



# COMUNE DI FONNI

Provincia di Nuoro

AZIONI PER LO SVILUPPO DI PROGETTI SPERIMENTALI DI RETI INTELLIGENTI - LAVORI DI INSTALLAZIONE DI UN SISTEMA DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO PER L'OTTIMIZZAZIONE DEL CONSUMO ENERGETICO NELLA SCUOLA MEDIA

PROGETTISTA:

**Dott. Ing. Raffaello Possidente**

RUP:

**Dott. Ing. Giuseppe Busia**

## PROGETTO ESECUTIVO

### ALLEGATO 2 - RELAZIONE SPECIALISTICA

Scala :

**Varie**

Data :

**Gennaio 2018**

Aggiornamento:

Collaboratore:

**Ing. Giuseppe Aru**

Dott. Ing. Raffaello Possidente - Via Monsignor Piovella, 11 - 09121 Cagliari

Tel/Fax 070663095 - e-mail: [possidenteraffaello@gmail.com](mailto:possidenteraffaello@gmail.com) - pec: [raffaello.possidente@ingpec.eu](mailto:raffaello.possidente@ingpec.eu)

Il presente elaborato è opera dell'ingegno e costituisce oggetto di diritto d'autore, tutelato dagli artt. 2575 e segg. C.C. e dalla L. 22/04/1941 N. 663 e successive modifiche ed integrazioni. Ogni violazione (riproduzione dell'opera, anche parziale o in forma riassuntiva o per stralcio, imitazione, contraffazione, ecc.) sarà perseguita penalmente.

# **INDICE**

<b>1</b>	<b>PREMESSA.....</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>DATI DI PROGETTO .....</b>	<b>2</b>
2.1	SITO DI INSTALLAZIONE .....	2
2.2	PRODUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	2
2.3	CRITERI DI DIMENSIONAMENTO SISTEMA DI ACCUMULO .....	3
2.3.1	<i>Situazione esistente relativa all'anno 2016.....</i>	<i>3</i>
2.3.2	<i>Stima del livello di autoconsumo raggiungibile .....</i>	<i>4</i>
<b>3</b>	<b>SOLUZIONI IMPIANTISTICHE.....</b>	<b>6</b>
3.1	SISTEMA DI ACCUMULO .....	6
3.2	INVERTERS.....	8
3.3	QUADRI ELETTRICI.....	10
3.4	CONDUTTURE .....	10
3.5	IMPIANTO DI TERRA .....	11
3.6	GRUPPI DI MISURA .....	11
<b>4</b>	<b>NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO .....</b>	<b>11</b>
<b>5</b>	<b>PRESCRIZIONI GENERALI.....</b>	<b>12</b>

## ***RELAZIONE SPECIALISTICA***

### **1 PREMESSA**

La presente relazione specialistica descrive i criteri e calcoli di dimensionamento del sistema di accumulo elettrochimico, del sistema di conversione e delle apparecchiature e linee elettriche.

### **2 DATI DI PROGETTO**

#### **2.1 Sito di installazione**

Il sito di installazione si trova Via Sorabile n°29 nel comune di Fonni.

Coordinate geografiche 340°07'10''N - 09°15'21''E.

#### **2.2 Produzione impianto fotovoltaico**

L'impianto fotovoltaico esistente ha una potenza pari a 19,27 kWp, tale potenza è ripartita tra 2 convertitori statici (inverter) da 10 kW.

Nell'anno 2016 si è registrata la produzione di 27164 kWh, mensilmente ripartiti come indicato in Tabella 1.

