hillsh. Lanciare il comando premendo su OK (Figura 119 e Figura 120).

### **8.8.3 Creazione del raster delle pendenze dei tetti.**

Selezionare da ArcToolBox: 3D Analyst Tools - Raster Surface - Slope. Specificare come Input raster quello creato precedentemente: roofs\_05m, e come Output raster il nome da dare al nuovo file: roofs\_slope (Figura 121 e Figura 122).

### **8.8.4 Creazione delle curve di livello (isolinee) relative ai tetti.**

Selezionare da ArcToolBox: 3D Analyst Tools - Raster Surface - Contour. Specificare come Input raster quello creato precedentemente: roofs\_05m, e come Output polyline features il nome da dare al nuovo shapefile: roofs\_contour. Nel campo Countour interval specificare il "passo" da dare alle curve di livello, in questo caso 1m (Figura 123).

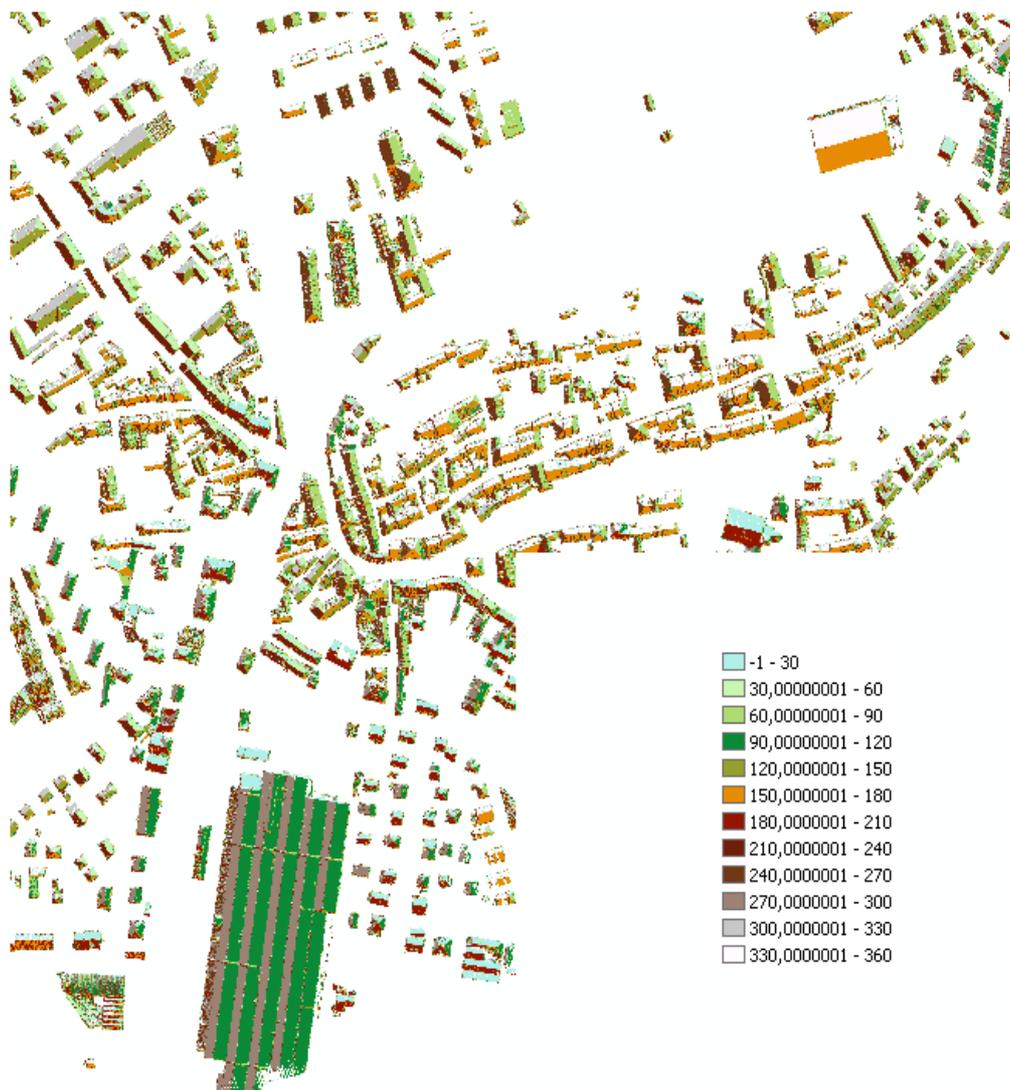


Figura 117: Il raster delle esposizioni dei tetti (roofs\_aspect).

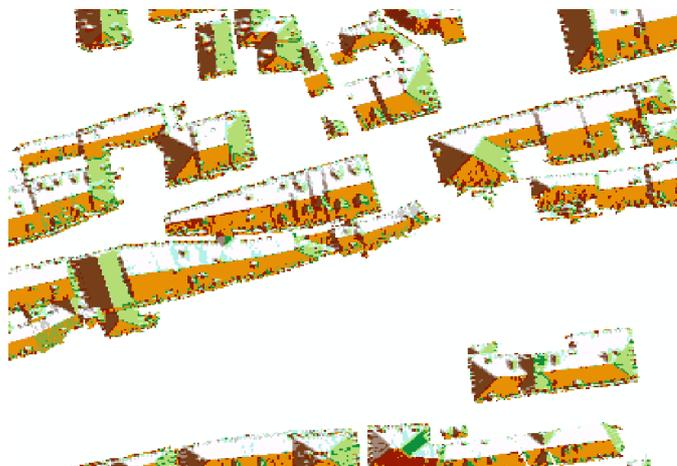


Figura 118: Particolare del raster delle esposizioni dei tetti.

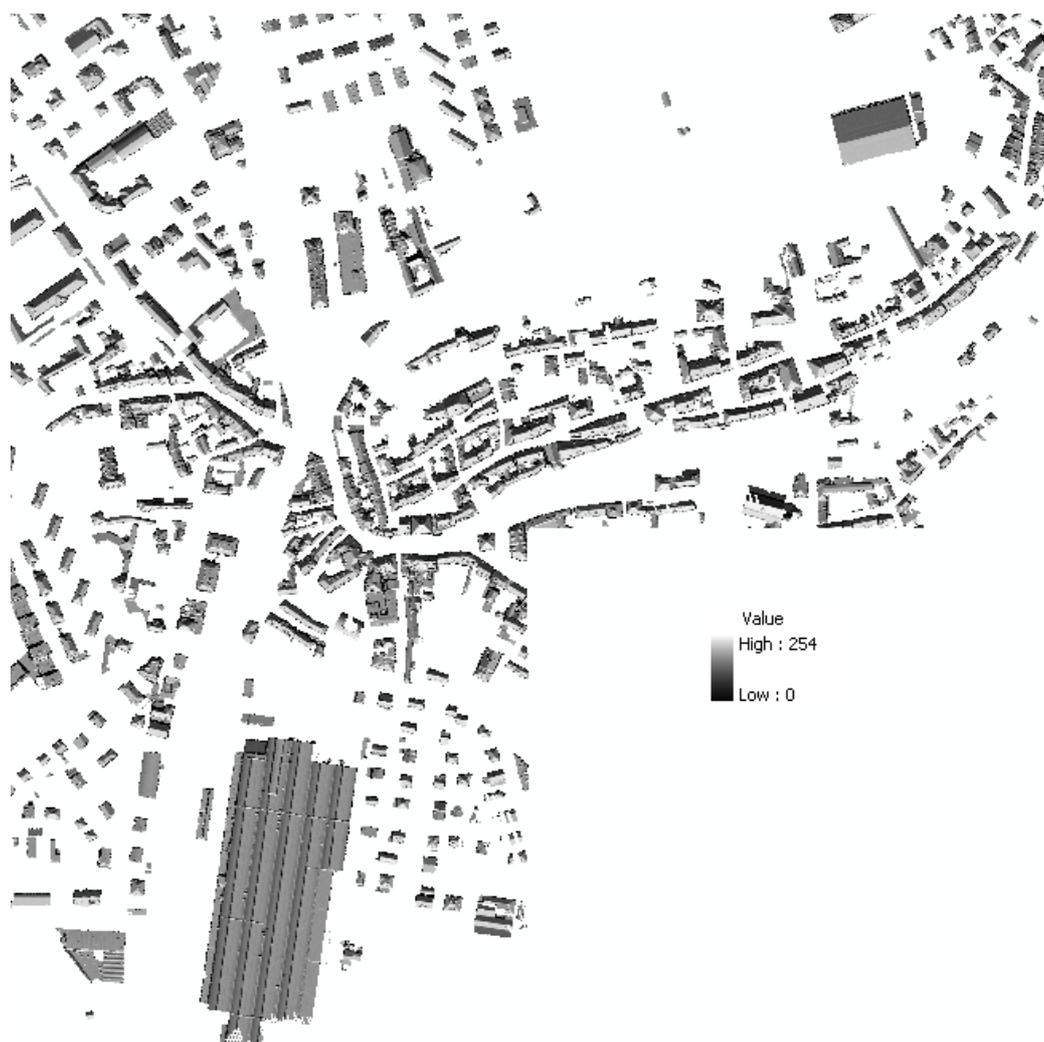


Figura 119: Il raster dell'illuminamento dei tetti (roofs\_hillsh).

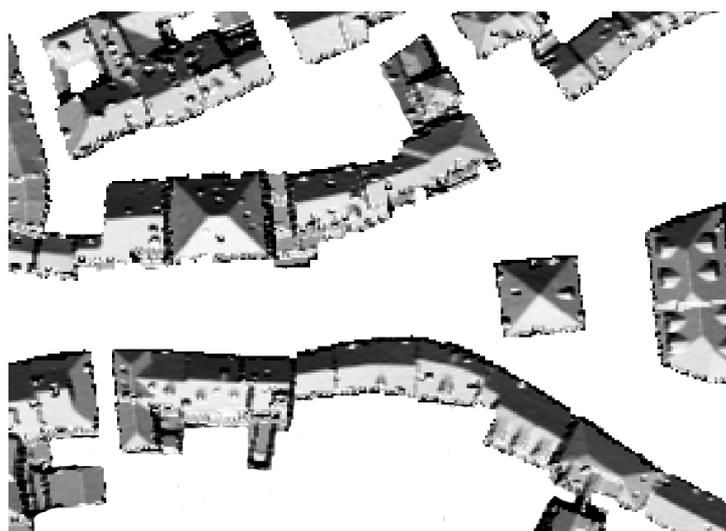


Figura 120: Particolare del raster dell'illuminamento.

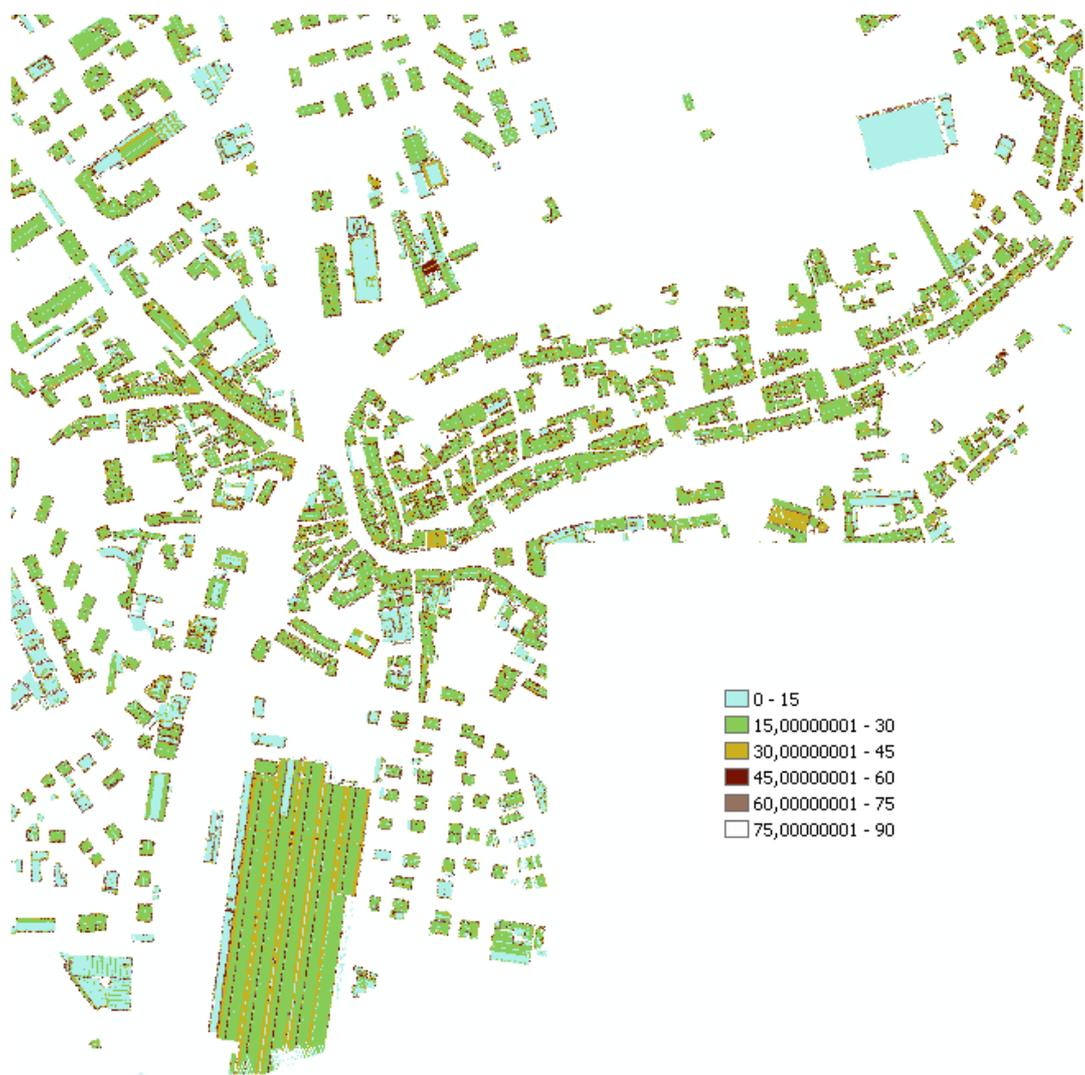


Figura 121: Il raster delle pendenze (roofs\_slope).



Figura 122: Particolare del raster delle pendenze.



Figura 123: Lo shapefile delle curve di livello relative ai tetti (roofs\_contour).

## **8.9 Acquisizione del DTM a 20 metri dal sito del Ministero dell'Ambiente.**

Attraverso il modello digitale del terreno che abbiamo generato dai dati Lidar, possiamo stimare l'influsso sulla radiazione solare captata dai tetti, dovuto ad ostacoli posti a breve distanza e comunque all'interno dell'area di studio. Tuttavia, esiste anche un ruolo giocato da ostacoli posti a distanze maggiori (ad esempio l'orografia del territorio). Da qui, la necessità di dotarci di uno strumento che ci consenta un'analisi a più grande scala intorno alla nostra area di studio. Per questo scopo ci serviremo del DTM con risoluzione di 20 metri liberamente scaricabile dal sito del Ministero dell'Ambiente. Il Geoportale Nazionale (GN) del Ministero dell'Ambiente consente a chiunque disponga di un collegamento Internet (studiosi, ricercatori, amministratori, privati cittadini) di visualizzare ed utilizzare senza alcun onere la cartografia di proprio interesse. Infatti coloro che, per professione o per studio, hanno necessità di elaborare i dati territoriali e ambientali presenti sul portale, lo possono fare grazie ai servizi WMS, WFS e WCS messi a disposizione dal sito stesso.

Per scaricare il modello digitale, basterà aprire il web browser e digitare nella barra degli indirizzi:

```
http://wms.pcn.minambiente.it/cgi-bin/mapserv.exe?map=/ms_ogc/wcs/
```

```
DTM_20M_wcs_32.map&service=wcs&version=1.0.0&request=getcoverage&coverage=
```

```
DTM_20M_f32&crs=EPSG:32632&bbox=683640,5077739,745650,5103921&width=1700&height=
```

1200&format=geotiff

e confermare l'avvio del download. Al termine potremo rinominare il file scaricato mapserver.exe.tiff in dtm\_20m.tif. Il DTM così ottenuto è nel sistema di riferimento ESPG 32632 (WGS 84 / UTM zone 32N), perciò saremo costretti a riproiettarlo nell'ESPG 3003 (Monte Mario / Italy zone 1). Per fare ciò selezionare da ArcToolBox: Data Management Tools - Projection and Trasformations - Raster - Project Raster. Nella maschera che compare inserire nel campo Input raster il nome dato al DTM a 20 metri del Ministero dell'Ambiente, ossia: dtm\_20m.tif e nel campo Output raster il nome da dare al nuovo raster: dtm\_Monte\_Mario.tif. In Output coordinate system selezionare: Monte Mario (Rome) Italy 1.prj. Lanciare il comando cliccando su OK.

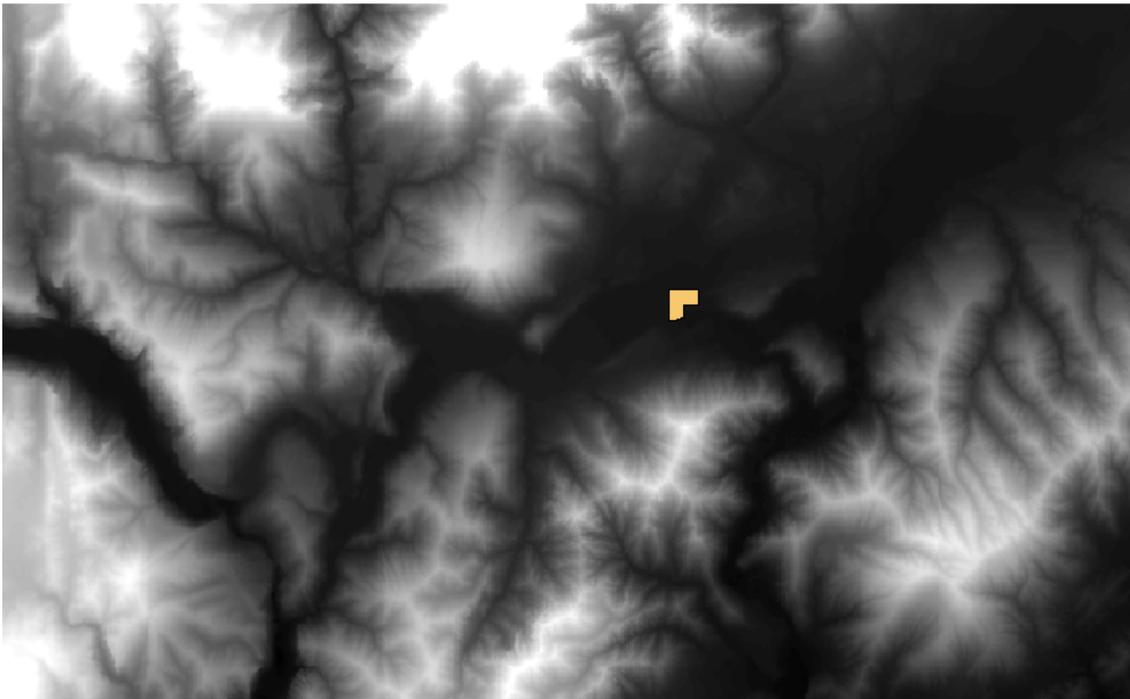


Figura 124: Il DTM del Ministero dell'ambiente a 20 metri di risoluzione con evidenziato l'area di studio.

