



Delibera ARERA
385/2025/R/EEL
Aggiornamento Impianti

Aggiornamento degli impianti in accordo alla Delibera ARERA 385/2025/R/EEL

1. Requisiti della delibera

La Delibera ARERA 385/2025/R/EEL del 5 agosto 2025 e la nuova revisione dell'Allegato A72 al Codice di Rete TERNA (Rev.02, agosto 2025) introducono obblighi aggiornati per gli impianti fotovoltaici con potenza nominale ≥ 100 kW collegati alla rete di Media Tensione. Il quadro normativo impone l'adozione di un Controllore Centrale di Impianto (CCI) con funzione PF2 (limitazione della potenza attiva su comando del DSO) e la capacità di comando/monitoraggio in tempo reale di diverse funzioni degli inverter.

Schema riassuntivo dei requisiti della delibera:

	100kW $\leq$ Potenza < 500kW	500 kW $\leq$ Potenza < 1 MW	Potenza ≥ 1 MW
Requisiti Delibera ARERA 385/2025	Obbligo CCI (ammessa versione semplificata) con PF1 e PF2	Obbligo CCI con PF1 e PF2	CCI (già esistente con PF1) da aggiornare con PF2
Data limite per conformità	31 marzo 2027	28 febbraio 2027	28 febbraio 2026
Impatto su Inverter/ CCI/ Telecomandi	- CCI installato conforme CEI 0-16 (Allegati O/T); con funzionalità PF2; - Inverter pilotabili; - Misura (P, Q, V, I) al punto di consegna in MT stato DG; - Misura in BT aggregata di potenza attiva prodotta prima di eventuali consumi (non è necessario rilevare la potenza di ogni singolo inverter) - Errore misure < 2,2% ¹	- CCI installato conforme CEI 0-16 (Allegati O/T) con funzionalità PF2; - Inverter pilotabili; - Misura (P, Q, V, I) al punto di consegna in MT e stato DG; - Misura in BT aggregata di potenza attiva prodotta prima di eventuali consumi (non è necessario rilevare la potenza di ogni singolo inverter) - Errore misure < 2,2%	- Adeguamento del CCI esistente se necessario con funzionalità PF2; - Inverter pilotabili; - Misura (P, Q, V, I) al punto di consegna in MT e stato DG; - Misura della potenza in BT prodotta da ogni singolo inverter - Errore misure < 2,2%

2. Soluzioni per adeguamento alla delibera

Per adeguare gli impianti alla nuova delibera le soluzioni possono essere diverse a seconda del tipo di inverter installato. Le tipologie di inverter possono suddividersi in inverter "Legacy", come PVI-10,12.5, TRIO-20/27.6, TRIO-50, e inverter di nuova generazione "Smart", come i PVS-10/15, PVS-20/33 e PVS-100. Gli inverter legacy hanno la caratteristica di poter essere monitorati tramite interfaccia RS485 con protocollo proprietario

¹ Con l'entrata in vigore della variante V5 della Norma CEI 0-16:2022-03, per taglie di impianti di potenza compresa tra 100kW e 500kW, è ammessa un'accuratezza con errore inferiore al 5%.

“Aurora Protocol” oppure “Modbus proprietario” e necessitano di un logger per il monitoraggio. Gli inverter Smart, viceversa, sono dotati di logger integrato e comunicano attraverso la porta Ethernet con protocollo Modbus Sunspec TCP.

2.1 Soluzioni per impianti con Inverter Legacy

Gli inverter legacy sono tutti gli inverter che utilizzano il protocollo di comunicazione proprietario “Aurora Protocol” oppure il protocollo “Proprietary Modbus” (non Sunspec). Tra gli inverter legacy sono presenti alcune tipologie che non soddisfano i requisiti di controllo della potenza attiva richiesti dalla delibera ARERA e che, pertanto, dovranno essere sostituiti con modelli più recenti o compatibili. I modelli legacy non idonei ai fini della delibera ARERA sono:

- Inverter Centralizzati della serie PVI-Central 55/330 con moduli di potenza da 50/55kW il cui Part Number inizia per “3I19”;
- Inverter di stringa della serie PVI-10/12.5-TL-OUT-XX con suffisso “IT” con versioni Firmware diverse da “C3xx”.

Per dettagli sulla lista di inverter compatibili o non con i requisiti della delibera ARERA si veda la tabella in allegato.