**Tabella 1: Produzione energia anno 2016**

<b>Mese</b>	<b>Energia Prodotta mensile</b>	
<b>Gennaio</b>	1093,0	kWh
<b>Febbraio</b>	1378,0	kWh
<b>Marzo</b>	1762,0	kWh
<b>Aprile</b>	2711,0	kWh
<b>Maggio</b>	3053,0	kWh
<b>Giugno</b>	3216,0	kWh
<b>Luglio</b>	3557,0	kWh
<b>Agosto</b>	3446,0	kWh
<b>Settembre</b>	2270,0	kWh
<b>Ottobre</b>	2002,0	kWh
<b>Novembre</b>	1351,0	kWh
<b>Dicembre</b>	1325,0	kWh
<b>Totale</b>	<b>27164</b>	<b>kWh</b>

## 2.3 Criteri di dimensionamento sistema di accumulo

### 2.3.1 Situazione esistente relativa all'anno 2016

Il sistema di accumulo è stato dimensionato secondo i flussi di energia prelevata e immessa nella rete pubblica nazionale. Nell'anno 2016 è stata registrata un'immissione di energia elettrica pari a 17534 kWh e sono stati prelevati 18206 kWh, il dettaglio mensile è mostrato in Tabella 2.

**Tabella 2: Flussi di energia scambiata con la rete**

	Energia immessa [kWh]	Energia prelevata [kWh]	Autoconsumo [kWh]
<b>Gennaio</b>	426	1239	667,0
<b>Febbraio</b>	547	1199	831,0
<b>Marzo</b>	871	1223	891,0
<b>Aprile</b>	1652	802	1059,0
<b>Maggio</b>	1821	828	1232,0
<b>Giugno</b>	2411	503	805,0
<b>Luglio</b>	3102	743	455,0
<b>Agosto</b>	3106	1426	340,0
<b>Settembre</b>	1445	1820	825,0
<b>Ottobre</b>	978	2848	1024,0
<b>Novembre</b>	461	2766	890,0
<b>Dicembre</b>	714	2810	611,0
<b>Totale</b>	<b>17534</b>	<b>18206</b>	<b>9630</b>

Per il dimensionamento della batteria d'accumulo si sono utilizzati i valori medi giornalieri ricavati dai dati mensili (Tabella 3): tramite questi è stato possibile calcolare la massima energia accumulabile nel post-intervento.

**Tabella 3: Valore medi giornalieri flussi di energia elettrica scambiati.**

	<b>Energia giornaliera media prodotta (kWh)</b>	<b>Energia giornaliera media prelevata (kWh)</b>	<b>Energia giornaliera media immessa (kWh)</b>	<b>Energia massima accumulabile e autoconsumabile post- intervento (kWh)</b>
<b>gennaio</b>	35,3	40,0	13,7	13,7
<b>febbraio</b>	49,2	42,8	19,5	19,5
<b>marzo</b>	56,8	39,4	28,1	28,1
<b>aprile</b>	90,4	26,7	55,1	26,7
<b>maggio</b>	98,5	26,7	58,7	26,7
<b>giugno</b>	107,2	16,8	80,4	16,8
<b>luglio</b>	114,7	24,0	100,1	24,0
<b>agosto</b>	111,2	46,0	100,2	46,0
<b>settembre</b>	75,7	60,7	48,2	48,2
<b>ottobre</b>	64,6	91,9	31,5	31,5
<b>novembre</b>	45,0	92,2	15,4	15,4
<b>dicembre</b>	42,7	90,6	23,0	23,0

Dalla Tabella 3 si riscontra che il mese con la maggiore energia autoconsumabile è settembre con un valore di 48,2 kWh giornalieri accumulabili; per ottenere il valore di dimensionamento è necessario aggiungere i coefficienti di sicurezza sulla non idealità della fase di carica e scarica della batteria e il probabile futuro aumento delle attività serali del complesso scolastico. Inoltre la capacità di carica nominale della batteria differisce dalla capacità effettivamente utilizzabile in quanto non è possibile scendere al di sotto del picco minimo di scarica (DoD - Depth of discharge) al fine di non comprometterne l'integrità nel tempo. Il DoD per la batteria che sarà utilizzata è pari all'80%. Per tutte queste considerazioni si è optato per una batteria con una capacità di accumulo nominale di 52 kWh.

### **2.3.2 Stima del livello di autoconsumo raggiungibile**

In Tabella 4 è valutata la stima dell'influenza del sistema di accumulo sul profilo dell'energia media giornaliera scambiata con la rete (post intervento).