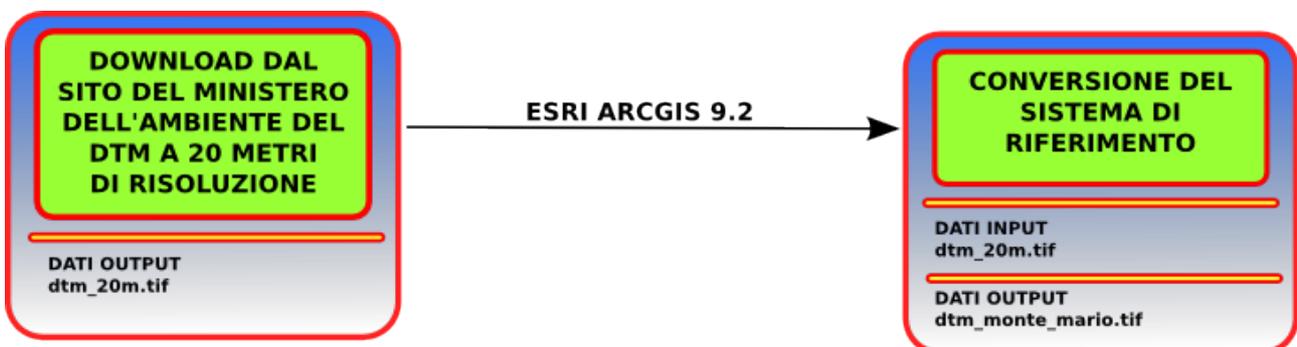


Figura 125: Schema riassuntivo.

## 8.10 Grass: operazioni preliminari.

Grass è un sistema informativo geografico (GIS) utilizzato per la gestione, l'elaborazione, il modellamento spaziale e la visualizzazione di dati geografici. Grass è un software gratuito che può essere acquisito, modificato e ridistribuito nei termini del GNU General Public License. Originariamente scritto, sviluppato, gestito e diffuso dall'US Army Construction Engineering Research Laboratories come strumento per la gestione del territorio e la pianificazione ambientale per scopi militari. È diventato rapidamente un potente strumento in un ampio campo di applicazioni in molte differenti aree della ricerca scientifica. Grass è attualmente utilizzato in tutto il mondo in ambienti accademici e commerciali, in molti settori governativi, che includono NASA, NOAA, USDA, ... e in molte aziende di consulenza ambientale. Grass è sviluppato da una rete mondiale di operatori che continuano a rilasciare con regolarità nuove versioni. Contiene oltre 350 moduli per elaborare dati raster, vettoriali e immagini multi-spettrali, restituire carte ed immagini sul monitor e su carta, immagazzinare dati con connessioni a diversi DBMS (postgresql, ed altri tramite ODBC), visualizzare dati tridimensionali, mediante interfacce grafiche. L'organizzazione dei dati in Grass è di tipo gerarchico ed è stata pensata per gestire in modo efficiente l'accesso multiutente ai dati e la loro condivisione. I dati in Grass sono contenuti tutti all'interno di una directory, a cui si fa riferimento come GISDBASE, che deve essere creata prima di utilizzare GRASS (ad esempio /home/Utente/GRASSDB/). All'interno di GISDBASE i dati sono organizzati in directory chiamate LOCATION. Ogni LOCATION contiene dati omogenei dal punto di vista del sistema di riferimento e dell'estensione geografica. In ogni LOCATION ci sono una o più directory chiamate MAPSET. I MAPSET sono aree di lavoro degli utenti che accedono ai dati della LOCATION. Ad ogni MAPSET corrisponde un utente. L'accesso ai dati di un MAPSET è consentito in lettura/scrittura solo al proprietario del MAPSET. Per default ogni utente ha accesso in sola lettura ai MAPSET degli altri utenti. Un particolare MAPSET, chiamato PERMANENT, viene creato da Grass quando si crea la LOCATION. In esso sono definite le proprietà della LOCATION, valide per tutti gli altri MAPSET della LOCATION (sistema di riferimento, estensione

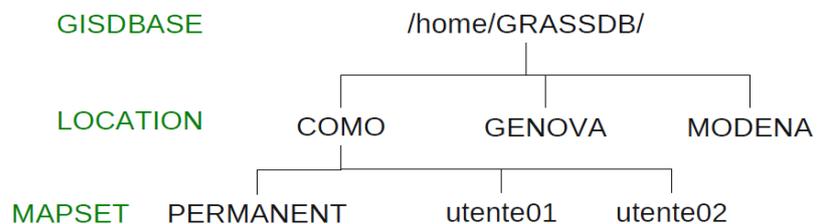


Figura 126: Struttura delle directory in Grass.

spaziale, risoluzione). Contiene i dati comuni da condividere con tutti gli altri utenti della LOCATION (Figura 126).

I dati raster sono memorizzati in una matrice numerica di N righe per M colonne i cui elementi rappresentano ciascuno una porzione di una forma rettangolare di territorio. Ogni matrice contiene N x M valori numerici, uno per cella, che descrivono la corrispondente porzione di territorio. Si

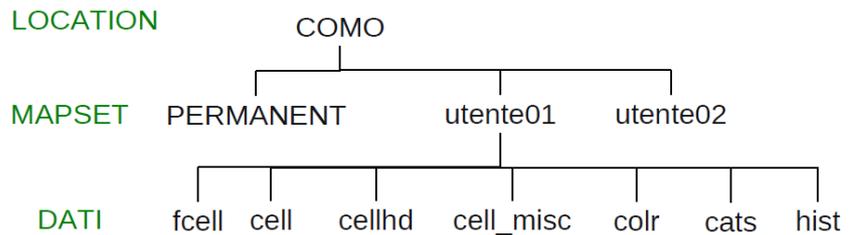


Figura 127: Organizzazione dei dati raster in Grass.

possono utilizzare matrici di valori interi e in virgola mobile. I dati di ogni carta raster sono distribuiti su più file residenti in sottodirectory tematiche del MAPSET (Figura 127). Le directory cell e fcell contengono la matrice numerica in formato binario con i dati della carta (cell i valori interi e fcell i valori a virgola mobile). La directory cellhd contiene il file di testo con l'intestazione (header). Nella directory cell\_misc ad ogni raster corrisponde una sottodirectory contenente sempre almeno due file:

- range: definisce il valore massimo e minimo della carta raster;
- null: definisce le celle a valore nullo.

La directory cats contiene il file con l'elenco delle categorie associate al raster (ad esempio riferite alla classificazione del rischio idraulico), corredate eventualmente da una descrizione. La directory colr

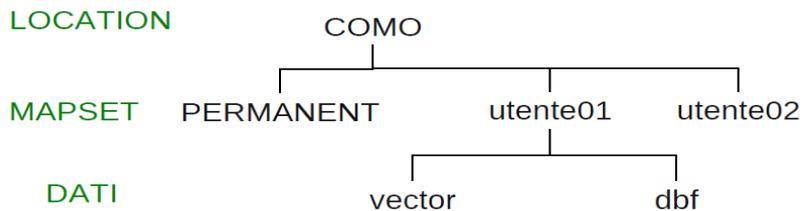


Figura 128: Organizzazione dei dati vettoriali in Grass.

la tavola dei colori

nel formato RGB. La directory hist contiene il file con i metadati.

Le carte vettoriali sono contenute all'interno della directory vector. Ad ogni carta vettoriale corrisponde una directory all'interno della quale ci sono i file che definiscono le proprietà geometriche della carta. Gli attributi sono memorizzati per default in tabelle dbf all'interno della directory dbf (Figura 128).

La directory vector contiene i seguenti file:

- file coor, cidx, topo: file binari con geometria, indici spaziali e topologia;
- file head: intestazione (header);
- file dbln: tipo di connessione al database;
- file hist: metadati

Gli attributi della carta vettoriale sono contenuti in tabelle dbf, all'interno della directory dbf, oppure è possibile utilizzare dei database esterni (postgreSQL, SQLite, MySQL o qualsiasi altro DB via ODBC).

## **8.11      *Calcolo della radiazione solare in Grass.***

La stima della radiazione solare captabile dalla superficie di ciascun tetto nell'area di studio, verrà eseguita, all'interno dell'ambiente GIS Grass, utilizzando r.sun e i suoi moduli ancillari (r.horizon e r.slope.aspect). Gli algoritmi opensource implementati in r.sun da Hofierka e Šúri<sup>44</sup> (2002) sono molto ben conosciuti e soprattutto sono stati testati in numerosi studi in diversi campi applicativi: per esempio Kryza<sup>45</sup> (2010) e Nguyen<sup>46</sup> (2009) hanno utilizzato il modulo r.sun per calcolare l'insolazione totale, includendo in questa stima anche la variazione temporale e spaziale di albedo e del rendimento fotovoltaico.

Suri e Hofierka<sup>47</sup> (2004) hanno identificato tre fattori principali che determinano l'interazione della radiazione solare con l'atmosfera e la superficie terrestre. Il primo di essi, dipende dalle peculiarità della geometria solare e terrestre, come ad esempio la rotazione e la rivoluzione della terra intorno al sole che facendo variare la posizione del sole al di sopra dell'orizzonte, determinano, di volta in volta, la radiazione solare extraterrestre disponibile. Il secondo, dipende dalle caratteristiche della superficie del terreno, come ad esempio la pendenza, l'esposizione e l'effetto di ombreggiamento dovuto agli oggetti (naturali e non) presenti sul terreno circostante, che possono modificare la distribuzione della radiazione solare sulla superficie della terra. Infine, l'atmosfera essendo composta da gas, nubi, particelle solide e liquide, provoca una certa attenuazione in termini di radiazione globale.

---

44 Hofierka j., Suri M., 2002: The solar radiation model for Open source GIS: implementation and applications.

45 Kryza M., Szymanowski M., Migala k., 2010: Spatial information on total solar radiation: application and evaluation of the r.sun model for the Wedel Jarlsberg Land, Svalbard.

46 Nguyen H.T., Pearce J.M., 2010: Estimating potential photovoltaic yield with r.sun, and the open source Geographical Resources Analysis Support System.

47 Suri M., Hofierka J., 2004: A new GIS-based solar radiation model and its application to photovoltaic assessments.

Il modulo r.sun di Grass permette di modellare tutti i fattori sopra menzionati, anche se a diversi livelli di accuratezza. I fattori geometrici (sia quelli astronomici che terrestri) possono essere modellati abbastanza efficientemente, mentre l'attenuazione atmosferica può essere gestita solo ad un certo livello di accuratezza. Più specificatamente, r.sun calcola le mappe della radiazione solare diretta, diffusa e riflessa dal suolo per un dato giorno, latitudine, superficie e condizioni atmosferiche, utilizzando parametri solari incorporati nell'algoritmo (come ad esempio l'orario previsto dell'alba e del tramonto, la declinazione, l'irradianza extra-terrestre, la lunghezza del giorno, ...). Il modello calcola la radiazione nelle condizioni di cielo sereno, ossia non considera il fatto che i fenomeni atmosferici sono caratterizzati da una propria dinamicità, ossia di variare nel tempo e nello spazio (ad esempio con la creazione di nubi). Un valore medio mensile dei coefficienti di torbidità dell'aria<sup>48</sup> (Linke) può essere fornito come input all'algoritmo in forma di valore singolo oppure di mappa raster. Nel nostro studio il valore Linke è stato ricavato dal sito SoDa<sup>49</sup>.

Anche l'effetto di ombreggiamento della morfologia del territorio può essere incorporato nel calcolo. Ciò può essere fatto in due modi diversi: può essere ricavato direttamente da r.sun dal modello digitale del terreno, oppure, in alternativa, possono essere utilizzati dei raster dell'elevazione dell'orizzonte. La seconda modalità permette una considerevole riduzione dei tempi di esecuzione del modulo r.sun, inoltre dato che le mappe dell'orizzonte sono calcolate una sola volta per tutte le successive elaborazioni, questo approccio è anche preferibile nel caso di simulazioni multiple. Il modulo Grass r.horizon può essere usato per calcolare iterativamente le mappe dell'orizzonte

---

48 Il coefficiente di torbidità o di Linke esprime il grado di limpidezza del cielo e influisce sia sull'intensità della radiazione diretta, sia su quella diffusa. L'energia della radiazione diretta incidente viene dispersa per:

- diffusione da parte delle molecole dei gas atmosferici (è la causa del colore blu del cielo);
- assorbimento di parte dello spettro da parte del vapore acqueo, dell'ozono ed altri gas;
- diffusione ed assorbimento dovuto ad aerosol naturali e artificiali.

Con l'aumentare della quota si riduce lo spessore di atmosfera attraversato dai raggi solari e anche la concentrazione di vapore acqueo e aerosol. Valori tipici del coefficiente per l'Europa:

- aria fredda e pulita 2
- aria tiepida pulita 3
- aria umida tiepida o stagnante 4-6
- aria inquinata >6

49 Nel corso del progetto della UE "SoDa. Integration and exploitation of networked Solar radiation Databases for environmental monitoring" è stato sviluppato un database relativo alla radiazione solare che può essere scaricato gratuitamente dal sito <http://www.soda-is.com/eng/index.html> e liberamente utilizzato. Il coefficiente Linke è stato memorizzato come griglia a 5' (circa 10 Km) ed è anche interrogabile online inserendo le relative coordinate geografiche.

per una data area, creando tante mappe raster quanto sono le direzioni che si è deciso di considerare: in ciascuna cella di ognuno di questi raster verrà memorizzato l'angolo di elevazione dell'orizzonte per quella particolare direzione. Inoltre, anche se il raster dell'orizzonte, ai fini dell'analisi della radianza con il modulo r.sun, è necessario che copra la sola area di studio, il modulo r.horizon consente di estendere l'analisi per il calcolo su un'area circostante più estesa.

### **8.11.1 Definizione della region.**

La regione attiva è la parte di territorio sulla quale si effettuano le elaborazioni. È identificata dalle coordinate (Nord, Sud, Est, Ovest) che ne delimitano l'estensione spaziale e da una determinata risoluzione (dimensione dei pixel). La regione attiva potrebbe non coincidere con la zona che in questo momento avete visualizzata nel display. Si può disporre di una mappa molto estesa, ma si vuole limitare un'analisi territoriale ad una zona ristretta. Per fare ciò si imposta la regione indicando i limiti spaziali dell'area di studio e la risoluzione con cui l'analisi deve essere condotta (la risoluzione della mappa di partenza può essere diversa da quella della regione). Si può inoltre decidere di concentrare l'attenzione su un ulteriore sub-set di dati zoomando nella regione e cambiando l'area di visualizzazione.

La prima volta che si usa GRASS occorre impostare la regione per visualizzare la mappa prescelta: si ricorda che tutte le elaborazioni sono effettuate su tutta e sola la regione attiva e alla sua risoluzione a prescindere dall'estensione e dalla risoluzione delle mappe di partenza.

### **8.11.2 r.horizon.**

Il modulo Grass r.horizon calcola l'angolo di elevazione dell'orizzonte a partire da un modello digitale del terreno. Il modulo ha due differenti modalità di funzionamento:

- point: calcolo dell'intero orizzonte che circonda un singolo punto di cui sono date le rispettive coordinate attraverso l'opzione coord. L'elevazione dell'orizzonte viene espressa in radianti;
- raster: calcolo di una o più mappe raster dell'elevazione dell'orizzonte secondo una certa direzione. La direzione (angolo azimutale) coincide con l'angolo, espresso in gradi, misurato a partire dall'asse dell'est (0°) in senso antiorario (nord=90°, ovest=180°, ...). Anche in questo caso l'elevazione dell'orizzonte viene espressa in radianti.

Il parametro elevin serve per fornire il nome della mappa raster di ingresso, ossia il nome del modello digitale su cui eseguire il calcolo dell'orizzonte. Se viene specificata l'opzione buffer questo raster potrebbe estendersi al di fuori

dell'area corrispondente alla regione attualmente in uso (la parte extra corrisponde appunto al valore del buffer).

Il parametro `horizonstep` viene utilizzato per specificare l'ampiezza (in gradi) dell'angolo fra due successive direzioni azimutali nel calcolo dell'orizzonte. Perciò, un valore 5 assegnato ad `horizonstep` produrrà un totale di  $360^\circ/5^\circ = 72$  direzioni (ossia 72 mappe raster se usato nella modalità raster).

Il parametro `direction` imposta la direzione iniziale per il primo output. Questo parametro agisce come un offset per l'angolo di direzione. Ad esempio, se si vuole che l'orizzonte venga calcolato per i soli angoli di direzione di  $45^\circ$  e  $225^\circ$ , il parametro `direction` dovrà essere settato a 45 e `horizonstep` a 180 ( $45+180=225$ ). Se invece, si desidera calcolare una sola direzione, si può utilizzare questo parametro per specificare la direzione desiderata, settando il parametro `horizonstep` a  $0^\circ$ .

Se il punto o la cella del raster giace vicino al bordo della regione di lavoro, il calcolo dell'orizzonte potrebbe non essere realistico, questo perché non eseguito su una porzione del territorio significativa. In altre parole, l'influenza sull'orizzonte di alcune importanti caratteristiche del territorio, potrebbe non essere considerata, in quanto esse ricadono al di fuori della regione di lavoro. Il comando `r.horizon` prevede per incrementare la regione utilizzata per l'analisi dell'orizzonte, due differenti modalità: l'utilizzo del parametro `bufferzone`, che permette di specificare una dimensione identica del buffer per tutte le direzioni oppure i parametri `e_buff`, `n_buff`, `s_buff` e `w_buff`, che permettono di specificare una dimensione per ciascuna delle quattro direzioni. Si ricordi, tuttavia, che il buffer impostato secondo una delle due modalità precedenti, influenza solo le dimensioni della mappa delle elevazioni letta come input, mentre l'analisi nella modalità raster verrà sempre eseguita solo per l'area specificata dalla regione di lavoro. In altre parole i raster di output avranno sempre le dimensioni della regione di lavoro definita in Grass. I valori dei parametri che permettono di specificare un buffer devono essere espressi nella medesima unità di misura delle coordinate del raster di input.

