

CAPITOLATO TECNICO PRESTAZIONALE

PROCEDURA APERTA PER L’AFFIDAMENTO DELLA PROGETTAZIONE, REALIZZAZIONE E GESTIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI POTENZA NOMINALE NON INFERIORE A 9,0 MWp PRESSO L’AEROPORTO GINO LISA DI FOGGIA

ELEMENTI TECNICI

1.1. Impianto fotovoltaico, progettato, realizzato e collaudato secondo i dettami del D.M. 19 febbraio 2007 ottemperante in particolare tutte le prescrizioni e le imposizioni proprie dell’allegato A del citato D.M. È richiesta la realizzazione di un impianto fotovoltaico del tipo fisso a terra destinato ad operare col regime di “vendita integrale alla rete”. Potenza nominale minima pari a 9,0 MWp. Area attiva [PV-Area] di circa 28.67 Ha.

L’impianto verrà posizionato a terra e sarà di tipo fisso. La normativa classifica tale tipo d’impianto come “non integrato” e per limitare l’impatto che si verrà a produrre sull’ambiente saranno previsti vari accorgimenti.

Gli impianti tecnologici (linee, quadri elettrici, inverter, ecc...) verranno posizionati in apposite cabine in luoghi sicuri e non raggiungibili da soggetti non autorizzati; le linee elettriche principali correranno interrate in canalizzazioni apposite, in posizione sicura e nascosta. L’immissione in rete della corrente prodotta avverrà tramite l’allaccio ad una o più cabine di trasformazione MT/BT presente nelle vicinanze del sito.

Il sistema dovrà essere progettato per produrre energia per almeno 25 anni dalla messa in esercizio dello stesso. Al fine di garantire il rispetto dei requisiti contro la corrosione e la resistenza al vento sarà necessario l’impiego di componenti di alta qualità. Per queste ragioni saranno anche presi in considerazione parametri riguardanti la qualità in fase di progettazione, di costruzione e di monitoraggio dell’impianto.

Le specifiche tecniche oggetto del presente documento, motivate altresì dalla posizione e dalle caratteristiche delle aree su cui va realizzato l’impianto, costituiscono i requisiti minimi richiesti.

1.2. I moduli fotovoltaici, in silicio poli cristallino, devono essere provati e verificati da laboratori accreditati, per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI EN ISO/IEC 17025. Tali laboratori dovranno essere accreditati EA (European Accreditation Agreement) o dovranno aver stabilito accordi di mutuo riconoscimento.

Le norme di riferimento per i moduli in materia di conformità e qualità sono:

- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 50380: Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- ogni ulteriore norma o disposizione nazionale e/o europea vigente ed applicabile all’oggetto della presente procedura.

Dovranno essere dichiarate dal costruttore le seguenti caratteristiche minime:

• Caratteristiche elettriche: Si dovrà optare per un modulo ad alte prestazioni, in grado di massimizzare la captazione solare grazie al perfetto orientamento e alla favorevole latitudine del luogo e di minimizzare il numero di moduli:

Potenza elettrica nominale in condizioni standard (1000 W/m², 25 °C, AM 1,5): con un minimo di 200 Wp;

Celle in silicio policristallino da 6”;

Tensione a circuito aperto (U_{oc}): 36,9 V;

Corrente di corto circuito (I_{sc}): 7.85 A;

Tensione a potenza massima: 30.2 V;

Corrente a potenza massima: 7.28 A;

Voltaggio massimo del sistema (V_{max}): 1000 VCC (in accordo con le specifiche IEC 61730);

Corrente inversa limitatrice: 16 A;

Temperatura di test : -40 ÷ +80°C.