**Tabella 4: Incidenza del sistema di accumulo**

	<b>Energia giornaliera media prelevata [kWh]</b>	<b>Energia giornaliera media immessa [kWh]</b>	<b>Energia giornaliera media autoconsumata [kWh]</b>
<b>gennaio</b>	30,7	2,6	21,5
<b>febbraio</b>	27,2	3,7	29,7
<b>marzo</b>	13,3	5,3	28,7
<b>aprile</b>	2,1	31,2	35,3
<b>maggio</b>	2,1	35,2	39,7
<b>giugno</b>	1,3	70,0	26,8
<b>luglio</b>	1,9	83,7	14,7
<b>agosto</b>	3,7	59,6	11,0
<b>settembre</b>	14,6	9,2	27,5
<b>ottobre</b>	70,6	6,0	33,0
<b>novembre</b>	89,9	2,9	29,7
<b>dicembre</b>	79,1	4,4	19,7

Nel bilancio annuale, ottenuto a partire dai dati medi giornalieri di tabella 4, si ottiene un flusso di energia scambiata con la rete come mostrato in Tabella 5.

L'obiettivo minimo di riduzione dell'energia prelevata dalla rete è ricavabile tramite la formula:

$$E_{min_{ass}} = \frac{E_{assorbita\ 2015} - E_{assorbita\ post\ intervento}}{E_{assorbita\ 2015}} \times 100 = \frac{18206 - 10246}{18206} \times 100 = 43,7\%$$

Tramite un'analisi più dettagliata eseguita in questa fase progettuale sui valori dell'energia assorbita post intervento, si è riscontrata una piccola variazione rispetto al dato in sede di domanda passando dal 43,0% al 43,7%.

L'obiettivo minimo di incremento dell'autoconsumo è ricavabile tramite la formula:

$$\frac{E_{immessa\ 2015} - E_{immessa\ post\ intervento}}{E_{immessa\ 2015}} \times 100 = \frac{17534 - 9604}{17534} \times 100 = 45,2\%$$

Anche l'incremento dell'autoconsumo ha subito un aggiornamento rispetto al valore presentato in sede di domanda passando dal 44,6 al 45,2%.

**Tabella 5: Flusso di energia scambiata con la rete post-intervento.**

	<b>Energia mensile prelevata [kWh]</b>	<b>Energia mensile immessa [kWh]</b>	<b>Energia mensile autoconsumata [kWh]</b>
<b>gennaio</b>	951,6	80,9	1012,1
<b>febbraio</b>	762,6	103,9	1274,1
<b>marzo</b>	411,6	165,5	1596,5
<b>aprile</b>	64,1	935,4	1775,6
<b>maggio</b>	66,2	1092,4	1960,6
<b>giugno</b>	40,2	2098,8	1117,2
<b>luglio</b>	59,4	2595,3	961,7
<b>agosto</b>	114,1	1848,0	1598,0
<b>settembre</b>	439,0	274,6	1995,5
<b>ottobre</b>	2188,4	185,8	1816,2
<b>novembre</b>	2696,3	87,6	1263,4
<b>dicembre</b>	2452,3	135,7	1189,3
	<b>10246</b>	<b>9604</b>	<b>17560</b>

### **3 SOLUZIONI IMPIANTISTICHE**

#### **3.1 Sistema di accumulo**

Il sistema di accumulo è del tipo a ioni di litio con moduli installati all'interno di un rack in cui è alloggiato anche il sistema di gestione della batteria (BMS). Per ottenere la capacità di accumulo richiesta si utilizzeranno 3 armadi controllati da altrettanti BMS composti rispettivamente da:

1. n°8 moduli batteria il primo (19,2 kWh totali)
2. n°7 moduli batteria il secondo (16,8 kWh)
3. n°7 moduli batteria il terzo (16,8 kWh)



Figura 1: Armadio sistema d'accumulo

Gli accumulatori verranno forniti con una garanzia di 10 anni. Ciascun modulo batteria ha una capacita di 2,4 kWh e presenta le seguenti caratteristiche:



## POWERCUBE-X1

Tipologia Prodotto	PHANTOM-X10	PHANTOM-X12	PHANTOM-X14	PHANTOM-X17	PHANTOM-X19	PHANTOM-X22
Capacità del sistema (kWh)	9,6	12	14,4	16,8	19,2	21,6
Tensione nominale del sistema (Vdc)	192	240	288	336	384	432
Massima tensione in carica (Vdc)	210	262,5	315	367,5	420	472,5
Minima tensione in scarica (Vdc)	168	210	252	294	336	378
Corrente nominale di carica/scarica (A)	25	25	25	25	25	25
Corrente di carica scarica di picco (A)	100	100	100	100	100	100
Efficienza	98%	98%	98%	98%	98%	98%
DOD	80% (Range di lavoro 10%-90% del SOC)					
Controller BMS	SC05004	SC05004	SC05004	SC05004	SC05004	–
	--	C1000A	C1000A	C1000A	C1000A	C1000A
Modulo batteria	HP4850					
Tecnologia cella	Li-ion(LFP)					
Numero moduli batteria	4	5	6	7	8	9
Tensione nominale modulo batteria (Vdc)	48	48	48	48	48	48
Capacità del modulo batteria (AH)	50	50	50	50	50	50
Numero di celle per modulo batteria	15	15	15	15	15	15
Dimensioni (L*P*H)	600x600x985			600x600x1580		
Peso	154	178	229	253	277	314
Comunicazione	RS485\CAN					
Classe IP	IP20					
Life Cycle	4000					
Durata prevista	10+Years					
Temperatura di lavoro	0-50°C					
Temperatura di stoccaggio	-20-60°C					

### 3.2 Inverters

Come già descritto in precedenza si utilizzeranno n° 3 inverter di tipo ibridi cioè capaci sia di convertire l'energia in arrivo dal campo fotovoltaico che gestire la carica e la scarica del sistema di accumulo elettrico. Gli inverter sono perfettamente accoppiabili alle caratteristiche dei moduli e delle stringhe fotovoltaici e inoltre possono operare secondo i parametri elettrici in ingresso e in uscita del sistema di accumulo. La potenza di uscita in corrente alternata dei tre inverter sono rispettivamente 8 kW per l'inverter n°1 e 6 kW per l'inverter n°2 e n°3.

Gli inverter hanno garanzia di 5 anni che verrà ulteriormente estesa per altri 5 anni. Le caratteristiche principali sono descritte nella scheda seguente:



## X3-Hybrid HV (THREE PHASE)

X3-Hybrid-5.0T

X3-Hybrid-6.0T

X3-Hybrid-8.0T

X3-Hybrid-10.0T

INPUT (DC)				
Max.recommended DC power[W]	6000	8000	10000	13000
Max.DC voltage[V]	1000	1000	1000	1000
Nominal DC operating voltage[V]	720	720	720	720
Maxinput current[A]	11/11	11/11	11/11	20/11
Max. short circuit current[A]	14/14	14/14	14/14	23/14
MPPT voltage range[V]	230-800	280-800	370-800	330-800
No. of MPP trackers	2	2	2	2
Strings per MPP tracker	1	1	1	2/1
OUTPUT AC				
Nominal AC power [VA]	5000	6000	8000	10000
Max. AC power [VA]	5000	6000	8000	10000
Rated grid voltage(AC voltage range) [V]	400(360 to 440)	400(360 to 440)	400(360 to 440)	400(360 to 440)
Rated grid frequency [Hz]	50/60	50/60	50/60	50/60
Nominal AC current [A]	7.6	9	12.2	15
Max. AC current [A]	8.5	10	13.5	16
Displacement power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging			
Total harmonic distortion(THD, rated power) [%]	<2			
Parallel operation	Yes			
Load control	Yes (optional)			
OUTPUT DC (BATTERY)				
Battery voltage range [V]	170-500			
Recommended battery voltage [V]	200	240	320	400
Max.charging/discharging power [W]	6000	8000	10000	10000
Max.charging/discharging current [A]	25			
Communication interfaces	CAN/RS485			
Reverse connect protection	No			
EPS OUTPUT (WITH BATTERY)				
EPS rated power [VA]	5000	6000	8000	10000
EPS rated voltage [V], Frequency [Hz]	400/380, 50/60	400/380, 50/60	400/380, 50/60	400/380, 50/60
EPS rated current [A]	7.6	9	12.2	15
EPS peak power[W],Duration [s]	10000,60	12000,60	16000,60	16000,60
Switch time[s]	<0.5			
Total harmonic distortion(THD, linear load) [%]	<2			
Parallel operation	Yes			
EFFICIENCY				
MPPT efficiency [%]	99.90	99.90	99.90	99.90
Euro efficiency [%]	97.00	97.00	97.00	97.00
Max. efficiency [%]	97.60	97.60	97.60	97.60
Battery charge/discharge efficiency [%]	96.00	96.00	96.00	96.00
POWER CONSUMPTION				
Standby consumption(night) [W]	<7			
Idle mode	YES			
STANDARD				
Safety	IEC62109-1-2 / IEC 62040/ AS3100			
EMC	EN61000-6-1/EN61000-6-2/EN61000-6-3			
Certification	VDE 0126-1-1 A1:2012/VDE-AR-N4105/GS9-3/AS4777/EN50438/CEI 0-21/IEC62040/IEC62619/ISO13849-2/SN29500/IEC615086			
ENVIRONMENT LIMIT				
Protection class	IP65			
Operating temperature range [°C]	-25 to +60 (derating at +45)			
Altitude[m]	<2000			
Storage temperature[°C]	-20 to +60			
Noise emission(typical) [dB]	<30			
Over voltage category	III (electric supply side), II (PV side)			
DIMENSION AND WEIGHT				
Dimensions(WxHxD) [mm]	655*456*208			
Weight[kg]	40			
Cooling concept	Forced-cooling			
Topology	Transformerless			
Communication	Ethernet, Meter, WIFI (optional), RF(optional), DRM, USB, ISO alarm, Parallel operation			
LCD display	Backlight 20*4 character			
Standard warranty [years]	5-10			

\*Can be modified without notice.(V2)

### **3.3 Quadri elettrici**

I quadri elettrici saranno del tipo ASD, cioè quadri costruiti in serie (tipo AS), destinati ad essere installati in luoghi dove hanno accesso persone non addestrate. I quadri dovranno rispondere a tutte le specifiche prescrizioni della Norma CEI 17/13, oppure, se applicabile, della Norma sperimentale CEI 23/51, relativa ai quadri elettrici ad installazione fissa, aventi involucri vuoti rispondenti alla Norma CEI 23/49 e corrente nominale non superiore ai 125 A. Per l'impianto in esame sono previsti quadri del tipo a parete o da incasso in materiale termoplastico o metallico, con sportello trasparente, dotati di chiusura a chiave, con grado di protezione minimo IP 43.

L'involucro deve garantire, nelle condizioni operative, una dissipazione termica non inferiore al calore dissipato per effetto Joule dai dispositivi installati al suo interno, considerando come dispositivi non solo gli organi di manovra e/o protezione, ma anche le apparecchiature ausiliarie quali trasformatori, lampade spia, etc.

### **3.4 Condutture**

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori in rame isolati in PVC o EPR con sezione delle anime idonea alle correnti in gioco e tale da contenere la caduta di tensione. Il tipo di cavo sarà idoneo alle condizioni di posa e di esercizio.

I cavi saranno rispondenti alle norme CEI, avranno marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme CEI-UNEL, grado d'isolamento adeguato alle condizioni di utilizzo.

I tubi protettivi per i percorsi sotto intonaco relativi ai locali considerati, saranno del tipo flessibile in materiale plastico autoestinguente (PVC), serie leggera (FK 9 con resistenza allo schiacciamento pari a 350 N su 5 cm), mentre gli attraversamenti sotto il pavimento avranno caratteristiche simili ma saranno della serie pesante (FK 15 con resistenza allo schiacciamento di 750 N su 5 cm), secondo quanto prescritto dalla Norma CEI EN 50086.1.