Il parametro `horizon` fornisce all'algoritmo il prefisso da utilizzare per denominare le mappe raster di output. Il nome dato a ogni raster generato (uno per direzione) viene costruito facendo seguire, alla stringa fornita con il parametro `horizon`, il carattere `_` seguito dal numero 0 per il primo raster, 1 per il secondo, 2 per il terzo, e così via. Ad esempio, se il parametro `horizon` specifica la stringa `orizz`, il primo raster generato (corrispondente alla prima direzione) avrà nome `orizz_0`, il secondo `orizz_1`, e così via.

Per calcolare l'orizzonte, il modulo `r.horizon`, si sposta lungo una linea di vista con un angolo inizialmente molto basso verificando, a step regolari, se essa incontra il terreno. Nel caso in cui ciò avvenga, l'angolo viene

incrementato fino a permettere alla linea di superare l'ostacolo presente in quel punto. Questa operazione viene ripetuta fino a quando la linea di vista supera il punto più alto presente nella regione oppure si raggiunge il bordo della regione (o del buffer se impostato).

Da quanto detto, risulta evidente che il calcolo dell'orizzonte, dipende dall'altezza e dalla distanza degli ostacoli posti lungo la direzione considerata. Di conseguenza, anche ostacoli molto distanti ma di dimensioni considerevoli (ad esempio una montagna) possono avere un'importante influenza sul calcolo della altezza dell'orizzonte. Diventa, quindi, importante valutare attentamente, soprattutto in base al tipo di territorio in cui ci troviamo, la distanza fino a cui spingersi nella ricerca degli ostacoli presenti (Figura 129 e Figura 130). Infatti, se ci limitiamo ad utilizzare i dati relativi solo agli oggetti vicini (edifici, alberi, ...), ossia a quelli contenuti nel DSM, che nel nostro caso si chiama total\_05m, perderemo completamente l'influenza che potrebbe avere, su tale calcolo, la morfologia distante (colline, montagne, ...) contenuta nel DTM DTM\_MonteMario.

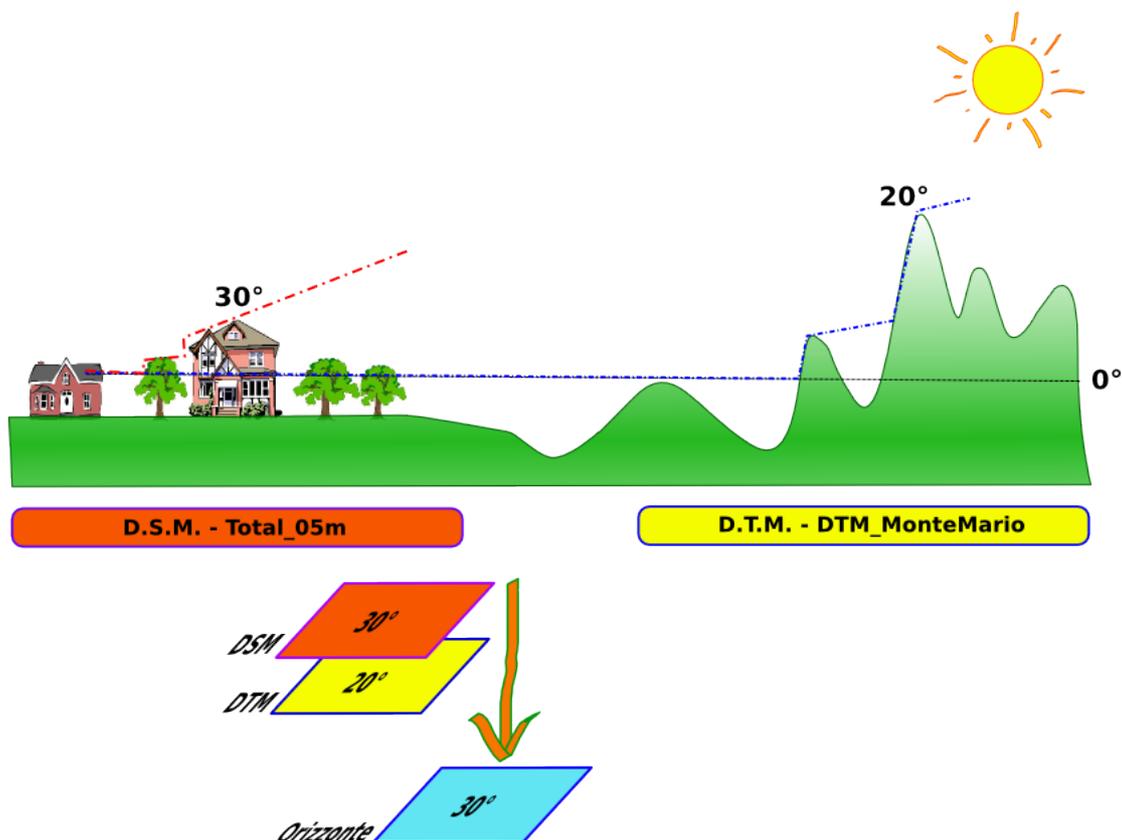


Figura 129: Influenza degli elementi vicini nella individuazione dell'orizzonte.

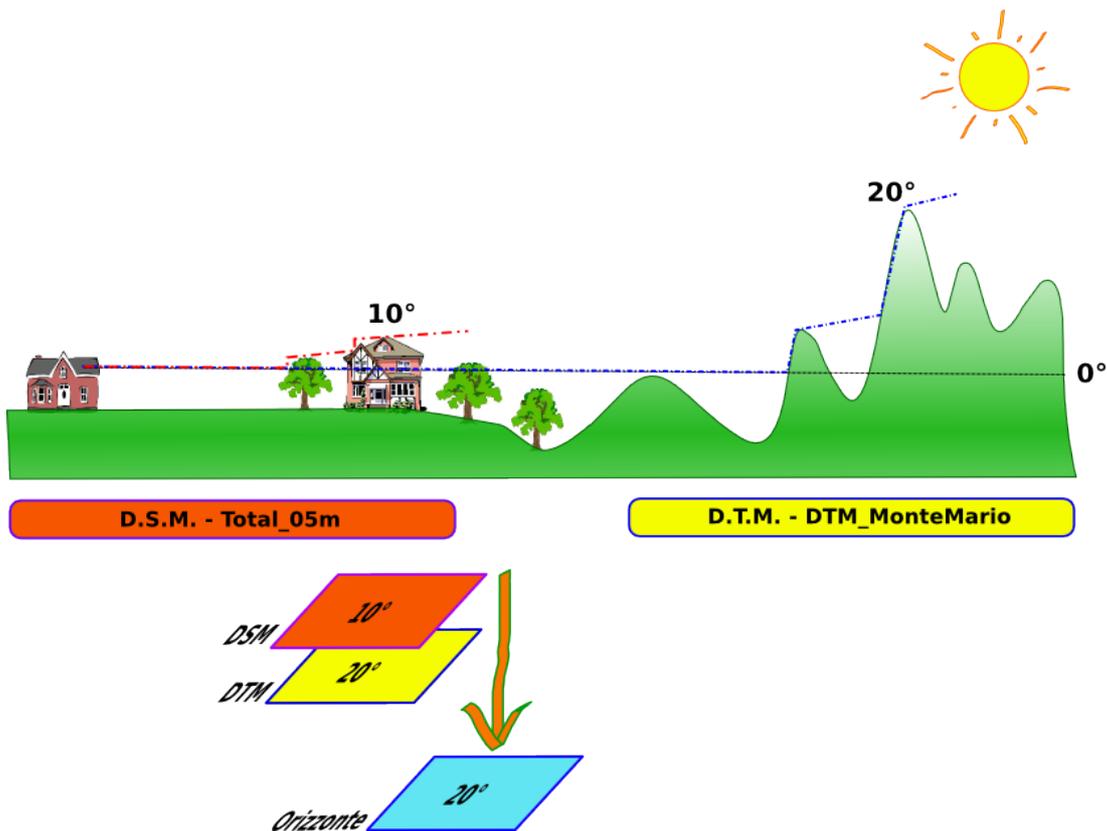


Figura 130: Influenza degli elementi lontani nella individuazione dell'orizzonte.

Per gli obiettivi che ci siamo posti, una tale limitazione non è assolutamente accettabile. Per questo motivo si è messo in atto una procedura che consenta di applicare l'algoritmo `r.horizon`, tenendo conto dei dati contenuti sia nel DSM che nel DTM. A questo scopo, ritorniamo, momentaneamente, nell'ambiente ESRI ArcGis e selezioniamo in ArcToolBox: Data Management Tools - Raster - Resample. Nella maschera che compare inserire nel campo Input Raster il nome del raster che vogliamo ricampionare: `DTM_MonteMario`. Nel campo Output Raster Dataset inseriamo il nome del nuovo raster che verrà creato: `DTM_MonteMario_05m`. Infine, forniamo nel campo Output Cell Size la dimensione delle celle del nuovo raster, che dovrà essere la stessa di `total_05m` e quindi 0.5 metri. Lanciare il comando cliccando su OK. Al termine della elaborazione si otterrà un nuovo modello digitale del terreno (DTM) ad una risoluzione (0.5 metri) uguale a quella del raster ottenuto a partire dai dati Lidar (DSM). Possiamo ritornare in Grass e settare la nuova regione di lavoro. Selezionare dal menu Config -> Region -> Set region. Si apre la finestra `g.region`. Selezionare la voce `Set region to match this raster map` e scegliere `DTM_MonteMario_05m`. A questo punto possiamo lanciare il comando:

```
r.patch input= total_05m, DTM_MonteMario_05m output= unione_05m
```

il nuovo raster che verrà creato unione\_05m sarà composto da tutte le celle di total\_05m a cui verranno aggiunte al di fuori dei suoi confini quelle di DTM\_MonteMario\_05m. Abbiamo così creato il modello digitale del terreno su cui applicare l'algoritmo r.horizon. Cambiamo nuovamente la regione di lavoro impostandola uguale all'area coperta da total\_05m. Possiamo, quindi, lanciare il comando r.horizon:

```
r.horizon -d elevin=unione_05m direction=0 horizonstep=15 horizon=orizzonte  
bufferzone=10000
```

come si vede si è scelto di partire, nel calcolo, con la direzione 0° (coincidente con l'asse est) e con uno step per le successive elaborazioni di 15° (0°, 15°, 30°, ...). Il prefisso dei raster di output è stato impostato a orizzonte (orizzonte\_0, orizzonte\_1, ...). Si è scelto, inoltre, di utilizzare una zona di buffer con un'estensione di 10 km oltre i confini dell'area di studio (total\_05m). Uno dei risultati ottenuti è riportato in Figura 131.

### 8.11.3 r.slope.aspect.

Il comando r.slope.aspect permette di ottenere una serie di carte raster derivate da una carta originale rappresentante un terreno digitale. È possibile creare le seguenti carte derivate:

- carta delle pendenze (slope): ottenuta considerando il dislivello tra ogni cella e le celle circostanti. Attraverso il parametro slope viene fornito il nome da dare alla nuova carta, mentre con il parametro format è possibile specificare il formato in cui esprimere la pendenza: gradi (default) o percentuale;
- carta delle esposizioni (aspect): indica per ogni cella la direzione di massima pendenza rispetto alle celle circostanti. Il valore associato ad ogni cella del raster rappresenta quindi l'ampiezza, espressa in gradi, dell'angolo formato fra il vettore individuato dalla massima pendenza e l'asse dell'est, misurato in senso antiorario (0°=est, 90°=nord, ...).

Il nome del raster di input da utilizzare nei calcoli viene specificato dall'utente tramite il parametro elevation.

Possiamo, quindi, lanciare il comando:

```
r.slope.aspect elevation=total_05m slope=slope_05m aspect=aspect_05m
```

come si può notare si è utilizzato come modello digitale del terreno, il raster dell'area di studio frutto dell'interpolazione dei punti Lidar con una risoluzione di 0.5 metri. Ai raster di output sono stati dati i nomi rispettivamente di slope\_05m per le pendenze e aspect\_05m per l'esposizione.

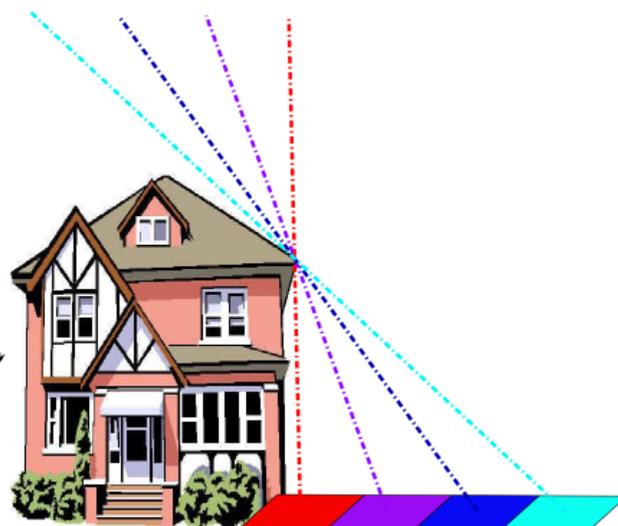
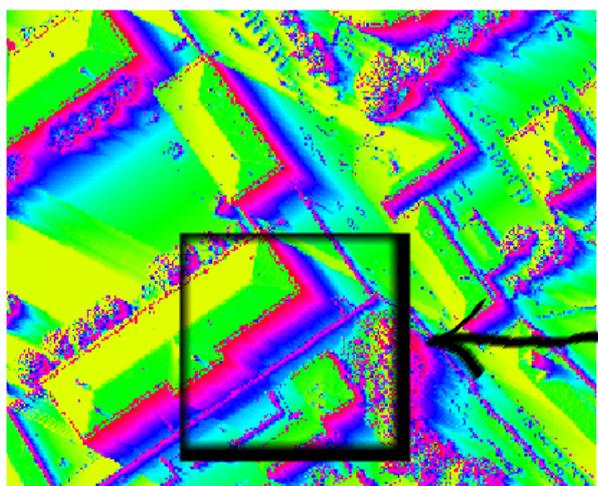
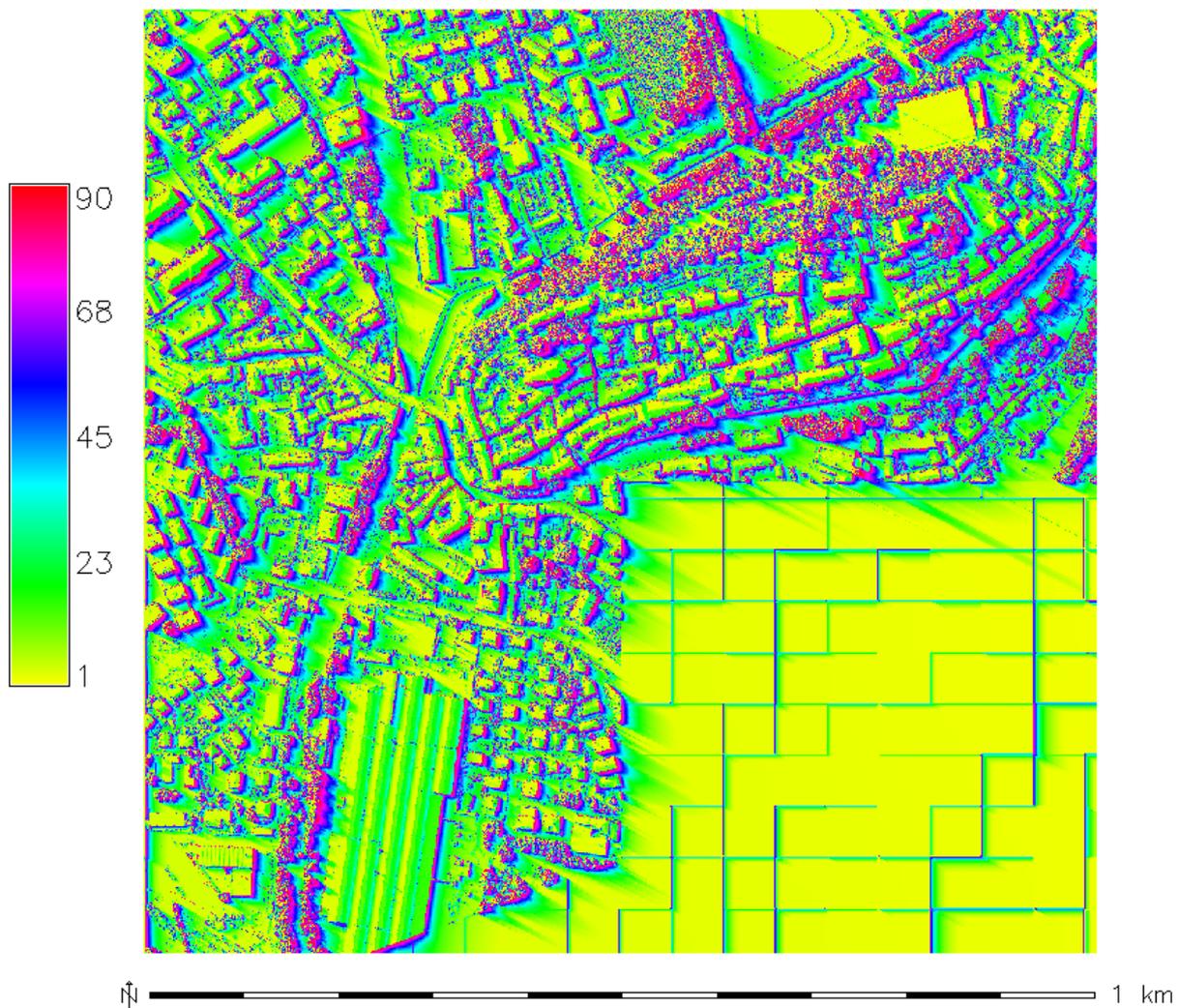


Figura 131: Output del comando `r.horizon` (`orizzonte_5`) calcolato per una direzione di  $120^\circ$ .