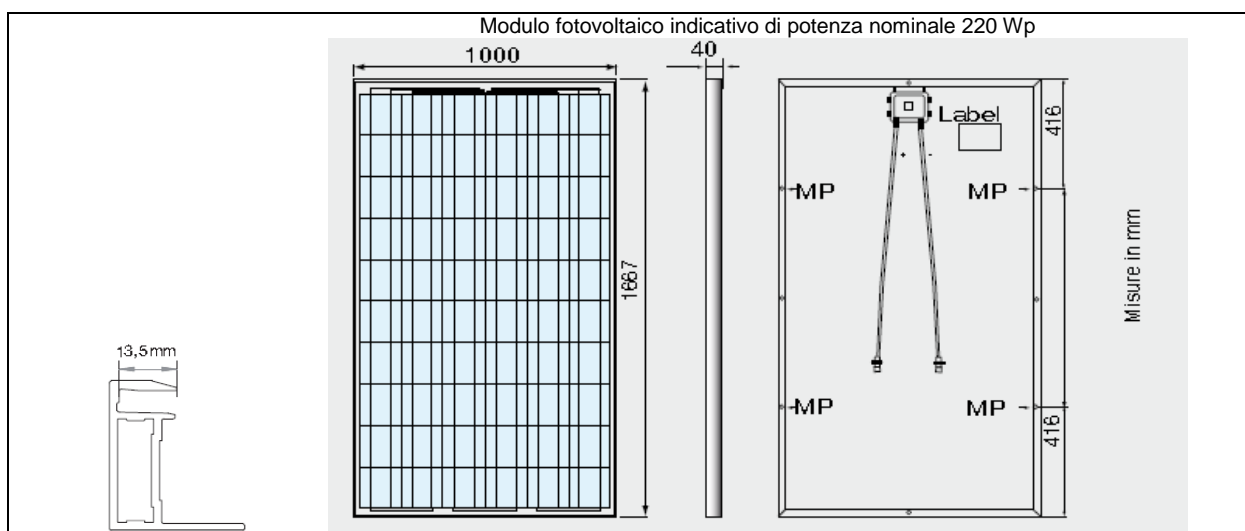
• Superficie anteriore: lastra di vetro di sicurezza temperato, antiriflesso, di spessore da 4 mm in grado di resistere alla grandine (Norma CEI/EN 61215 -2005), resistenza del modulo agli agenti atmosferici (vento, carico di neve) sulla base ed in conformità alla normativa vigente applicabile.

• Incapsulamento delle celle: Foglio sigillante in EVA (acetato vinililietilenico).

• Chiusura posteriore: Foglio in polivinilfloruro, Tedlar.

- Cornice: profilo perimetrale cavo in alluminio anodizzato, sistema ad innesto e non a vite che aumenta la stabilità della cornice, presenza di fori di drenaggio che impediscono il ristagno di acqua e le conseguenti deformazioni dovute al suo congelamento, assenza di componenti soggetti a corrosione.
- Scatola di giunzione e terminali di uscita: componenti elettrici provenienti da rivenditori qualificati e certificati (quali ad esempio: Multicontact, Tyco, Spelsberg, ecc), grado di protezione della scatola di giunzione IP65, presenza di diodi di bypass per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, cavi precablati a connessione rapida impermeabile.
- Il decadimento delle prestazioni deve essere garantito non superiore al 10% nell'arco di 10 anni e non superiore al 20% in 25 anni.
- La garanzia di prodotto, comprensiva di tutte le caratteristiche del pannello e in particolare della costruzione meccanica, deve essere pari ad un minimo di 5 anni.
- La tolleranza sulla potenza deve essere compresa in un intervallo di $\pm 3\%$, al fine di ridurre perdite di potenza installabile nella composizione delle stringhe.

Si ricorda che è obbligo del produttore fornire i cosiddetti "flash report".



1.3 Strutture di supporto

La struttura di supporto dei moduli dovrà essere una struttura fissa studiata e calcolata per supportare moduli standard con un'inclinazione che dia il massimo risultato in termini di efficienza dell'impianto.. La scelta di dell'orientamento e dell'inclinazione dovrà essere mirata ad ottimizzare la captazione solare e di conseguenza la producibilità dell'impianto.

In fase di costruttivo le strutture di sostegno dovranno essere calcolate in funzione di:

- Caratteristiche tecniche del pannello (peso proprio e dimensioni);
- Tipologia d'installazione;
- Condizioni ambientali;
- Analisi delle sollecitazioni.

Tutto il materiale dovrà essere a bassa corrosione come l'acciaio inossidabile, o ferro protetto da vernici ad alta resistenza alla corrosione, o alluminio. Il sistema dovrà avere dei tempi di montaggio brevi al fine di velocizzare i tempi di realizzazione dell'impianto. Il materiale e la configurazione dei moduli dovranno adattarsi perfettamente alla configurazione del terreno di fondo.

1.4 Inverter

Gli inverter dovranno essere dimensionati in modo da consentire il funzionamento ottimale dell'impianto e dovranno possedere almeno 5 anni di garanzia e rendimento europeo non inferiore all'80%.