2.2 Pilotaggio degli inverter legacy

Per il pilotaggio di inverter legacy sono possibili più soluzioni a seconda del tipo di monitoraggio presente in impianto, e a seconda di quelle che sono le esigenze del cliente. Il pilotaggio si può classificare come “diretto” o “indiretto”:

- **Pilotaggio diretto** – Per pilotaggio diretto si intende la possibilità di implementare direttamente sul sistema di controllo di impianto (PPC o CCI del cliente) i comandi di regolazione di potenza attiva degli inverter, utilizzando lo stesso protocollo di comunicazione utilizzato in impianto per il monitoraggio. Il protocollo utilizzato può essere il protocollo “Aurora” oppure il protocollo Modbus RTU “Proprietario”. Le mappe di entrambi i protocolli possono essere rilasciate dietro richiesta a MA Solar. Per sapere quali sono i protocolli per il pilotaggio disponibili per ciascun prodotto si rimanda all’allegato.

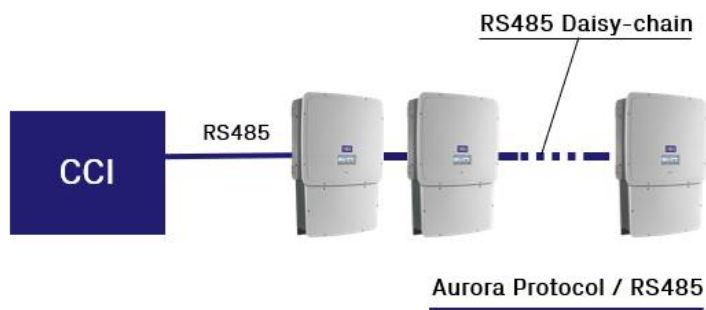


Figura 1 - Esempio di pilotaggio diretto di inverter Legacy

- Pilotaggio indiretto tramite VSN700-05** - Per pilotaggio indiretto si intende il pilotaggio attraverso l'utilizzo del logger VSN700-05 ² posto tra gli inverter e il CCI. In questo caso il CCI non invierà comandi direttamente agli inverter bensì al logger utilizzando la rete Ethernet e il protocollo di comunicazione Modbus Sunspec TCP del logger. Il VSN700-05 provvederà alla conversione dei comandi di controllo da Modbus Sunspec TCP a comandi secondo il protocollo proprietario degli inverter. In caso di impianti in cui siano già presenti logger non abilitati all'invio di comandi di potenza, secondo i protocolli proprietari, es. PVI-AEC EVO oppure altri di terze parti, si consiglia la sostituzione dei logger presente con dei VSN700-05 ed utilizzare CCI che implementino i comandi di controllo di potenza secondo la mappa Modbus Sunspec del VSN-700-05.

Il VSN700-05 dispone di una porta RS485 tramite la quale monitora e controlla le unità legacy collegate al bus. Il numero massimo di dispositivi che il logger può gestire è 32 inverter di stringa oppure 32 moduli di potenza da 50kW, 55kW o 67kW ³ per centralizzati della serie PVI/PLUS. Nel caso in cui il numero dell'unità presenti in impianto superi il limite di 32, sarà necessario suddividere il bus di comunicazione RS485 in più sezioni distinte e installare un logger per ciascuna sezione. I logger installati potranno essere collegati (lato TCP/IP) alla medesima rete Ethernet come mostrano nell'esempio in Figura 1.

Per quanto riguarda eventuali logger VSN700-05 presenti in impianti prima dell'emissione della delibera ARERA, sarà possibile continuare ad utilizzarli purché si proceda ad aggiornamento firmware⁴ e alla verifica dei limiti descritti sul numero massimo di dispositivi collegabili.

La mappa Modbus Sunspec del logger VSN700-05 è disponibile sul sito Web e raggiungibile al link riportato in appendice al documento.