#### 8.11.4 r.sun.

Il modulo r.sun calcola la mappa raster della radiazione solare diretta, diffusa, e riflessa per un dato giorno, latitudine, superficie e condizioni atmosferiche. I parametri solari (per esempio l'orario in cui sorge e tramonta il sole, la declinazione, l'irradianza extraterrestre e la durata del giorno) sono salvati in un file storico relativo all'elaborazione. È possibile specificare un tempo locale per calcolare l'angolo di incidenza e la mappa raster dell'irradianza. L'effetto di ombreggiamento della topografia circostante può essere incorporato nel calcolo. L'estensione e la risoluzione spaziale dell'area modellata, così come la sua integrazione nel tempo, sono limitati solo dalle risorse di memoria disponibili. Il programma r.sun lavora in due modalità. Nel primo modo calcola, per un dato tempo locale, l'angolo di incidenza solare (in gradi) e il valore dell'irradianza solare (misurato in  $W/m^2$ ). Nel secondo modo viene calcolato, per uno specifico giorno dell'anno, la somma totale della radiazione solare ( $Wh/m^2$  giorno). Attraverso degli script è possibile combinare i due modi operativi precedenti per ottenere delle stime per un qualsiasi intervallo di tempo. Diversi parametri solari prodotti durante il calcolo sono salvati nel file storico relativo al nuovo raster generato, che può essere visualizzato con il comando r.info:

```
r.info map=glob_day1@SpazioDiLavoro
```

```
+-----+
|  Type of Map:  raster                Number of Categories: 255  |
|  Data Type:    FCELL                  |
|  Rows:         2001                   |
|  Columns:      2001                   |
|  Total Cells:  4004001                 |
|  Projection:   Transverse Mercator     |
|  N:  5100523.3  S:  5099522.8  Res:  0.5  |
|  E: 1725530.41  W: 1724529.91  Res:  0.5  |
|  Range of data:  min = 323.3167  max = 5103.014  |
|  Data Description:                    |
|  generated by r.sun                   |
|  Comments:                             |
|  -----                               |
|  Day [1-365]:                          1  |
|  Solar constant ( $W/m^2$ ):          1367  |
```

```

| Extraterrestrial irradiance (W/m^2):      1412.689562      |
| Declination (rad):                       -0.401581          |
| Latitude min-max(deg):                   46.0115 - 46.0206  |
| Sunrise time min-max (hr.):              7.74 - 7.74       |
| Sunset time min-max (hr.):               16.26 - 16.26     |
| Time step (hr.):                         0.5000           |
| Linke turbidity factor:                  3.2               |
| Ground albedo:                           0.200            |
| -----                                  |
| r.sun -s elevin="total_05m" aspin="aspect_05m" aspect=270 slopein="s\ |
| lope_05m" slope=0.0 lin=3.2 alb=0.2 horizon="orizzonte" horizonstep=\ |
| 30 beam_rad="beam_day1" insol_time="insol_day1" diff_rad="diff_day1"\ |
| refl_rad="refl_day1" glob_rad="glob_day1" day=1 step=0.5 dist=1.0 n\ |
| umpartitions=1                          |
+-----+

```

La mappa raster di output dell'angolo di incidenza solare (modalità operativa 1), il cui nome viene specificato tramite il parametro `incidout`, viene calcolata sulla base del modello digitale del terreno (`elevin`), della mappa delle esposizioni (`aspin`) e delle pendenze (`slopein`), del giorno (`day`) e del tempo locale (`time`) inseriti. I dati "null" eventualmente presenti nelle mappe raster di input sono esclusi dalle elaborazioni (ciò incrementa la velocità di calcolo), così che ciascun raster di output conterrà dei dati null in corrispondenza delle sole celle che contengono questo dato in tutti i raster di input. Il parametro `day` specifica il nome del giorno dell'anno (1 gennaio=1, 2 gennaio=2, ... 31 dicembre=365) in cui eseguire il calcolo della radiazione solare. L'algoritmo consente di specificare valori personalizzati per alcuni fattori utilizzati nel calcolo, in modo da sovrascriverne il valore di default: declinazione solare (`declin`), fattore di torbidità Linke (`linkein`, `lin`) e l'albedo (`albedo`, `alb`). Oltre al calcolo della radiazione solare nel caso di un cielo completamente limpido (scelta di default), l'utente può scegliere di eseguire il calcolo della radiazione solare per un cielo reale usando delle mappe raster di input (il cui nome è da assegnare ai parametri `coefbh`, `coefdh`) che definiscono la frazione di radiazione solare che viene persa a causa dei fattori atmosferici (ad esempio le nubi). Tale valore è compreso fra 0 e 1. Solitamente questi coefficienti possono essere ottenuti da misurazioni meteorologiche a lungo termine. Le mappe raster della radiazione solare `beam_rad` (radiazione diretta), `diff_rad` (radiazione diffusa) e `refl_rad` (radiazione

riflessa) sono calcolate, come già detto, in funzione del giorno dell'anno (day), dell'altimetria (elevin), della esposizione (aspin) e della pendenza (slopein). Per default il valore del fattore di torbidità dell'atmosfera Linke è uguale a 3.0 (lin=3.0) ossia molto vicino al valore medio che esso assume in aree urbanizzate o rurali. Il valore del coefficiente Linke per cieli completamente limpidi è 1.0.

Le mappe della radiazione solare per un dato giorno sono calcolate integrando l'irradianza fra alba e tramonto. L'unità di misura utilizzata è il Wh per metro quadro per giorno (Wh/m<sup>2</sup> giorno) L'utente può variare, attraverso il parametro step, l'intervallo di tempo fra due successive elaborazioni nel calcolo della radiazione solare totale giornaliera. Per default, tale valore è impostato a 0.5 ore (step=0.5), ossia ogni 30 minuti. Intervalli più grandi, come per esempio step=1.0 o step=2.0, aumentano la velocità di calcolo ma producono risultati più grossolani.

L'angolo di incidenza e le mappe di irradiazione vengono calcolate senza tenere conto dell'effetto di ombreggiamento degli oggetti circostanti. Tuttavia, è possibile selezionando l'opzione -s fare in modo che l'algoritmo tenga conto di questo effetto. In aree montagnose, come nel nostro caso, ciò può portare a risultati anche molto diversi. Il tenere conto dell'effetto di ombreggiamento, tuttavia, può comportare un notevole aumento del tempo richiesto per il calcolo, soprattutto nel caso in cui l'altezza del sole è bassa. Quando si utilizza l'opzione -s la velocità e precisione del calcolo possono essere controllate attraverso il parametro dist, che permette di definire la densità di campionamento alla quale la "visibilità" di una cella è computata nella direzione del flusso solare incidente. Esso definisce anche il metodo attraverso il quale viene calcolata l'altezza degli ostacoli. Quando si sceglie un valore di dist inferiore a 1.0 il modulo r.sun prende il valore di altezza dal punto più vicino. Con valori di dist sopra 1.0, invece, si utilizzerà il valore massimo di altezza fra quelli dei quattro punti più vicini. Il valore di default di dist è 1.0 che produce risultati soddisfacenti nella maggior parte dei casi. Il range di valori ragionevolmente utilizzabili va da 0.5 a 1.5. Valori di dist sotto lo 0.5 decrementano la velocità di calcolo, mentre valori sopra lo 1.0 l'aumentano. Valori di dist più grandi di 2.0 potrebbero produrre delle stime con bassa accuratezza in zone in cui il rilievo ha un'elevata influenza sulla radiazione solare (ambienti montuosi).

### **8.11.5 Il fattore di torbidità dell'atmosfera Linke.**

Come accennato in precedenza, il fattore di torbidità dell'atmosfera Linke può essere variato al fine di tenere conto delle caratteristiche peculiari della località in cui ci troviamo. Per ottenere il valore del coefficiente Linke da

applicare ai nostri calcoli ci possiamo servire dei web services offerti dal sito <http://www.soda-is.com> (Solar Energy Services for Professionals). Nella Figura 132 è riportata la homepage del sito, da cui cliccando sul link “Linke Turbidity Factor” è possibile accedere alla maschera di localizzazione riportata in Figura 133. In essa, si dovrà oltre a fornire la latitudine/longitudine e l'altitudine della località a cui siamo interessati, selezionare anche il mese dell'anno e il coefficiente atmosferico a cui siamo interessati (Linke Turbidity). Cliccando su “Execute SoDa Service” si otterrà il risultato riportato in Figura 134. Ripetendo la richiesta per ogni mese dell'anno è possibile compilare la Tabella 6 con i coefficienti da utilizzare di volta in volta con il comando r.sun.

**SoDa** solar radiation data **Solar Energy Services for Professionals**

Home | SoDa | Webservices | On-request services | Maps | Community | Buzz | Help | Contact

The SoDa Service is a broker to a list of services and webservices related to Solar Radiation proposed by several research centers in Europe and abroad. The SoDa Service is managed by Transvalor S.A. located in Sophia Antipolis.

The research centers contributing to webservices in SoDa are very active, we thus potentially offer more services than listed in this website. Do not hesitate to **contact us!** Last modif: Feb. 2<sup>nd</sup> 2012.

**Survey**  
We need you!  
Please, help us! in better understanding the use of the SoDa Service. Answer to **3 questions** only with predefined choices! Thank you in advance

**Visitors**  
Learn more...  
[WHAT...](#) is the SoDa Service?  
[WHO...](#) uses the SoDa Service?  
[HOW...](#) to use the SoDa Service?  
Discover the SoDa Service by the [Stats 2011](#)

**Free webservices**  
In details: [\(Complete list\)](#)

- Solar radiation data:
  - Solar radiation data for free
  - Extraterrestrial Irradiance E0
  - Top of Atmosphere ToA
  - Monthly averages - worldwide
  - Normal or TMY - worldwide
- Temperature
  - Monthly averages - worldwide
  - Normal or TMY - worldwide
  - Degrees-days below/above a t°C
- Atmosphere
  - Linke Turbidity factor
- Humidity
  - Monthly averages - Worldwide
- UV
  - Monthly, daily or hourly typical values
  - Daily HC1 derived UV values
- Meteo
  - Forecasts
- Geography and Localization
  - Coordinates of a City

**Registered Users**  
Access to:  
[Helioclim Solar radiation data through the website](#)  
Info about:  

- the automatic **wget** access
- the **lead time** before accessing the data

**On-delivery services**  
List of "on-request" services:  

- Single time series request
- TMY: Typical Meteorological Year
- Quality check of ground station data
- Calibration of HC3 time series with ground station values
- Maps of irradiation

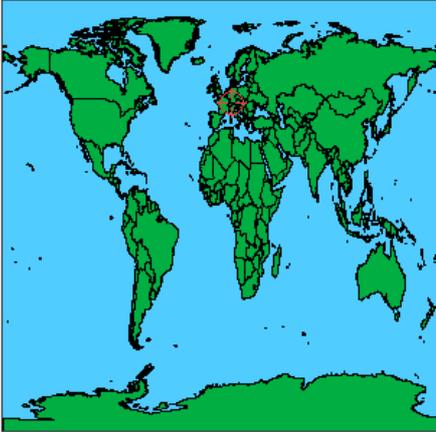
Figura 132: Homepage del sito SoDa.

**Execute SoDa Service**

Enter:  
**1** EITHER latitude and longitude (decimal degrees, see [conversion function](#) from degrees, minutes, seconds)  
**2** OR search city by name ('search city by name' button)  
**3** OR click in the map

1\_ Latitude  Longitude

2\_

3\_ 

ZoomIn  ZoomOut   Select

month

Atmospheric part influencing clear sky radiation (UV, shortwave):

altitude

Figura 133: Maschera di localizzazione del sito SoDa.

### Results of your request

#### Linke turbidity factor

meteotest

Tam: Linke turbidity factor, monthly mean, climatological values, unit= [

month	TL
Jan	3.2

Figura 134: Valore del coefficiente di torbidità Linke per il mese di Gennaio ottenuto dal sito SoDa.

Mese	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Linke	3.2	3.9	3.6	4.2	4.7	4.8	4.6	4.1	4.3	4.1	3.5	2.9

Tabella 6: Valori del fattore di torbidità Linke per l'area di studio.

### 8.11.6 Calcolo della radiazione solare con r.sun.

Dopo avere descritto il funzionamento del comando r.sun, vediamo come applicarlo al nostro caso studio. Il comando da lanciare per eseguire l'analisi della radianza sui dati in nostro possesso è il seguente:

```
r.sun -s elevin=total_05m aspin=aspect_05m slopein=slope_05m
insol_time=insol_day1 diff_rad=diff_day1 refl_rad=refl_day1 glob_rad=glob_day1
beam_rad=beam_day1 day=1 step=0.5 horizon=orizzonte horizonstep=15 lin=3.2
```

Variando il valore di day (1,2,3, ...) si otterrà di volta in volta il corrispondente valore della radiazione solare totale (glob\_rad) stimata per quel particolare giorno dell'anno, oltre ai valori delle sue componenti: diretta (beam\_rad), riflessa (refl\_rad), diffusa (diff\_rad).

Le tabelle 7 e 8 riportano i risultati ottenuti dall'applicazione ripetuta dell'algoritmo r.sun su un singolo edificio dell'area di studio. Ad ogni iterazione si è variato i valori dei parametri day e lin in modo da avere una copertura regolare che coprisse l'intero anno. Le mappe si riferiscono alla radiazione globale (glob\_rad) espressa in Wh/m<sup>2</sup> per giorno. Da esse si può osservare le notevoli differenze che sussistono fra le superfici diversamente orientate e fra le diverse stagioni dell'anno.

Nelle Figura 125, Figura 101, Figura 124 e Figura 116 sono riportate le mappe di output del comando r.sun per due periodi dell'anno: inverno e estate. Oltre alla radiazione solare globale (glob\_rad), sono riportate anche le mappe delle componenti diretta (beam\_rad), diffusa (diff\_rad) e riflessa (refl\_rad). Tutti i valori sono espressi in Wh/m<sup>2</sup> per giorno. Anche in questo caso da notare la forte variazione di energia solare assorbita dal tetto, maggiore in estate.

Nella Figura 112 è riportata un altro tipo di mappa di output del comando r.sun che riporta le ore di sole per il giorno selezionato.

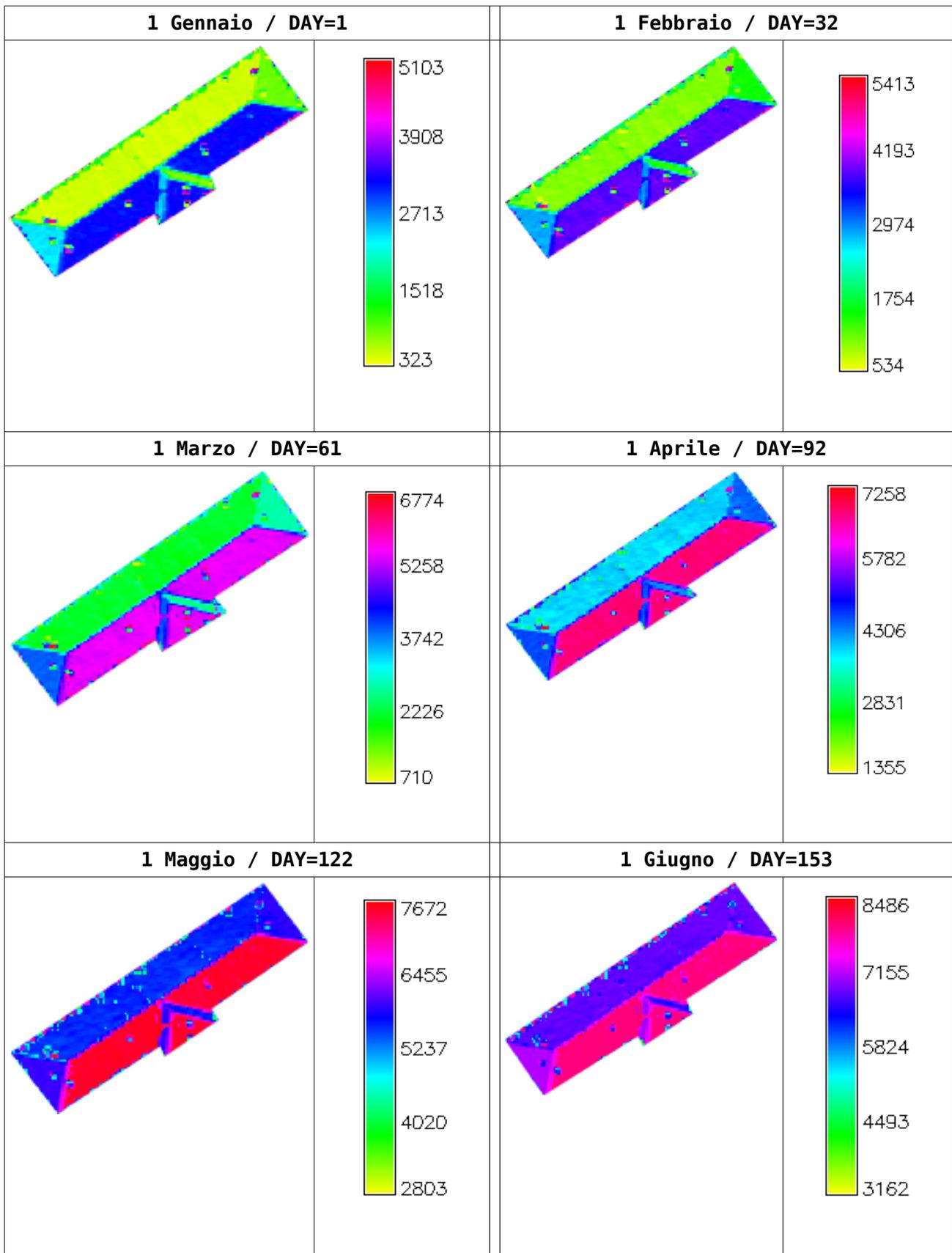


Tabella 7: Risultati del calcolo della radiazione globale con l'algoritmo r.sun relativi ad uno stesso edificio per diversi giorni dell'anno.