Tenuta presente la forma irregolare del terreno, gli inverter dovranno essere collocati in modo tale da limitare al minimo la lunghezza dei cavi in corrente continua e ridurre le perdite di carico.

Si farà ricorso ad inverter centralizzati trifase suddivisi in unità da 100kW con una tensione di lavoro rete 3x400V, in grado di garantire un grado di efficienza superiore al 95% con un alto voltaggio di ingresso DC (minimo 900V).

Gli inverter dovranno avere a disposizione la funzione MPPT (Maximum Power Point Tracking) di inseguimento del punto a massima potenza sulla caratteristica I-V del campo.

Gli inverter dovranno avere alta affidabilità e dovranno essere dotati di più unità di conversione (sino a n.9 unità in linea) per ogni singola unità di inverter da 100kW. Ciò garantisce che se una singola unità all'interno del blocco da 100kW va fuori servizio, le altre continueranno ad operare, garantendo un'efficienza del 90%. Questo sistema offre notevoli vantaggi in fase di manutenzione e di guasto. Rendendo disponibili in un luogo di stoccaggio prossimo all'impianto delle unità di conversione degli inverter di scorta, sarà possibile effettuare una rapida sostituzione di un'unità difettosa in tempi contenuti.

La configurazione del sistema dovrà essere di tipo master/slave. Il sistema master/slave è stato studiato per ottenere un maggior rendimento di produzione in condizioni di basso irraggiamento solare (ad es. giornate nuvolose, foschia, alba e tramonto). Quando la radiazione solare è ridotta, l'inverter slave si spegne automaticamente e funziona solo l'inverter master. In questo modo si aumenta l'efficienza generale degli inverter e di conseguenza l'efficienza di tutto il sistema.

Gli inverter dovranno infine essere dotati di:

- sistema di misura e controllo d'isolamento della sezione cc;
- scaricatori di sovratensione lato cc; rispondenza alle norme generali su EMC: Direttiva Compatibilità Elettromagnetica (89/336/CEE e successive modifiche 92/31/CEE, 93/68/CEE e 93/97/CEE);
- protezioni di interfaccia integrate per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme in vigore;
- dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto;
- possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati di impianto (interfaccia seriale RS485 o RS232).

Si riportano di seguito i dati di targa indicativi degli inverter.

Ingresso inverter

Potenza nominale CC: 120kW
Potenza FV max. consigliata: 105 kW
Intervallo di tensione CC, MPPT: 450...900 V
Tensione max. CC ammessa: 450...850 V
Corrente max. CC ammessa: 235 A

Dati in uscita

Potenza nominale CA: 100 kW (9 x 11 kW)
Tensione di lavoro rete: 3 NPE x 400 V
Corrente nominale CA: 145 A per fase
Intervallo di frequenza funzionamento rete: 50 Hz

1.5 Cavi elettrici DC

Il cablaggio dei vari elementi dell'impianto fotovoltaico dovrà avvenire con cavi di provata qualità, ed opportunamente scelti e dimensionati in base all'utilizzo specifico.

In particolare:

- il diametro dei cavi dovrà essere dimensionato calcolando una massima perdita di corrente del 1% e la capacità di assorbire eventuali correnti di ritorno del modulo fotovoltaico;
- i cavi dovranno avere ottima resistenza all'acqua, elevata resistenza all'abrasione, resistenza alla fiamma (in accordo alla IEC60332.1), resistenza all'ozono (in osservanza delle vigenti ed applicabili disposizioni di legge nazionali e/o europee);
- i cavi dovranno avere un'elevata esistenza ai raggi U e andranno collocati totalmente all'ombra dei moduli o coperti da luce diretta, incluse tutte le morsettiere di giunzione.

1.6 Configurazione elettrica dell'impianto

Gli impianti elettrici devono essere conformi alla regola dell'arte: ai sensi del D.M. 37/08, il rispetto delle norme CEI nell'esecuzione degli stessi ne è garanzia ai termini di legge. In particolare, le normative da rispettare per la progettazione e realizzazione a regola d'arte degli impianti elettrici sono:

- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;

- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali; (CEI, ASSOSOLARE);
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT), serie composta da:
 - CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
 - CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): Prescrizioni particolari per i condotti sbarre;
 - CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD);
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini, ed in particolare:
 - CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4): Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n.46/1990 (D.M. 37/08);

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, purché vigenti al momento della pubblicazione specifica del presente capitolato tecnico prestazionale, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicheranno le norme più recenti.