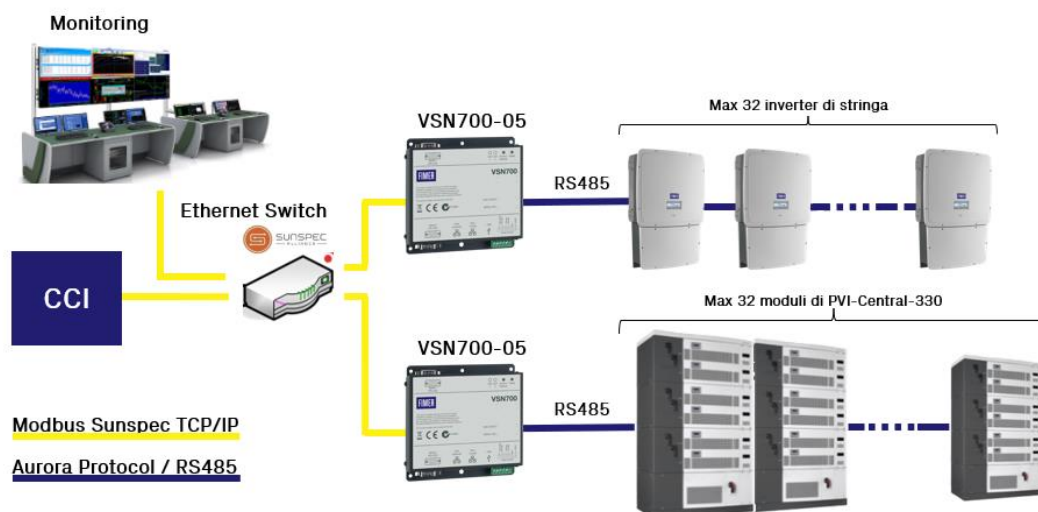


Figura 2 – Esempio di pilotaggio indiretto tramite VSN700-05

² Le versioni precedenti alla VSN700-05, come la VSN700-03 e VSN700-01 non sono abilitate all'invio di comandi di controllo di potenza.

³ Equivalenti a 5 rack completi più un rack da 2 moduli.

⁴ Per eseguire correttamente la procedura di aggiornamento FW del logger VSN700-05 fare riferimento alla relativa nota tecnica disponibile sul sito web di FIMER.

- **Pilotaggio indiretto tramite PMU** - In caso di impianti che utilizzino sistemi di monitoraggio di terze parti che implementano il protocollo Aurora, come detto, la soluzione ottimale è quella di estendere i comandi del sistema esistente con l'aggiunta dei comandi di controllo ⁵. Se, tuttavia, ciò non fosse possibile, è disponibile una soluzione "retrofit" che prevede l'inserimento sulle linee di comunicazione RS485 dell'interfaccia PVI-PMU. L'interfaccia PVI-PMU (Power Management Unit) si inserisce nel bus di comunicazione RS485 di sistemi con inverter di stringa o centralizzati in modo "trasparente", senza interferire con il sistema di monitoraggio esistente, e aggiunge i comandi di controllo sul bus RS485 tramite il protocollo Aurora. **Il numero massimo di dispositivi che l'unità PVI-PMU può gestire è 32 inverter di stringa oppure 32 moduli di potenza da 50kW, 55kW o 67kW per centralizzati della serie PVI/PLUS.**

Il pilotaggio del PVI-PMU può avvenire da parte del CCI in 2 diverse modalità: tramite comandi digitali oppure analogici. Il PVI-PMU, infatti, mette a disposizione 4 canali digitali con i quali può andare a rilevare lo stato O/C di altrettanti relè che dovranno essere gestiti dal CCI. Gli stati dei relè, letti dal PVI-PMU, vengono interpretati come una codifica binaria a 4 digit ⁶. A seconda degli stati dei relè (es. OOOO, CCOC, ..., OCOC) il PVI-PMU invia un comando di regolazione percentuale di potenza attiva da 0% a 100% con step discreti del 10%.

In alternativa agli ingressi digitali, il PVI-PMU mette a disposizione un canale analogico per il controllo della potenza attiva pilotabile con una corrente, da 4 a 20 mA ⁷, che consente una regolazione da 0 al 100% della potenza nominale a step discreti del 2,5%. Per maggiori dettagli sul funzionamento e sulle possibili regolazioni del PVI-PMU riferirsi al QIG del dispositivo il cui link è riportato in appendice.

Come accennato, **per utilizzare tale soluzione, è necessario che il CCI metta a disposizione 4 relè, oppure un'uscita analogica (4-20mA), e implementi il sistema di regolazione a step discreti per comandare opportunamente il PVI-PMU. A tal proposito, si consiglia di contattare i costruttori di CCI per richiederne la fattibilità prima di procedere con tale soluzione.**

⁵ A tal proposito, si consiglia di contattare il fornitore del sistema di controllo e chiederne l'aggiornamento del protocollo in uso.

⁶ Massimo 16 livelli di cui 12 utilizzati: 11 utilizzati per i livelli di potenza (0%, 15%, 20%, 30%, ..., 100%) e 1 per abilitare o disabilitare il controllo.

⁷ Con 4mA si ha lo 0% della potenza nominale mentre con 20mA si ha il 100% della potenza nominale dell'inverter.