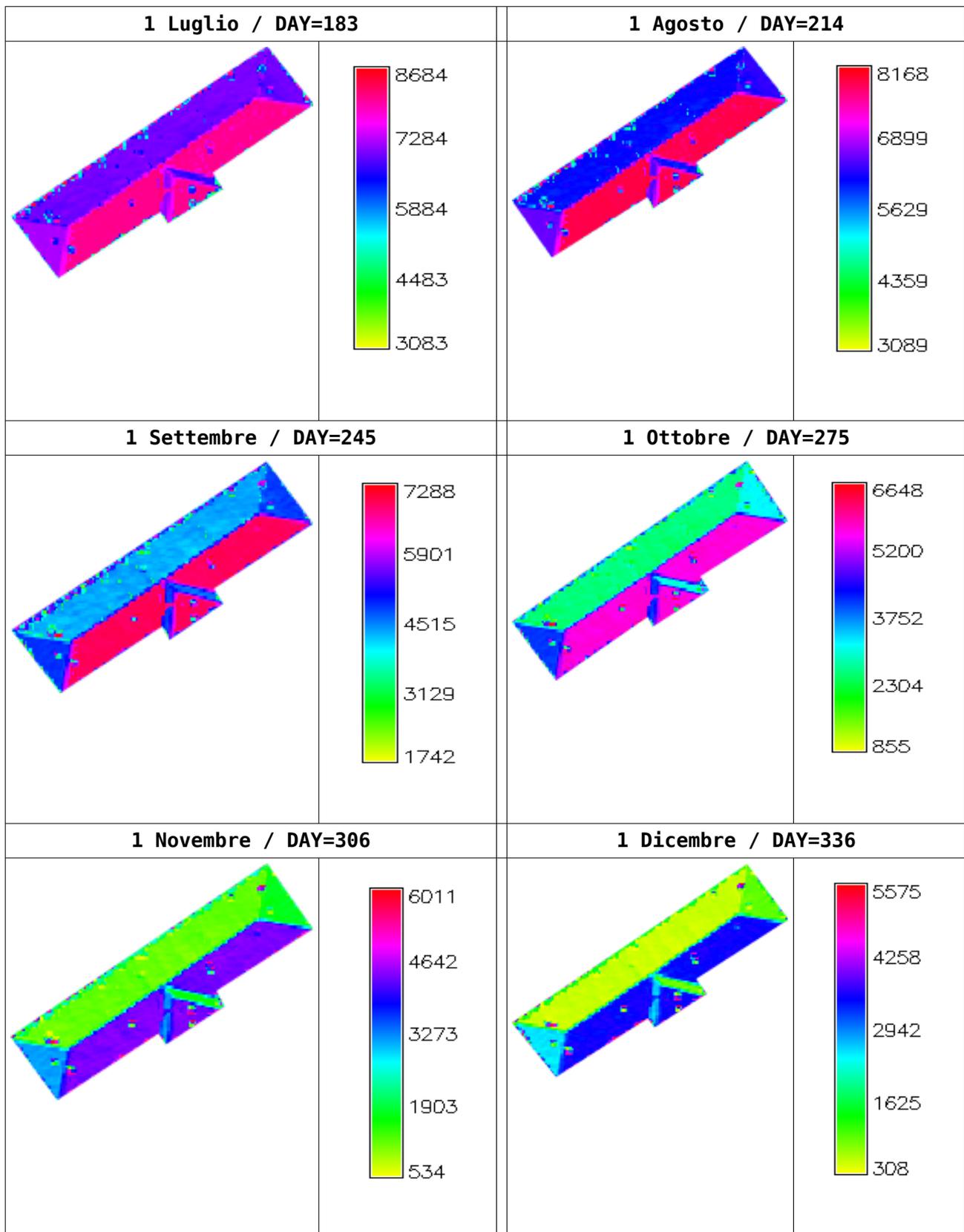


Tabella 8: Risultati del calcolo della radiazione globale con l'algoritmo r.sun relativi ad uno stesso edificio per diversi giorni dell'anno.

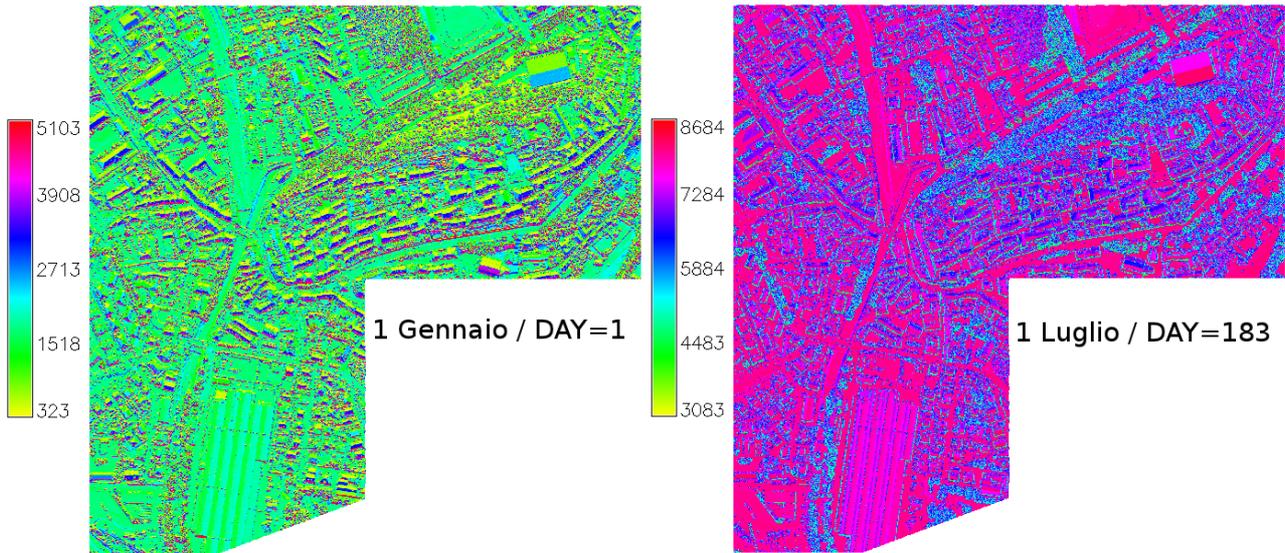


Figura 135: Confronto fra output: radiazione globale (glob\_rad).

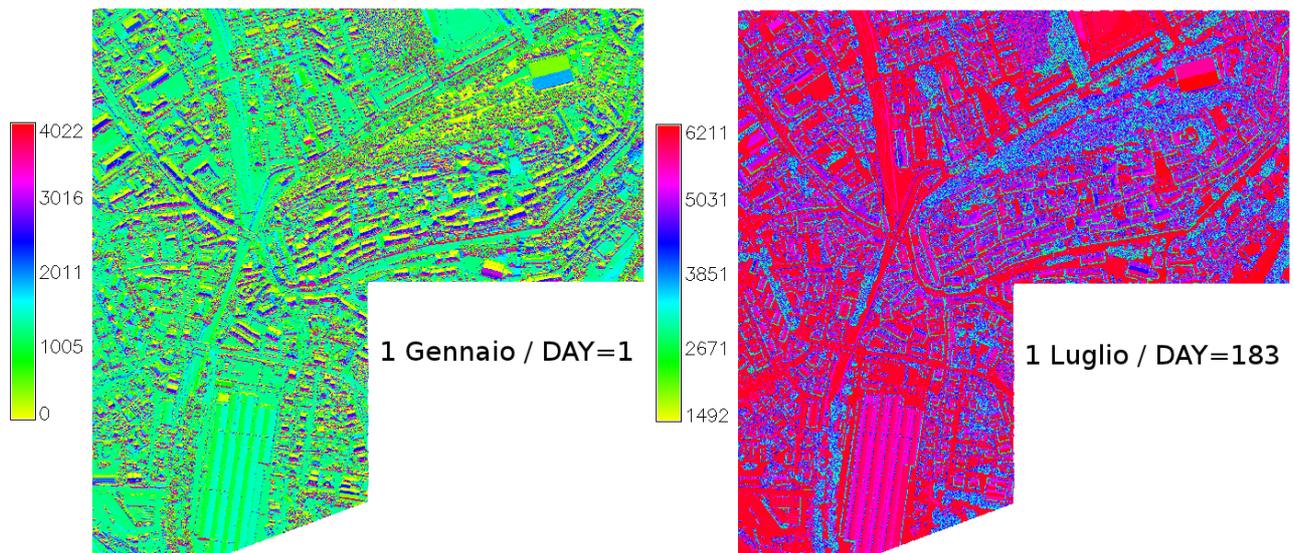


Figura 136: Confronto fra output: radiazione diretta (beam\_rad).

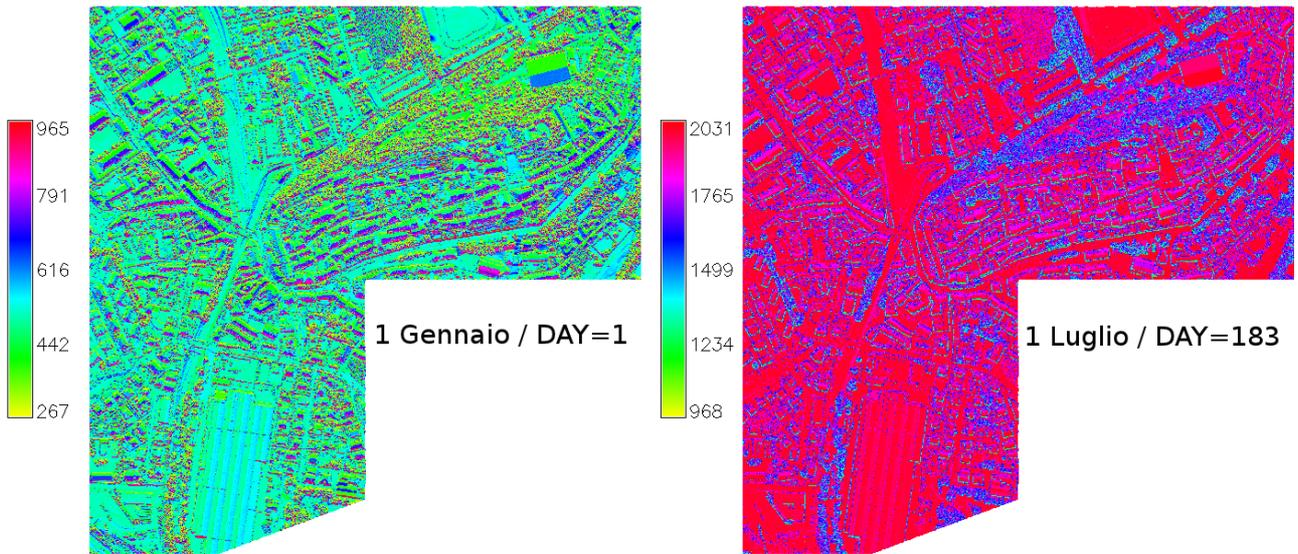


Figura 137: Confronto fra output: radiazione diffusa (diff\_rad).

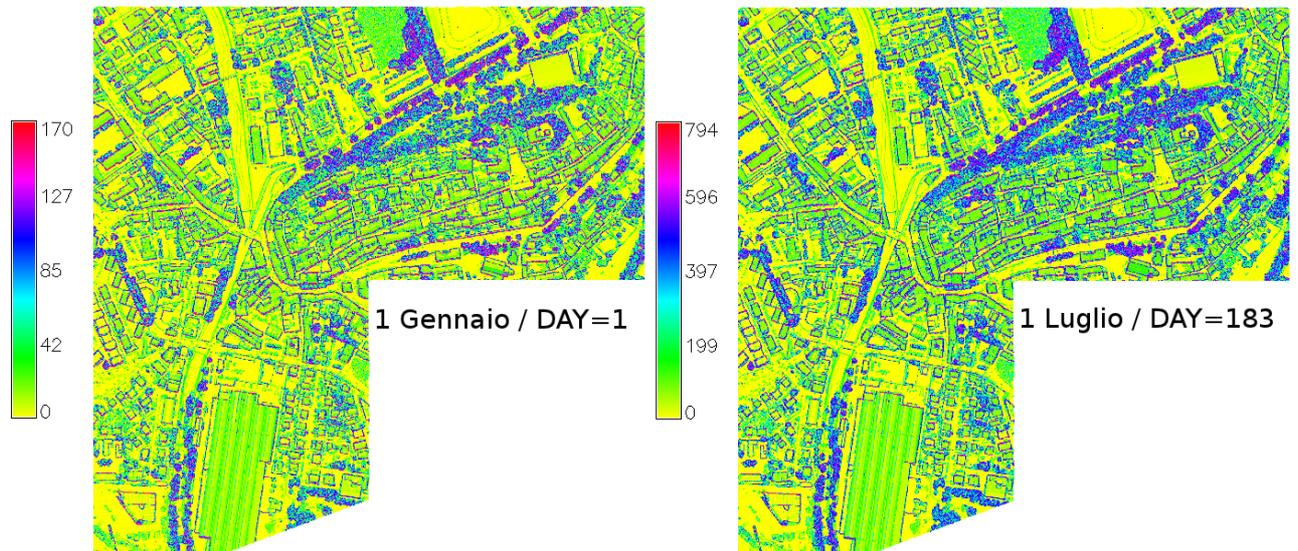


Figura 138: Confronto fra output: radiazione riflessa (refl\_rad).

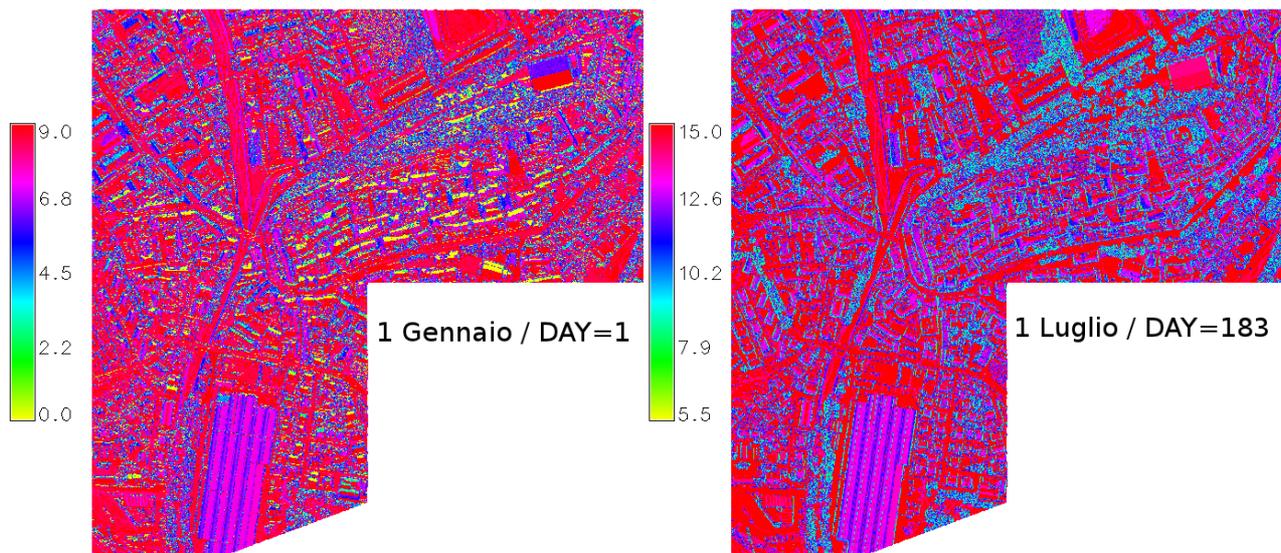


Figura 139: Confronto fra output: ore di sole giornaliere (insol\_time).

Nella Figura 140 vengono riepilogate in maniera schematica le varie operazioni svolte per il calcolo della radiazione solare giornaliera tramite r.sun.

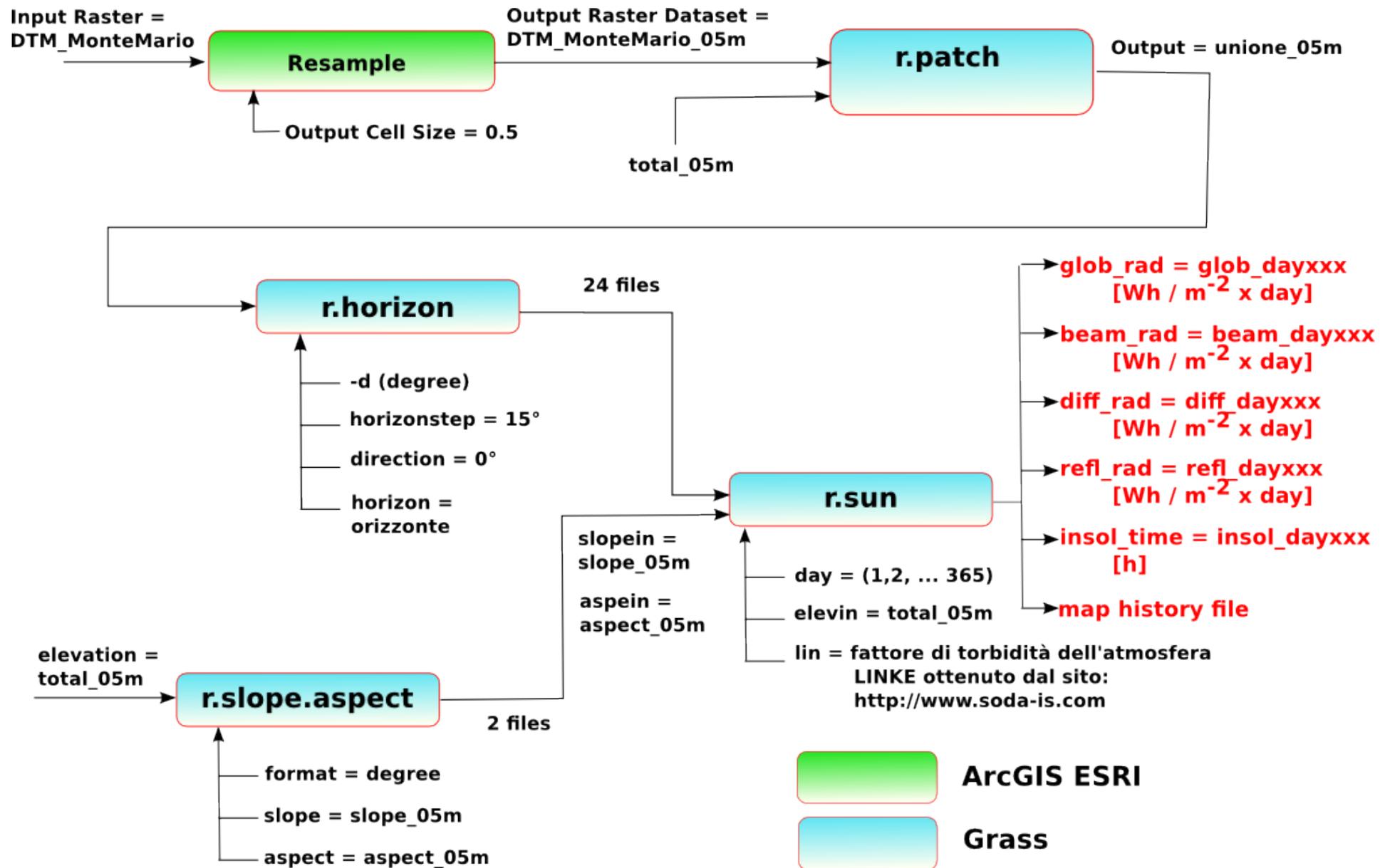


Figura 140: Schema riepilogativo delle elaborazioni eseguite per la stima della radiazione solare.