La realizzazione dell'impianto prevede diversi quadri elettrici: quadri di campo fotovoltaico, quadri di sezionamento inverter lato cc, quadri di protezione inverter lato ca, ed infine quadri corrente alternata.

Quadro di campo fotovoltaico

Il quadro deve consentire il sezionamento di ciascuna stringa di moduli fotovoltaici, proteggere da sovracorrenti, proteggere il generatore fotovoltaico e gli inverter da sovratensioni impulsive lato cc. In particolare dovranno essere alloggiati in contenitori resistenti ai raggi UV e saranno dotati di fusibili di stringa CC, diodi di blocco, protezioni contro sovratensioni, interruttore di manovra sezionatore di uscita. Ogni quadro, inoltre, deve essere dotato di scheda di controllo che renda possibile il monitoraggio di OGNI SINGOLA STRINGA. In particolare devono essere garantiti:

- Controllo di presenza della singola stringa
- Monitoraggio delle correnti di stringa
- Possibilità di intervento per guasto o malfunzionamento
- Completa visibilità dello stato dell'impianto

Quadro di parallelo in corrente alternata

Le uscite degli inverter saranno cablate in un quadro di parallelo in corrente alternata. Sia gli inverter che il quadro di parallelo in c.a. dovranno essere alloggiati all'interno delle cabine di trasformazione di cui alla sezione successiva.

Cabine elettriche

Le cabine elettriche dovranno rispettare le prescrizioni ENEL applicabili.

Le cabine saranno installate previa realizzazione di un basamento di fondazione d'adeguata profondità. In particolare, le cabine di trasformazione saranno del tipo prefabbricato in calcestruzzo, di dimensioni standard e sufficientemente ventilate secondo le necessità degli inverter.

Ogni cabina sarà attrezzata per consentire tutte le operazioni elettriche e conterrà:

- dai 5 ai 10 inverter in base alla planimetria proposta;
- un trasformatore B.T./M.T. ;
- gli organi di comando e protezione B.T. e M.T.;
- gli strumenti di misura.

Le aree di B.T. e M.T. devono essere separate.

1.7 Sistema di monitoraggio

Il sistema di monitoraggio dell'impianto dovrà essere concepito in modo da garantire il monitoraggio integrale dell'impianto sia in c.c. che in c.a e dovrà essere alimentato da una fonte di corrente autonoma e continua al fine di garantirne l'affidabilità. Il sistema dovrà prevedere un sistema di monitoraggio delle stringhe, un sensore di rilevamento dell'irraggiamento e della temperatura, un data logger e un server per la registrazione dei dati.

Il sistema di monitoraggio della corrente delle linee dovrà essere compatibile con bus CAN e sarà in grado di registrare esattamente le correnti delle singole linee, la tensione del sistema e la temperatura dell'armadio.

Attraverso il sensore di rilevamento saranno misurati e raccolti tutti i dati relativi all'ambiente e alla temperature dei moduli, della velocità del vento, della temperature interna alle cabine in c.a., e i dati dell'irraggiamento orizzontale ed inclinato. Anche il sistema di misurazione dovrà essere compatibile con bus CAN.

La connessione tra sistema fotovoltaico e gateway sarà realizzata tramite protocollo ethernet, utilizzando fibra ottica disposta ad anello. Il data logger sarà dotata di unità UPS per garantire il back-up dei dati e sarà collegato al server di registrazione di dati su cui verrà effettuata una copia dei dati trasmessi.

I dati potranno essere raccolti e analizzati in loco e via internet. Il sistema dovrà essere configurabile in modo tale da allertare il soggetto responsabile della manutenzione dell'impianto in caso di guasto.

1.8 Documentazione tecnica richiesta

La documentazione tecnica richiesta deve almeno contenere:

- relazione tecnica descrittiva dell'impianto completa di: oggetto ed identificazione della tipologia dell'impianto, dati di progetto, riferimenti legislativi e normativi, criteri di scelta e dimensionamento dei componenti, descrizione dell'impianto elettrico e del funzionamento del sistema;
- schede tecniche relative a tutti i componenti dell'impianto;
- lista dei componenti di ricambio;
- planimetria generale e schemi elettrici (incluso posizionamento dei moduli corredato del corrispettivo numero di serie);
- verifiche di progettazione elettrica (inclusi rapporti sulle misurazioni dei moduli e del sistema elettrico);
- verifiche di progettazione meccanica (inclusi calcoli statici per la struttura di supporto);
- schema di progetto e cronogramma;
- prestazione attesa del sistema;
- quadro economico;
- manuale di uso, manutenzione e sicurezza;
- dichiarazioni di conformità dell'impianto alle norme vigenti;
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alle norme dei componenti dell'impianto;
- certificato di garanzia di validità per almeno 24 mesi sull'intero impianto, apparecchiature e sulle relative prestazioni di funzionamento;
- ulteriori planimetrie costruttive rilevanti.