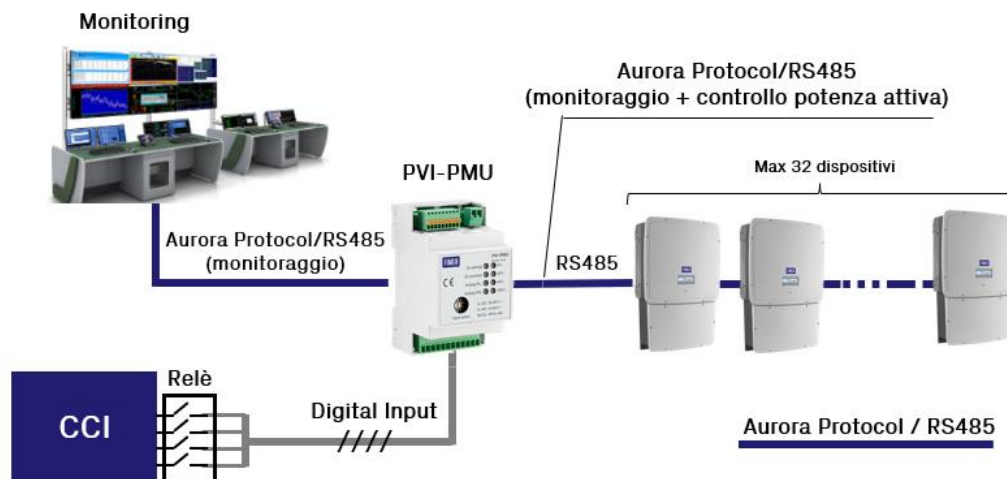


Figura 3 – Esempio di pilotaggio indiretto tramite PVI-PMU con comandi digitali

2.3 Pilotaggio di inverter centralizzati

Gli inverter centralizzati della serie PVI-55/330 con moduli da 50/55kW oppure i PLUS-134/400 con moduli da 67kW sono pilotabili (direttamente o indirettamente) secondo quanto già descritto nei paragrafi precedenti. Tuttavia, come già anticipato, le versioni di moduli di potenza che riportano PN che inizia per “3I19” sono meno recenti (antecedenti alla CEI 0-16) e non sono idonei ad essere pilotabili. Pertanto, questi dovranno essere sostituiti con moduli idonei che risultano ad oggi disponibili, ovvero quelli con PN. 3M04⁸ o 3M05⁹. Tuttavia, per eseguire la sostituzione dei moduli, occorre prestare attenzione alla configurazione del rack nel quale questi andranno ad essere installati. Infatti, mentre nelle configurazioni **Multi-Master** (tutti moduli indipendenti) è consentito il mix di moduli di tipologia diversa, nelle configurazioni **Master/Slave** (moduli tutti in parallelo) o **Multi-Master/Slave** (moduli in parallelo a livello di framework¹⁰) è **necessario che i moduli appartenenti allo stesso parallelo siano anche della stessa tipologia**. A tal proposito si veda la seguente tabella riepilogativa che descrive le combinazioni accettabili di moduli all'interno di uno stesso rack a seguito di sostituzioni di moduli 3I19 con 3M04 o 3M05.

Configurazione Rack PVI-55/330		
Multi-Master	Master/Slave	Multi-Master/Slave
3M05 oppure 3M04 con possibilità di mix dei 2 modelli sullo stesso rack ¹¹	Nello stesso rack, tutti moduli 3M05 oppure tutti moduli 3M04	Nello stesso framework (coppia di moduli), entrambi moduli 3M05 oppure entrambi moduli 3M04

⁸ Disponibili solo ricondizionati.

⁹ Disponibili nuovi.

¹⁰ Il Framework è l'insieme dei 2 moduli contigui sullo stesso rack. Ad esempio, un rack di 6 moduli è costituito da 3 framework.

¹¹ Eventuali moduli 3L07 presenti in configurazione Multi-Master possono essere mantenuti

2.4 Inverter Smart

Gli inverter Smart, come il PVS-10/15, PVS-20/33 e PVS-100, sono dotati di protocollo di comunicazione Modbus Sunspec TCP, di interfaccia Ethernet e datalogger integrato e non necessitano, pertanto, di nessun logger esterno per il monitoraggio e pilotaggio. Tali inverter, possono essere pilotati direttamente dal CCI utilizzando la mappa Modbus Sunspec TCP. Per consultare la lista dei modelli che implementano tale protocollo si rimanda alla tabella riepilogativa in allegato.

2.5 Pilotaggio di inverter Smart

Per quanto detto, gli inverter Smart non hanno bisogno di logger e, pertanto, possono essere pilotati direttamente dal CCI che invierà i comandi mediante il protocollo Modbus Sunspec TCP sullo stesso bus Ethernet in cui avviene il monitoraggio. Per far ciò, è sufficiente che il CCI implementi i comandi Modbus, secondo la mappa che MA Solar mette a disposizione, di ciascun modello di inverter.