## Capitolo 9 - Conclusioni.

Abbiamo visto in queste pagine come sia possibile, attraverso le funzionalità offerte dai software GIS odierni, utilizzare i dati Lidar per poter costruire un modello digitale, che possa simulare la capacità dei tetti degli edifici di captare l'energia solare. Naturalmente, la nostra area di studio ha una dimensione molto modesta, paragonabile ad un quartiere di una grossa città, tuttavia, la metodologia così come è stata impostata permette di eseguire analisi su aree anche più grandi. In questo caso, tuttavia, le risorse di calcolo dovranno essere commisurate con l'accresciuta mole di dati da elaborare. Anche sul versante dei tempi di elaborazione, che nel nostro caso non hanno mai superato l'ora, potrebbe essere necessario preventivare un impegno ben più oneroso.

Anche se l'analisi ha considerato l'effetto di ombreggiamento dovuto alla vegetazione di alto fusto, in quanto tale informazione era presente all'interno del set di dati Lidar, su questo versante credo che sia possibile fare di meglio. Infatti, il fenomeno di ombreggiamento dovuto agli alberi non è sempre uguale per tutto l'anno: gli alberi caducifoglie durante la stagione avversa (inverno) restano completamente privi di foglie. Un'ulteriore ambito di sviluppo, quindi, potrebbe essere l'integrazione delle informazioni sulla vegetazione contenute nei dati Lidar, con altre fonti, come le immagini satellitari ad alta definizione. Esse, potendo fornire informazioni sullo stato della chioma delle piante su più periodi dell'anno potrebbero essere utilizzate per definire di volta in volta il grado di filtraggio operato sui raggi solari. Un altro ambito che non è stato considerato nel presente lavoro, ma che sicuramente è di fondamentale importanza, riguarda il come esporre i risultati delle analisi condotte ai possibili portatori di interessi (pubblici e privati). Ogni sforzo deve essere fatto nella ricerca di nuove soluzioni per fornire ai cittadini ed ai tecnici strumenti sempre più adatti a soddisfare pienamente le loro esigenze. In questo ambito, la costruzione di una web application, utilizzando strumenti in stile web 2.0, quali l'editing on-line e l'integrazione dei più diffusi social network, sembra la soluzione più plausibile.

## Capitolo 10 - Bibliografia e sitografia

G. Agugiaro, F. Remondino, G. Stevanato, R. De Filippi, C. Furlanello, *Estimation of solar radiation on building roofs in mountain areas*, 2011

*Web-based solar roof cadastre goes international*, GEOconnexion International Magazine July/Aug 2011

Cici Alexander, Sarah vSmith-Voysey, Claire Jarvis, Kevin Tansey, *Integrating building footprints and Lidar elevation data to classify roof structures and visualise buildings*, Computers, Environment and Urban Systems 33 (2009) pag. 285-292

Chanikarn Yimprayoon, Mojtaba Navvab, *Quantification of available solar irradiation on rooftops using orthophotograph and Lidar data*, Fourth National Conference of IBPSA-USA, New York, 11-13 August, 2010

Ing.Salvatore Castello, *Aspetti tecnici ed economici della tecnologia fotovoltaica*, ENEA, Italia

Diago Mariani, *Il sole*, LEEE Canobbio

*Fotovoltaico: un investimento alla luce del sole*, Energethics, 2009

C. Hug, P. Krzystek, W. Fuchs, *Advanced Lidar data processing with LasTools*, 2009

*Lidar 101: an introduction to Lidar technology data, and application*, NOAA, 2008

Andrea Chaves, A. Terry Bahill, *Locating sites for photovoltaic solar panels*, ESRI, 2010

R. Kassner, W Koppe, T. Schuttenberg, G. Bareth, *Analysis of the solar potential of roofs by using official Lidar data*, The International Archives of the photogrammetry, Remote sensing and Spatial Information Science, Vol. XXXVII, 2008

<http://www.solemi.com>, SOLEMI Solar Energy Mining, Institute of technical Thermodynamics, German Aerospace Center, Stuttgart (ultima visita 18/02/12)

<http://www.soda-is.com>, Solar Energy Services for Professionals (ultima visita 18/02/12)

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/Photovoltaic>, Geographical Assessment of solar resource and performance of photovoltaic technology, (ultima visita 18/02/12)

# Appendice A

## Smart Grids: energia e ICT.

### Introduzione.

Come diretta conseguenza della crescente domanda di energia e dell'assoluta necessità di ridurre gli impatti climatici, si è creata una convergenza di interessi scientifici, industriali e politici su come le tecnologie ICT<sup>50</sup> possano innescare un processo di trasformazione strutturale di ogni fase del ciclo energetico, dalla generazione fino all'accumulo, al trasporto, alla distribuzione, alla vendita e, soprattutto, al consumo intelligente di energia. Questo connubio fra ICT ed energia viene comunemente identificato con il termine Smart Grid, o anche Internet of Energy, per enfatizzare l'aspettativa di un cambio di paradigma, una rivoluzione strutturale e tecnologica verso una rete capillare che trasporta energia, informazione e controllo, composta da dispositivi e sistemi altamente distribuiti e cooperanti. Dispositivi che, più che connessi alla rete energetica, diventano parte attiva di un ciclo di controllo esteso alle grandi centrali di generazione così come ai comportamenti dei singoli utenti, agli elettrodomestici in casa, alle auto elettriche e ai sistemi di micro-generazione. La Smart Grid dovrà quindi appoggiarsi su una rete capillare di comunicazione che fornisca non solo la connettività fra i dispositivi, ma che diventi anche abilitatrice di nuovi servizi energetici a valore aggiunto.

La definizione di Smart Grid fornita del gruppo di lavoro<sup>51</sup> che, per conto della Commissione Europea, sta definendo la vision e la strategia per la rete elettrica del futuro o, per usare un termine più tecnico, la Next Generation Grid, è la seguente:

*“...per Smart Grid si intende una rete elettrica in grado di integrare intelligentemente le azioni di tutti gli utenti*

---

<sup>50</sup> Le tecnologie dell'informazione e della comunicazione, in inglese Information and Communication Technology, il cui acronimo è ICT, sono l'insieme dei metodi e delle tecnologie che realizzano i sistemi di trasmissione, ricezione ed elaborazione di informazioni.

<sup>51</sup> European Technology Platform on SmartGrids. Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future. <http://www.smartgrids.eu/>

connessi (produttori, consumatori o prosumers<sup>52</sup>) al fine di distribuire energia in modo efficiente, sostenibile, economicamente vantaggioso, e sicuro. La Smart Grid utilizzerà prodotti e servizi innovativi assieme a tecnologie intelligenti di monitoraggio, controllo, comunicazione, self-healing<sup>53</sup> al fine di:

- facilitare la connessione e l'operatività di generatori elettrici eterogenei di qualunque dimensione e tecnologia;
- fornire ai consumatori strumenti per contribuire ad ottimizzare il funzionamento del sistema globale;
- dare ai consumatori maggior informazione e potere di scelta;
- ridurre significativamente l'impatto ambientale dell'intero sistema elettrico;
- aumentare il grado di affidabilità e sicurezza del sistema elettrico."

Come si può vedere gli obiettivi che ci si prefigge di raggiungere sono molto ambiziosi. "It is a colossal task, but it is a task that must be done", così recita l'incipit di un rapporto preparato per il Dipartimento Americano per l'Energia<sup>54</sup>.

### **Ma che cosa è una Smart Grid?**

Cosa saranno esattamente le Smart Grids è ancora difficile dirlo, tuttavia ci si aspetta un'evoluzione sia sul piano della generazione e distribuzione dell'energia elettrica, sia sul piano del controllo dei sistemi; dovranno diventare reti smart, attive e autonome, in grado di reagire agli eventi esterni e perseguire obiettivi di efficienza in modo autonomo e in tempo reale (Figura 141).

La rete elettrica di oggi è stata progettata come una rete sostanzialmente passiva che trasporta l'energia secondo una sola direzione: da poche grandi centrali di generazione a tanti piccoli punti di consumo presso gli utenti finali. La nuova rete dovrà fare leva sulle fonti rinnovabili e sui sistemi di micro-generazione<sup>55</sup>. La micro-generazione permette di creare efficienza

---

52 Il termine Prosumer deriva dalla crasi delle parole Producer e Consumer (produttore e consumatore) e viene utilizzato per riferirsi a coloro che hanno il doppio ruolo di fruitori e produttori di energia, anche se non si tratta di professionisti.

53 Ripristino automatico del servizio.

54 Litos Strategic Communication. The Smart Grid: An Introduction. Prepared for the U.S. Department of Energy.

55 Sistemi di dimensioni ridotte (a livello di singolo edificio) che producono energia elettrica o

avvicinando in termini spaziali la produzione e il consumo di energia e riducendo le perdite intrinseche del sistema di distribuzione. Tuttavia, la generazione distribuita si riesce oggi ad integrare fin che si tratta di quantitativi modesti, una sua diffusione massiva comporterebbe un degrado importante dell'efficienza e della qualità dell'energia distribuita. La Smart Grid dovrà quindi essere progettata per promuovere l'uso diffuso di micro-generazione e dovrà, quindi, essere in grado di gestire flussi energetici bi-direzionali. L'uso di fonti rinnovabili pone anche un problema sul piano del controllo, dovuto sostanzialmente al fatto che i sistemi di micro-generazione sono privati, in grande numero e molto diversi come tipologie, ciò rende difficile un controllo centralizzato da parte del gestore della rete di distribuzione di energia. Inoltre, la loro capacità di generazione è molto variabile, dipende dalle condizioni atmosferiche locali, ed è difficile da prevedere.

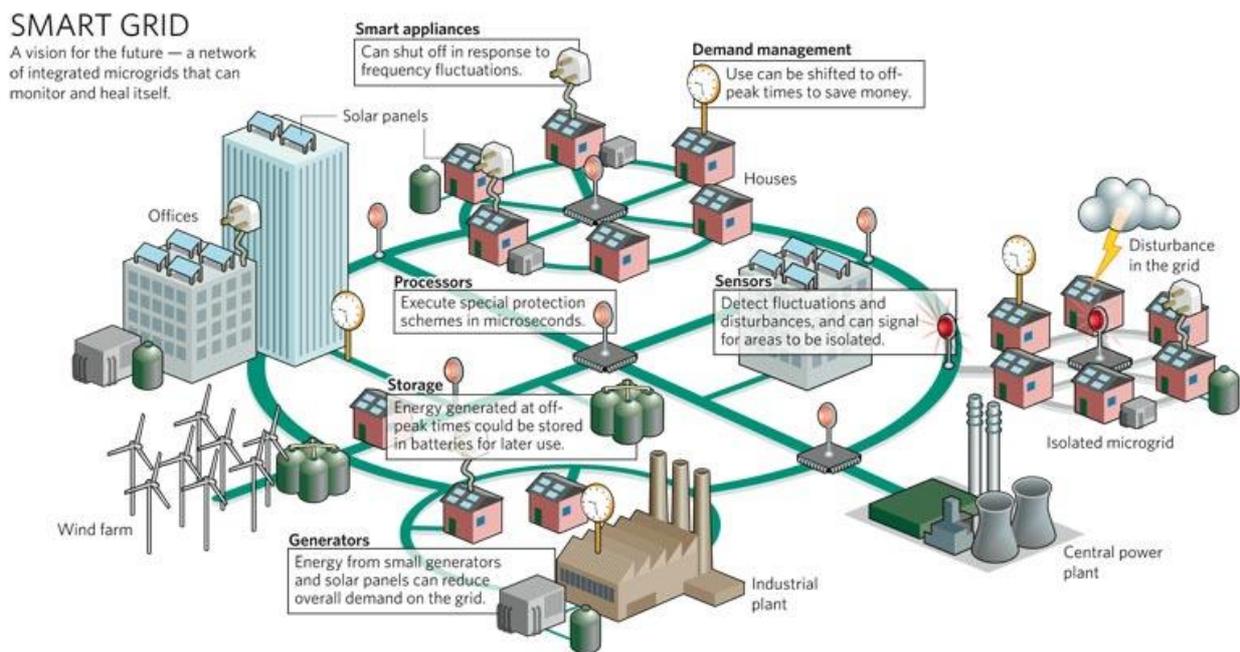


Figura 141: La vision alla base delle Smart Grids.

Sempre sul piano del controllo la rete elettrica dovrà assomigliare molto ad una Internet of Energy, dove ogni dispositivo elettrico e ogni sistema di micro-generazione sarà connesso in rete e in grado di comunicare dati e riceverne e reagire in tempo reale ad eventi e stimoli che arrivino da altri dispositivi o dalla rete elettrica stessa: una rete energetica disseminata di sensori, attuatori, nodi di comunicazione, sistemi di controllo e monitoraggio. Sarà questa la killer application di IPv6? Ogni casa, ogni utente, dovrà poter calore da fonti rinnovabili (ad esempio sole e vento).

diventare un prosumer di energia elettrica, che compra, ma anche vende energia, in un mercato aperto ai grandi distributori così come ai piccoli utenti. Il prezzo dell'energia, sia per chi la consuma sia per chi la vende, varierà nel tempo e diventerà la principale variabile in grado di bilanciare la domanda all'offerta di energia elettrica. È presumibile che ogni utente di questo mercato sarà rappresentato da un agente software, che agirà in modalità autonoma e proattiva verso la massimizzazione di obiettivi di profitto di ogni singolo utente. È una vera e propria rivoluzione rispetto al sistema di bilanciamento attuale basato su un controllo centralizzato e con reazioni molto spesso affidate all'intervento dell'operatore umano. Piuttosto diffusi sono scenari di riferimento di price-to-device dove il costo dell'energia varia dinamicamente nel tempo: i contatori lo comunicano agli elettrodomestici che si coordinano per reagire ed adattare di conseguenza il profilo di consumo (ad esempio ritardando il ciclo di riscaldamento dell'acqua della lavatrice ad un momento in cui l'energia costa meno).

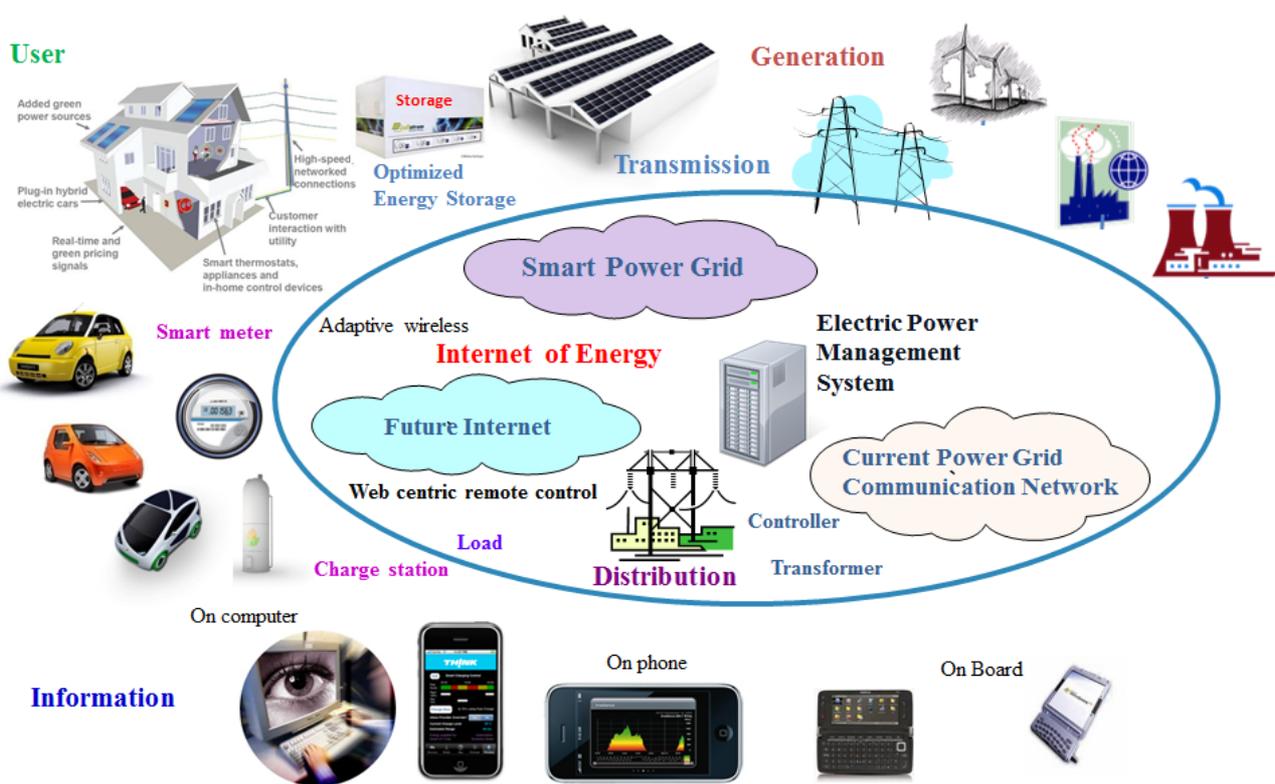


Figura 142: Internet of Energy.

Il problema del bilanciamento fra domanda e offerta di energia (cosiddetto demand-response) è ben schematizzato dalla Figura 143 dove è mostrato il tipico profilo di carico, ossia la potenza richiesta nell'arco della giornata: il dover garantire elettricità nel periodo di picco richiede dimensionare centrali elettriche che verranno utilizzate solo in quei periodi della giornata; riuscire

a ridurre i consumi di picco, appiattare la curva di carico e ad avere, teoricamente, un profilo costante nel tempo, genererebbe vantaggi economici e di gestione altissimi! Questo concetto è alla base di molte iniziative internazionali (ad esempio il Demand Response and Smart Grid Coalition) che puntano ad abilitare sistemi di incentivazione alla riduzione dei picchi di consumo tramite schemi di tariffazione dinamica multi-oraria, schemi che ricalcano l'andamento del mercato dell'energia con l'obiettivo di spostare i consumi dalla zona di picco della curva alle zone di valle. Infatti anche il costo dell'energia segue le normali leggi economiche e, quando la domanda è alta, il prezzo dell'energia aumenta: l'andamento del prezzo dell'energia alla borsa anglo-olandese APX ha una dinamicità nell'anno che arriva anche a fattori 1:50000, mentre le tipiche variazioni del prezzo ribaltate al consumatore difficilmente superano un fattore 1:2. Ci sono anche momenti in cui l'energia ha un prezzo negativo, ossia momenti in cui i produttori pagano per immettere elettricità in rete e, potendo ribaltare ciò sui consumatori, essi potrebbero addirittura essere ricompensati per consumare energia elettrica in questi periodi!