Il tracciato dei tubi e canali protettivi consentirà l'andamento rettilineo orizzontale e/o verticale, il raggio di curvatura dei tubi deve essere tale da non danneggiare in nessun modo i cavi posati al loro interno.

La conduttura in corrente continua dall'inverter ibrido al sistema di accumulo sarà realizzato con cavo solare FG21M21, H1Z2Z2-K o similare.

Le cassette di derivazione saranno di dimensioni adeguate e con coperchio ad avvitamento del tipo da parete IP 55 per l'impiego in luoghi particolari (umidi/bagnati), e/o esposti ad urti accidentali.

Le giunzioni ed i cablaggi dovranno essere eseguite con appositi dispositivi di connessione. Per i circuiti C.C. si useranno morsetti a innesto rapido e doppio isolamento e per i circuiti A.C. si useranno morsetti a cappuccio in resina termoindurente (PVC), completi di viti di serraggio e contenuti in apposite cassette di derivazione, con la sola eccezione per i canali e le passerelle, nei quali dovrà però risultare che le parti in tensione abbiano grado di protezione almeno IPXXB (inaccessibilità al dito di prova), e congiungano cavi aventi medesime caratteristiche e colore (art. 526.1 Norma CEI 64/8).

### **3.5 Impianto di terra**

L'impianto di terra dovrà essere unico per l'intero edificio e si dovrà verificare il coordinamento con le protezioni, secondo la relazione prevista dalle norme CEI 64.8.

### **3.6 Gruppi di misura**

Non è necessario installare ulteriori gruppi di misura diversi da quelli esistenti. Il gruppo di misura dell'energia prodotta dovrà essere spostato dall'attuale posizione, nel sottoscala dell'istituto, alla nuova cabina all'esterno dell'istituto, in prossimità degli inverter. Si provvederà all'inoltro della richiesta di spostamento presso l'ente distributore.

## **4 NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO**

Le scelte progettuali e i materiali e componenti utilizzati per la realizzazione dell'impianto saranno conformi alle norme CEI-EN vigenti e ai documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

Si applicano inoltre:

- P.U.C. del Comune di Fonni
- D.P.R. n° 380 del 06/06/2001 S.O.G.U. n° 239 del 20/10/2001 “Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia”;
- Piano Paesaggistico Regionale
- DECRETO LEGISLATIVO 9 aprile 2008 , n. 81 “Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”.

- Legge Regionale n° 17 del 26/05/1989 “Disciplina per l’installazione degli impianti elettrici ed elettronici”;
- DM 37/08 “Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.”
- Legge n° 186 del 1/03/1968 G.U. n° 77 del 23/03/1968 “Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici”;
- Legge n° 791 del 18/10/1977 G.U. n° 298 del 2/11/1977 e n° 305 del 9/11/1977 “Attuazione delle direttive CEE 72/23 relative alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico”;

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, saranno rispettate.

## **5 PRESCRIZIONI GENERALI**

Durante i lavori di realizzazione dell’impianto saranno rispettate le procedure di sicurezza previste per i lavori in quota e per i lavori sotto tensione e sarà applicata la cartellonistica adeguata.

Sarà applicata, in fase di lavori ed a lavori ultimati la segnaletica di sicurezza prescritta dalle norme di settore. Tutti i quadri e le scatole di derivazione dell’impianto, lato DC, devono riportare un avviso che indica la presenza di parti attive anche dopo l’apertura dei dispositivi di sezionamento dell’inverter.

Nelle scatole, canalizzazioni e pozzetti monte del quadro di sezionamento c.c., nonché sullo stesso quadro deve essere segnalata la presenza di un'alimentazione da fonte solare non interrompibile.

In corrispondenza dell’interruttore generale dell’impianto utilizzatore e dei quadri con doppia alimentazione deve essere collocato un avviso che segnali la presenza della doppia sorgente di alimentazione (Rete pubblica e generatore PV).

Saranno inoltre apposte tutte le etichettature per l’individuazione dei singoli circuiti, del costruttore del quadro e quant’altro prescritto dalla vigente normativa.

**IL TECNICO**

***Dott. Ing. Raffaello Possidente***