La documentazione di cui sopra dovrà essere presentata in formato cartaceo e digitale.

1.9 Elementi prestazionali e contrattuali

L'appaltatore si dovrà fare carico dell'estensiva supervisione tecnica e manutenzione dell'impianto fotovoltaico e dei componenti che lo costituiscono. In particolare dovrà essere regolarmente verificata:

- a) l'efficienza e l'integrità dei seguenti componenti elettrici e elettronici:
- moduli fotovoltaici
 - inverter
 - cavi e quadri elettrici in c.c.
 - collegamenti in c.a. fino al punto di consegna

- misurazione in B.T. e M.T. nei punti della distribuzione
- trasformatori in M.T.
- interruttori in M.T.

b) l'efficienza e la correttezza di funzionamento di sistemi di elaborazione dati e sensori

- interfaccia dati per ogni inverter
- sensori e interfaccia dati dei quadri elettrici in c.c.
- unità di misurazione e data logger
- software di programmazione dell'inverter
- modem
- interfaccia alla rete locale
- sensori di rilevamento dell'irraggiamento e della temperatura
- cavi di trasmissione dati

c) lo stato e l'integrità delle componenti meccaniche

- il sistema di montaggio dei moduli fotovoltaici (ad esempio: stato della zincatura sui profili in acciaio)
- il percorso dei cavi
- i componenti di fissaggio

L'appaltatore sarà inoltre responsabile per tutta la durata della concessione per mezzo di controllo a distanza della ricezione dei rapporti in caso di guasto. Pertanto l'appaltatore dovrà selezionare ed installare in maniera professionale un sistema monitoraggio a distanza in grado di garantire tale funzione.

L'appaltatore deve garantire la ricerca e la risoluzione di qualsiasi problema, per tutti i componenti della struttura monitorata.

In caso di guasto, l'appaltatore dovrà essere in grado di intervenire al massimo nell'arco di 4 giorni dall'apparizione del guasto. Questo arco temporale di riferimento si ridurrà a 2 giorni, nel caso di evento rilevato dal sistema di controllo automatico che comporti una perdita complessiva di potenza di 500 kWp. In caso di ritardo di intervento superiore a 4 giorni o che comunque comporti una perdita complessiva di potenza di 500 kWp, saranno applicate delle penali sulla base della seguente formula: $\Delta \times$ mancata energia media prodotta dall'impianto nel periodo di riferimento sulla base della tariffa incentivante riconosciuta (ove Δ indica le *royalties* offerte dal concorrente in sede di gara).

L'appaltatore dovrà provvedere a comunicare disturbi di funzionamento di questo tipo nell'arco di 3 giorni (menzionando la risoluzione al problema identificata). Nel caso in cui fossero necessari componenti di ricambio, e si riscontrino difficoltà nel reperirli, l'arco temporale di intervento sarà esteso per un periodo concordato, a fronte della presentazione di una documentazione che attesti il tempo di approvvigionamento dei corrispettivi componenti di ricambio.

Telegestione dei dati

L'appaltatore dovrà garantire la telegestione dell'impianto comprendente anche l'implementazione di un sistema di acquisizione dei dati, che ne garantisca la riservatezza e consenta la valutazione e la gestione remota degli stessi.

Ulteriori prescrizioni

L'appaltatore si obbliga a provvedere, con oneri a proprio esclusivo carico, alla bonifica da mine, ordigni esplosivi e masse ferrose delle aree che saranno oggetto di concessione.

L'appaltatore, inoltre, dovrà effettuare una verifica della perimetrazione delle aree che saranno oggetto di concessione nonché dell'eventuale rischio idrogeologico delle stesse

L'appaltatore dovrà sistemare e proteggere l'area ove sarà ubicato l'impianto (es.: recinzione delle aree).