Uno studio del 2007 relativo agli Stati Uniti riporta che una riduzione del picco del 5% (senza cambiare il totale dei consumi) genererebbe dei risparmi economici di 3 miliardi di dollari permettendo di eliminare ben 625 centrali elettriche e relative infrastrutture.

Un'infrastruttura di demand-response non solo abiliterebbe nuovi schemi di tariffazione, incluso il pre-pagato, ma anche abiliterebbe un sistema di self-healing e self-control: in momenti di sovraccarico, la rete potrebbe richiedere a dispositivi elettrici meno prioritari di spegnersi, evitando un black-out o uno stacco totale di energia ad un appartamento, ad

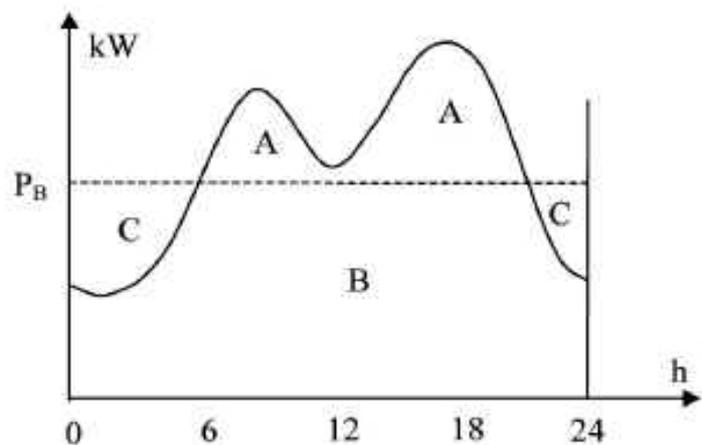


Figura 143: Esempio di diagramma di carico giornaliero. In esso viene evidenziato il tipico andamento dei consumi giornalieri di energia. Si può individuare un "carico di base" (B) sempre presente (anche se di diversa entità) sia di giorno che di notte, il valore medio della potenza richiesta ( $P_B$ ), due picchi (A) oltre il valore medio, che corrispondono alle situazioni di massima richiesta e due regioni nelle quali la potenza richiesta dall'utenza risulta inferiore al valore medio (C).

esempio spegnendo il solo condizionatore o ritardando il ciclo di accensione degli elettrodomestici.

Se da un lato si richiede alle Smart Grids di generare meccanismi incentivanti di partecipazione degli utenti, dall'altro è doveroso ricordare che l'introduzione di tecnologie ICT dovrà anche saper indirizzare le persone e i loro modelli di consumo verso comportamenti e stili di vita eco-sostenibili nel lungo periodo. In Finlandia è bastato fornire agli utenti domestici dati in tempo reale sui propri consumi per ottenere un risparmio energetico del 7% e si stima che il risparmio energetico potrebbe arrivare fino al 10%. Le Smart Grids dovranno quindi essere in grado di fornire ai clienti finali informazioni in tempo reale e permettere di identificare, quantificare e ricompensare le scelte e i comportamenti eco-efficienti.

Quando si parla di Smart Grid non si può trascurare il problema della sicurezza, intesa come sicurezza informatica. L'introduzione di tecnologie ICT, controllo distribuito, comunicazione bi-direzionale fra i dispositivi in rete, rappresenta un punto di vulnerabilità della Smart Grid. Questo è un tema di forte attenzione che viene studiato di pari passo ad ogni evoluzione del sistema energetico.

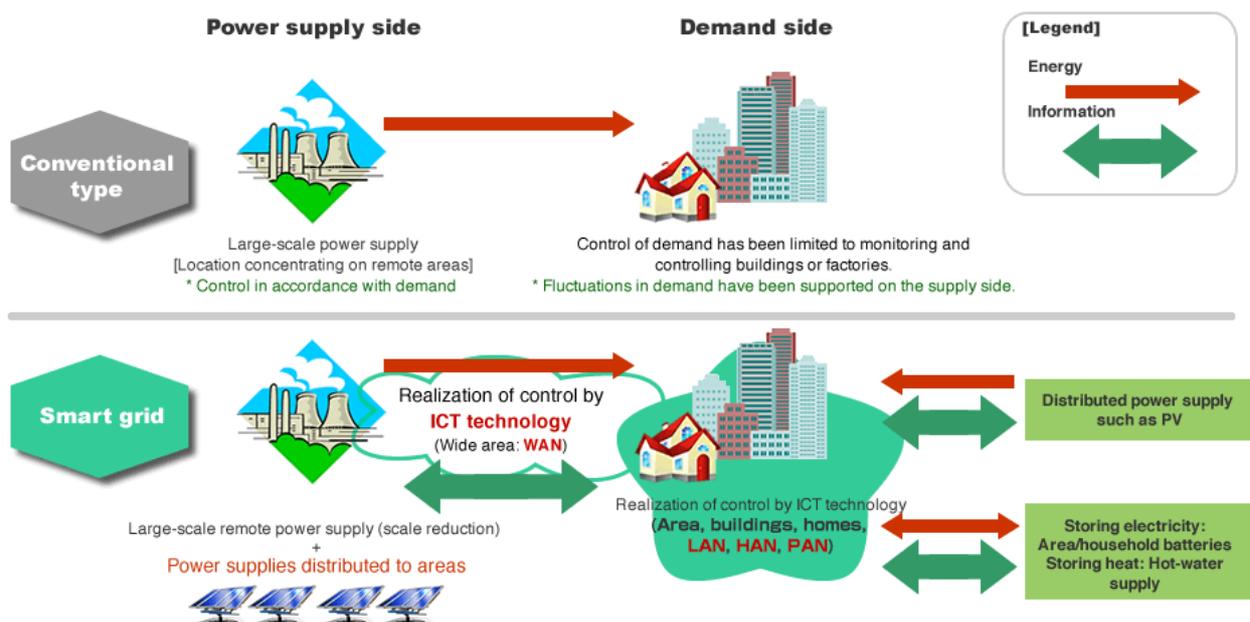


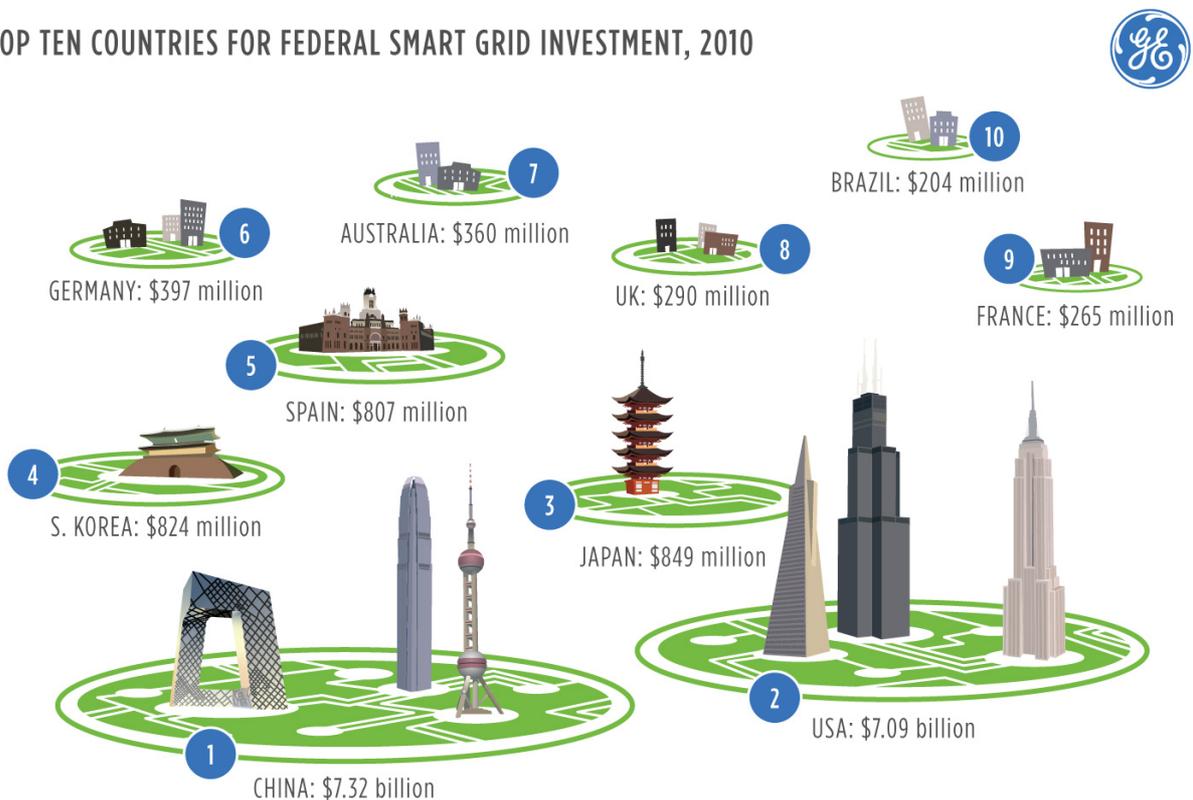
Figura 144: Confronto fra reti di distribuzione di energia di tipo tradizionale e Smart Grid.

### Smart Grids: una priorità di politica energetica per molti paesi.

Lo sviluppo di reti intelligenti di distribuzione dell'energia elettrica sta diventando una priorità di politica energetica in molti paesi. Negli Stati Uniti le Smart Grid sono un punto centrale del programma del presidente Barack Obama:

nel febbraio 2009 ha approvato lo “Stimulus Plan”, un piano da 787 miliardi di dollari per risanare l’economia dalla crisi e reinvestire in vari settori dei servizi, tra cui la rete energetica intelligente. In particolare, il capitolo energetico vale 49.7 miliardi di dollari di cui 11 miliardi di investimenti destinati, come dice lo stesso Obama, “to jump start the transformation to a bigger, better, smarter grid”.

## TOP TEN COUNTRIES FOR FEDERAL SMART GRID INVESTMENT, 2010



SOURCE: Zpryme Research & Consulting

Figura 145: I dieci maggiori investimenti nazionali per le Smart Grids nel 2010.

Gli analisti statunitensi prevedono che gli erogatori di energia dovranno aggiungere un aggregato di circa 40 GW di energia pulita entro il 2030 e, per fornire tutta questa energia ai propri clienti, dovranno attuare un investimento complessivo di più di 2 trilioni di dollari in reti di trasmissione e distribuzione. Solo per l’energia pulita addizionale, serviranno anche investimenti in software, hardware e reti wireless per consentire l’alimentazione della rete intelligente Smart Grid in modo da gestire tutte le capacità supplementari. Ovviamente un fenomeno di questa portata economica e territoriale richiede una precisa standardizzazione di tutte le parti coinvolte. Il National Institute for Standards and Technology (NIST) e lo IEEE stanno lavorando al progetto P2030 Smart Grid Interoperability Standard, ossia allo sviluppo di una mappa degli standard necessari alle Smart Grids, mentre la

Federal Communications Commission (FCC) si occuperà di mettere a punto le regole di accesso alle reti broadband e allo spettro radio da allocare per queste applicazioni.

Uno dei momenti più rilevanti nel contesto Smart Grids è stato, nel 2009, l'ingresso in campo di

Microsoft e Google. Microsoft ha lanciato lo strumento di gestione energetica Hohm<sup>56</sup> (contrazione di "Home" e "Ohm"), orientato verso i consumatori, appoggiandosi sulla piattaforma di cloud computing Azure (Figura 146).

Google aveva reso disponibile il servizio Google Power Meter, che permetteva di visualizzare i consumi acquisiti dal contatore elettrico nella propria homepage iGoogle e di confrontarli con quelli degli altri. Google aveva reso Open Source la piattaforma PowerMeter e aperto le API per lo sviluppo di applicazioni da parte di

terze parti. Tuttavia,

nel 2011 Google ha deciso di ritirare la piattaforma e non rendere più disponibili le relative API. Rimanendo tra le big company, anche IBM e Cisco si sono attivati. IBM propone un variegato set di software per rendere la rete più intelligente, fornendo servizi di pubblica utilità e "più intelligenza" alla rete elettrica; recentemente ha creato l'Intelligent Utility Network Coalition<sup>57</sup>, che comprende un gruppo di servizi di pubblica utilità orientati a portare il computing alla rete elettrica. Cisco sta partecipando in alcuni

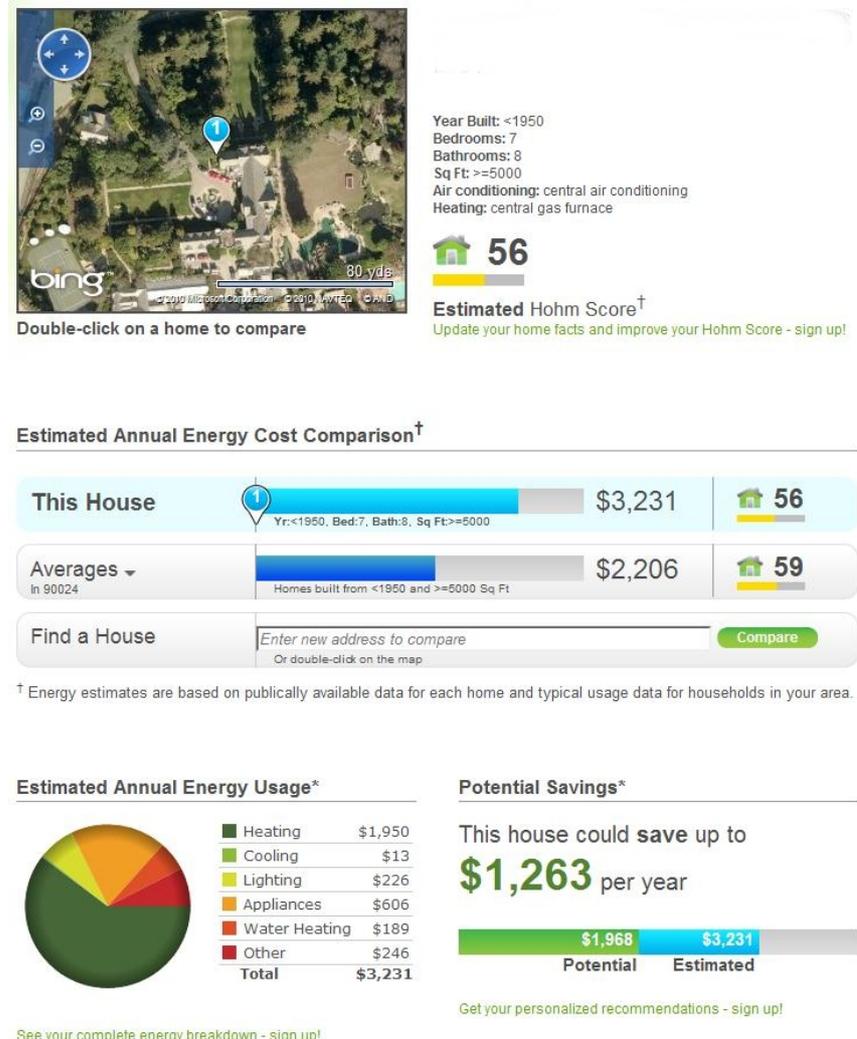


Figura 146: Un'esempio di report fornito da Microsoft Hohm.

56 <http://www.microsoft-hohm.com/>

57 [http://www.ibm.com/smarterplanet/it/it/smart\\_grid/ideas/index.html](http://www.ibm.com/smarterplanet/it/it/smart_grid/ideas/index.html)

progetti pilota americani di smart metering fornendo la parte di networking; ovviamente sta investendo in questo settore con una strategia basata sull'introduzione del protocollo IP tramite iniziative in IETF e, al proposito, ha fondato la IPSO Alliance<sup>58</sup> (IP for Smart Objects). Quest'onda di innovazione energetica, accompagnata da prospettive di business vertiginosi, si sta propagando nel mondo investendo anche l'Europa. Il progetto "European Smart Grids Technology Platform" della Commissione Europea ritiene che siano necessari investimenti per €750 miliardi nei prossimi trent'anni, di cui €100 miliardi nella trasmissione, €300 miliardi nella distribuzione e €350 miliardi nella generazione. Vi partecipano i principali attori del panorama energetico e dell'ICT europeo, tra i quali: Areva, Abb, E Control, Edf, Enel, Eon, Iberdrola, Sap, Siemens, Telecom Italia, Ziv. Come per gli Stati Uniti, anche in Europa le grosse aziende sono scese in campo. Philips e Schneider Electric hanno lanciato una nuova visione per l'interoperabilità nell'home e building automation con una soluzione basata su reti ZigBee<sup>59</sup>, che consentirà una migliore gestione energetica nelle abitazioni e negli edifici nel prossimo futuro (Figura 147). Energy Optimizers Limited (EOL) ha sviluppato un plug-in, basato sulla tecnologia ZigBee, per la misura dei consumi elettrici (Plogg), mentre BT si sta attivando per implementare un sistema di gestione del risparmio energetico per edifici residenziali tramite lo home gateway Thompson. Siemens ha comunicato che si attende ordini di reti elettriche intelligenti (smart grid) per oltre 6 miliardi di euro entro il 2014.

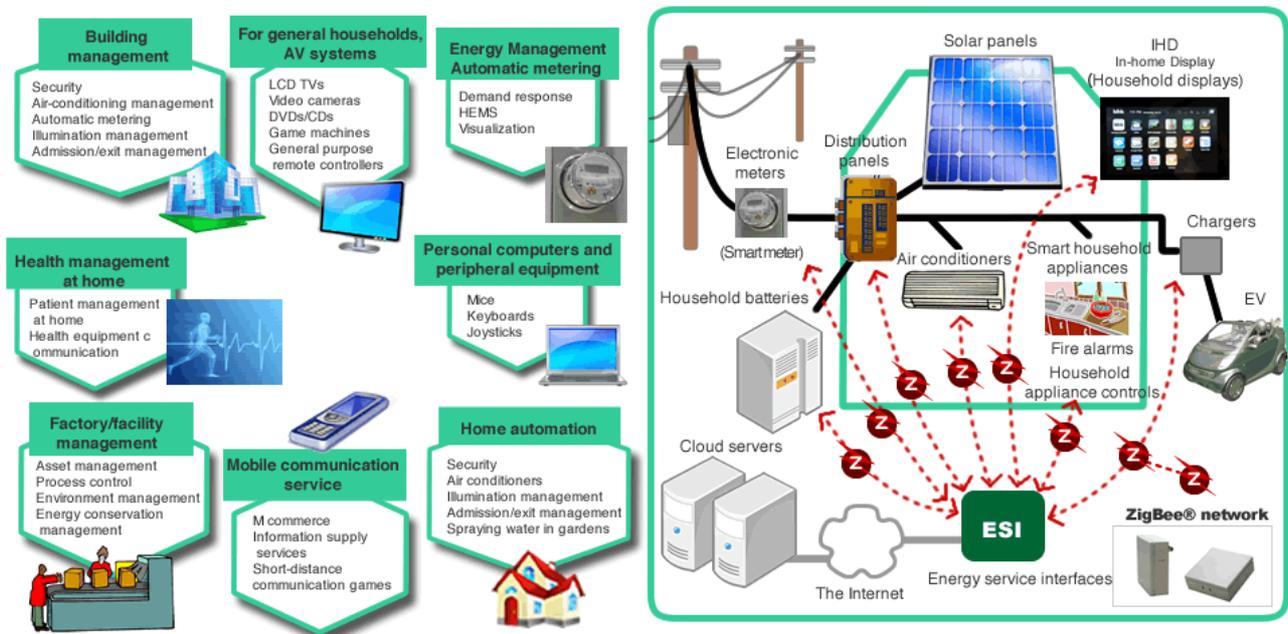


Figura 147: La tecnologia ZigBee applicata alle Smart Grids.

58 <http://www.ipso-alliance.org/>

59 <http://www.zigbee.org/>

Da questo humus tecnologico europeo emergono iniziative importanti quali "Alpenenergy"<sup>60</sup>, un progetto comune per le reti elettriche della zona alpina. I cinque paesi che hanno aderito (Germania, Svizzera, Francia, Italia, Slovenia) si sono per ora concentrati sullo sviluppo di un modello di rete intelligente da applicare a livello locale, in grado di accogliere in modo ottimale sulla rete di distribuzione (media/bassa tensione) gli apporti che vengono dal fotovoltaico, dal mini idroelettrico, dagli impianti alimentati a biogas e biomasse e, in futuro, dal mini eolico. I partner si stanno impegnando per sviluppare un "virtual wer system" che, integrando reti elettriche e reti di comunicazione, sia in grado di combinare il carico e la produzione di energia nelle diverse realtà coinvolte.

### **Conclusioni.**

Contenere l'inquinamento e soddisfare una crescente domanda di energia tramite una rete elettrica in grado di gestire flussi bi-direzionali di energia e informazione, di integrare dispositivi intelligenti di consumo, e di promuovere i consumatori a livello di prosumer, questa in estrema sintesi è la sfida tecnologica delle Smart Grids. Una sorta di Internet of Energy che renda attiva la rete elettrica attraverso gli strumenti offerti dell'Information Technology e che contribuisca a massimizzare l'efficienza di tutte le fasi del ciclo energetico: dalla generazione fino alla distribuzione e al consumo intelligente di energia. L'aspettativa internazionale è che le tecnologie ICT saranno il principale volano per l'evoluzione, ma l'evoluzione richiede non solo considerazioni di tipo tecnologico, bensì soprattutto considerazioni di mercato, di impatto ambientale, di impatto su requisiti e stili di vita delle persone, aspetti regolatori, e, non ultimo, strategie di migrazione dei sistemi attuali. Centrale per questa evoluzione è il ruolo degli standard come abilitatori di interoperabilità fra sistemi dal livello semantico e di modellizzazione dei dati fino al livello di comunicazione e di architettura. Non è ancora chiaro che ruolo potranno giocare gli operatori di telecomunicazione tuttavia è evidente la necessità di opportune piattaforme ICT e servizi di comunicazione in grado di differenziare la qualità del servizio a diversi livelli: all'interno della casa fra i meter delle utilities e i sistemi intelligenti di consumo e di micro-generazione, a livello cittadino per la realizzazione di un'infrastruttura capillare di comunicazione fra gli smart meter, a livello di sistemi di generazione e distribuzione per l'opportuno bilanciamento fra domanda e offerta. La Smart Grid dovrà quindi appoggiarsi su una rete capillare di comunicazione che fornisca non solo connettività, ma che diventi anche integratore di sistemi e generatore di nuovi servizi energetici a valore aggiunto.

---

<sup>60</sup> <http://www.alpenenergy.net/>

## Appendice B

### Il modello computazionale del modulo r.sun di GRASS.

Le equazioni per il calcolo dell'energia solare utilizzano i parametri inseriti dall'operatore nel comando r.sun. Il modello di radiazione solare per un cielo limpido (clear-sky) applicato nel modulo r.sun è basato sul lavoro svolto nell'ambito del progetto dell'European Solar Radiation Atlas.

#### La geometria solare.

La declinazione  $\delta$  [rad] è data da:

$$\delta = \arcsin(0.3978 \sin(j - 1.4 + 0.0355 \sin(j - 0.0489)))$$

dove:

$$j = 2\pi \text{day} / 365.25 \quad [\text{rad}]$$

La posizione del sole rispetto al piano orizzontale:

$$\sin h_0 = C_{31} \cos T + C_{33}$$

$$\cos A_0 = \frac{C_{11} \cos T + C_{13}}{\sqrt{(C_{22} \sin T)^2 + (C_{11} \cos T + C_{13})^2}}$$

dove:

$$\begin{aligned} C_{11} &= \sin \varphi \cos \delta \\ C_{13} &= -\cos \varphi \sin \delta \\ C_{22} &= \cos \delta \\ C_{31} &= \cos \varphi \cos \delta \\ C_{33} &= \sin \varphi \sin \delta \end{aligned}$$

La posizione del sole rispetto ad un piano inclinato:

$$\sin \delta_{exp} = C'_{31} \cos(T - \lambda') + C'_{33}$$

dove:

$$\begin{aligned}
C'_{31} &= \cos \varphi' \cos \delta \\
C'_{33} &= \sin \varphi' \sin \delta \\
\sin \varphi' &= -\cos \varphi \sin \gamma_N \cos A_N + \sin \varphi \cos \gamma_N \\
\tan \lambda' &= -\frac{\sin \gamma_N \sin A_N}{\sin \varphi \sin \gamma_N \cos A_N + \cos \varphi \cos \gamma_N}
\end{aligned}$$

L'alba/tramonto su un piano orizzontale:

$$\cos(Th_{r,s}) = -\frac{C_{33}}{C_{31}}$$

L'alba/tramonto su un piano inclinato:

$$\cos(Tp_{r,s} - \lambda') = -\frac{C'_{33}}{C'_{31}}$$

**Irradianza extraterrestre su di un piano perpendicolare al fascio solare  $G_0$  [W/m<sup>2</sup>].**

$$G_0 = I_0 \varepsilon$$

dove:

$$\varepsilon = 1 + 0.03344 \cos(j - 0.048869)$$

dove i valori di j e 0.048869 sono in radianti.

**Irradianza solare extraterrestre su di un piano orizzontale  $G_{0h}$  [W/m<sup>2</sup>].**

$$G_{0h} = G_0 \sin h_0$$

**Irradianza del fascio solare su un piano orizzontale  $B_h$  [W/m<sup>2</sup>].**

dove:

$$B_h = G_0 e^{(-0.8662 T_{LK} m \delta_R(m))} \sin h_0$$

$$p/p_0 = e^{(-z/8434.5)}$$

$$\Delta h_0^{ref} = 0.061359(0.1594 + 1.123h_0 + 0.065656h_0^2)/(1 + 28.9344h_0 + 277.3971h_0^2)$$

$$h_0^{ref} = h_0 + \Delta h_0^{ref}$$

$$m = (p/p_0)/(\sin h_0^{ref} + 0.50572(h_0^{ref} + 6.07995)^{-1.6364})$$

where values  $h_0^{ref}$  and 6.07995 are in degree

$$\delta_R(m) = 1/(6.6296 + 1.7513m - 0.1202m^2 + 0.0065m^3 - 0.00013m^4)$$

if  $m \leq 20$

$$\delta_R(m) = 1/(10.4 + 0.718m)$$

if  $m > 20$

**Irradianza del fascio solare su di un piano inclinato  $B_i$  [W/m<sup>2</sup>].**

$$B_i = G_0 e^{(-0.8662 T_{LK} m \delta_R(m))} \sin \delta_{exp}$$

**Irradianza diffusa su un piano orizzontale  $D_h$  [W/m<sup>2</sup>].**

$$D_h = G_0 F_d(h_0) T_n(T_{LK})$$

dove:

$$T_n(T_{LK}) = -0.015843 + 0.030543 T_{LK} + 0.0003797 T_{LK}^2$$

$$F_d(h_0) = A_1 + A_2 \sin h_0 + A_3 \sin^2 h_0$$

$$A_1' = 0.26463 - 0.061581 T_{LK} + 0.0031408 T_{LK}^2$$

$$A_1 = 0.0022 / T_n(T_{LK})$$

$$\text{if } A_1' T_n(T_{LK}) < 0.0022$$

$$A_1 = A_1'$$

$$\text{if } A_1' T_n(T_{LK}) \geq 0.0022$$

$$A_2 = 2.04020 + 0.018945 T_{LK} + 0.011161 T_{LK}^2$$

$$A_3 = -1.3025 + 0.039231 T_{LK} + 0.0085079 T_{LK}^2$$

**Irradianza diffusa su un piano inclinato  $D_i$  [W/m<sup>2</sup>].**

$$D_i = D_h F_x$$

dove, se il piano è in ombra:

$$F_x = F(\gamma_N)$$

$$F(\gamma_N) = r_i(\gamma_N) + \left( \sin \gamma_N - \gamma_N \cos \gamma_N - \pi \sin^2 \left( \frac{\gamma_N}{2} \right) \right) 0.252271$$

se è al sole con cielo limpido:

if  $h_0 \geq 0.1 \text{ rad}$ :

$$F_x = F(\gamma_N)(1 - K_b) + K_b \sin \delta_{exp} / \sin h_0$$

if  $h_0 < 0.1 \text{ rad}$ :

$$F_x = F(\gamma_N)(1 - K_b) + K_b \sin \gamma_N \cos A_{LN} / (0.1 - 0.008 h_0)$$

$$A_{LN}^* = A_0 - A_N$$

$$A_{LN} = A_{LN}^*$$

$$\text{if } -\pi \leq A_{LN}^* \leq \pi$$

$$A_{LN} = A_{LN}^* - 2\pi$$

$$\text{if } A_{LN}^* > \pi$$

$$A_{LN} = A_{LN}^* + 2\pi$$

$$\text{if } A_{LN}^* < -\pi$$

$$F(\gamma_N) = r_i(\gamma_N) + \left( \sin \gamma_N - \gamma_N \cos \gamma_N - \pi \sin^2 \left( \frac{\gamma_N}{2} \right) \right) (0.00263 - 0.712 K_b - 0.6883 K_b^2)$$

$$K_b = B_h / G_0 h$$

$$r_i(\gamma_N) = (1 + \cos \gamma_N) / 2$$

**Irradianza diffusa riflessa a terra da un piano inclinato  $R_i$  [W/m<sup>2</sup>].**

$$R_i = \rho_g G_h r_g(\gamma_N)$$

**Spiegazione dei simbolo utilizzati.**

- Individuazione della cella nel grid (piano solare)

- $\phi$  geographical latitude [rad]
- $z$  elevation above sea level [m]
- $\gamma_N$  slope angle [rad]
- $A_N$  aspect (orientation, azimuth) - angle between the projection of the normal on the horizontal plane and east [rad]
- $\phi'$  relative geographical latitude of an inclined plane [rad]
- $\lambda'$  relative geographical longitude [rad]

- Parametri della superficie (piano):

$\rho_g$  mean ground albedo

- Parametri relativi alla data:

$day$  day number 1-365 (366)

$j$  Julian day number expressed as a day angle [rad]

$T$  time of computation [decimal hours/rad]

$Th_{r,s}$  time of sunrise and sunset over the local horizon

$Tp_{r,s}$  time of sunrise and sunset over the inclined grid cell (plane)

$\delta$  solar declination [rad]

$\epsilon$  correction of the variation of sun-earth distance from its mean value

- Posizione del sole:

$h_0$  solar altitude – an angle between sun and horizon [rad]

$A_0$  solar azimuth – an angle between sun and meridian measured from east [rad]

$A_{I,N}$  angle between the vertical plane containing the normal to the surface and vertical plane passing through the center of the solar disc [rad]

$\delta_{exp}$  solar incidence angle - an angle between sun and the (inclined) plane [rad]

- Radiazione solare:

$I_0$  solar\_const = 1367 W/m<sup>2</sup>

$G_0$  extraterrestrial irradiance on a plane perpendicular to the solar beam [W/m<sup>2</sup>]

$G_h$   $G_h = B_h + D_h$  – global solar irradiance on a horizontal plane [W/m<sup>2</sup>]

$G_i$   $G_i = B_i + D_i + R_i$  – global solar irradiance on an inclined plane [W/m<sup>2</sup>]

$B_h$  beam irradiance on a horizontal plane [W/m<sup>2</sup>]

$B_i$  beam irradiance on an inclined plane [W/m<sup>2</sup>]

$D_h$  diffuse irradiance on an horizontal plane [W/m<sup>2</sup>]

$D_i$  diffuse irradiance on an inclined plane [W/m<sup>2</sup>]

$R_i$  diffuse ground reflected irradiance on an inclined plane [W/m<sup>2</sup>]

- Parametri relativi all'atmosfera:

$p/p_0$  correction of station elevation [-]

$T_{LK}$  Linke turbidity factor [-]

$T_L$  corrected Linke turbidity factor ( $T_L = 0.8662 T_{LK}$ ), see Kasten, 1996)

$m$  relative optical air mass [-]

$\delta_R(m)$  Rayleigh optical thickness [-]

- Parametri relativi alla trasmissione della radiazione:

$F_d(h_0)$  diffuse solar elevation function

$Tn(T_{LK})$  diffuse transmission function

$F(\gamma_N)$  function accounting for the diffuse sky irradiance distribution

$K_b$  proportion between beam irradiance and extraterrestrial solar irradiance on a horizontal plane

$r_i(\gamma_N)$  fraction of the sky dome viewed by an inclined plane [-]

$r_g(\gamma_N)$  fraction of the ground viewed by an inclined plane [-]

## Appendice C

### Metadati.

#### Modello Digitale del Terreno (DTM) del Ministero dell'Ambiente.

<b>Identificazione</b>	
<b>Titolo</b>	DTM risoluzione 20 metri
<b>Descrizione</b>	Modello Digitale del Terreno su territorio nazionale con risoluzione a 20 metri.
<b>Tipo di risorsa</b>	Dataset
<b>Lingua</b>	Italiano
<b>Classificazione</b>	
<b>Categoria tematica</b>	Quote e prodotti derivati
<b>Parole chiave</b>	
<b>Parola chiave</b>	Modello digitale del terreno
<b>Thesaurus</b>	Earth 2005
<b>Parola chiave</b>	DTM
<b>Thesaurus</b>	Earth 2005
<b>Parola chiave</b>	Elevazione
<b>Thesaurus</b>	Earth 2005
<b>Estensione geografica</b>	
<b>Latitudine Nord</b>	48.0
<b>Latitudine Sud</b>	35.0
<b>Longitudine Est</b>	20.0
<b>Longitudine Ovest</b>	5.0
<b>Riferimento temporale</b>	
<b>Data di pubblicazione</b>	2007-10-31
<b>Qualità e validità</b>	
<b>Genealogia</b>	Analisi e interpretazione di cartografia tecnica
<b>Risoluzione spaziale</b>	250000
<b>Conformità</b>	
<b>Grado di conformità</b>	Non valutato

<b>Vincoli relativi all'accesso e all'uso della risorsa</b>	
<b>Limitazioni d'uso</b>	© Copyright Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
<b>Vincoli d'accesso</b>	Proprietà intellettuale dei dati
<b>Altri vincoli</b>	Vietata la riproduzione permanente totale o parziale, la traduzione, l'adattamento, ogni modifica o diversa disposizione, nonché qualsiasi forma di distribuzione al pubblico di copie, qualsiasi presentazione, dimostrazione o comunicazione in pubblico, salvo il normale uso concesso agli utenti registrati.
<b>Vincoli di sicurezza</b>	Non classificato
<b>Organizzazione responsabile della risorsa</b>	
<b>Nome organizzazione</b>	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
<b>Ruolo</b>	Distributore
<b>Informazioni sui metadati</b>	
<b>Data del metadato</b>	2009-02-04
<b>Lingua del metadato</b>	Italiano
<b>Organizzazione responsabile del metadato</b>	
<b>Nome organizzazione</b>	MATTM - Geoportale Nazionale
<b>E-mail</b>	pcn@minambiente.it
<b>Ruolo</b>	Punto di contatto

### Dati LIDAR relativi al Comune di Feltre.

<b>Identificazione</b>	
<b>Titolo</b>	Dati LIDAR Feltre
<b>Descrizione</b>	Nuvola di punti 3d LIDAR relativa al territorio del Comune di Feltre.
<b>Tipo di risorsa</b>	Dataset
<b>Lingua</b>	Inglese
<b>Classificazione</b>	
<b>Categoria tematica</b>	Dati LIDAR
<b>Caratteristiche della nuvola di punti LIDAR</b>	
<b>Accuratezza verticale</b>	± 15 cm
<b>Accuratezza orizzontale</b>	± 40 cm
<b>Formato di consegna</b>	las

<b>Densità media dell'informazione</b>	4 punti per m <sup>2</sup>
<b>Note</b>	Presenza di tutti gli echi e delle relative intensità
<b>Piattaforma e sensori</b>	
<b>piattaforma</b>	Piattaforma aerea DA42 MPP (Multi-Purpose Platform)
<b>Laser scanner</b>	Doppio sensore Riegl laser scanner LMS-Q560
<b>Camera</b>	Camera fotogrammetrica digitale Hasselblad H39
<b>GPS/IMU</b>	GPS/IMU IGI AeroControl
<b>Riferimento temporale</b>	
<b>Data volo</b>	08 ottobre 2010