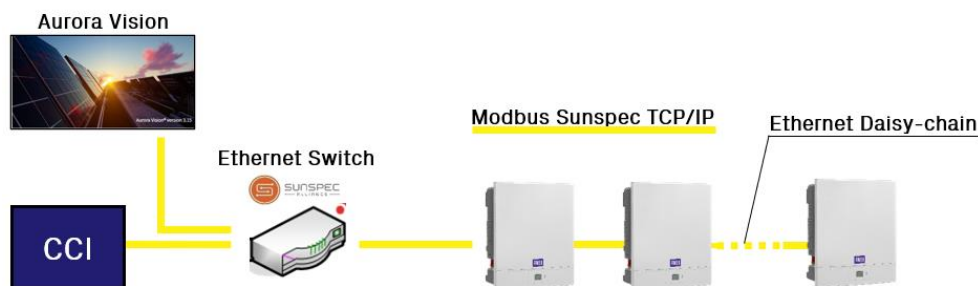


Figura 4 – Esempio di pilotaggio diretto di inverter Smart

3. Sistemi con mix di inverter Legacy e Smart

In caso di impianti con la copresenza di inverter legacy e Inverter Smart è possibile il pilotaggio mediante il medesimo sistema di comunicazione. In tal caso, gli inverter legacy dovranno trovarsi sotto il controllo di un VSN700-05 collegata alla stessa rete Ethernet degli inverter con protocollo Modbus Sunspec TCP, come mostrato nel seguente esempio.

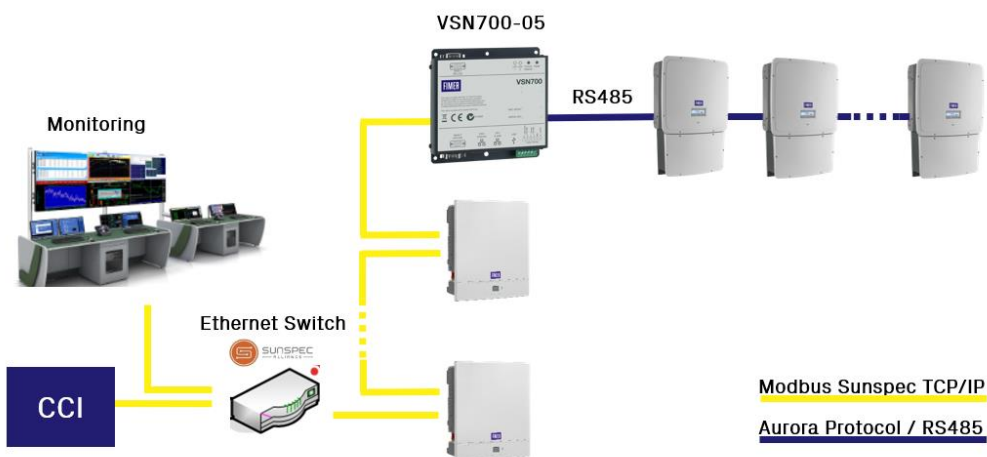


Figura 5 - Esempio di impianto con mix di inverter legacy e Smart

4. Letture di potenza e stato degli inverter

La delibera ARERA 385/2025 richiede che il CCI implementi, oltre alla funzione PF2 (controllo della potenza attiva), anche la funzionalità PF1 (osservabilità)¹². Si veda a tal proposito la tabella riepilogativa con le richieste relative alle 2 funzioni al variare della potenza nominale dell'impianto.

	100kW ≤ Potenza < 500kW	500 kW ≤ Potenza < 1 MW	Potenza ≥ 1 MW
PF1 (Osservabilità)	Misura DIRETTA al punto di connessione in MT di P, Q, V, I e Stato del DG		
	Misura P (totale) AGGREGATA prodotta dal generatore (prima di eventuali prelievi) ¹³		
	—		Misura P e STATO di ogni SINGOLA unità di generazione se di taglia ≥170kW e solo per impianti NUOVI
	Errore max < 5% (CEI 0-16:V5:2022-03)	Errore max < 2.2%	
PF2 (Controllo)	Controllo di P da parte del DSO con tempo di risposta 1 minuto		
	Controllo di Q da parte del DSO con tempo di risposta 10 secondi (Non richiesta dalla delibera ARERA 385)		

La funzione PF1 richiede:

1. La misura diretta di P, Q, V, I al punto di connessione in MT e lo stato del DG;
2. La misura di potenza attiva P generata "aggregata" per fonte;
3. Solo per impianti nuovi e solo per taglie di impianto ≥ 1MW, la misura della potenza attiva e dello stato di ogni singolo inverter se di taglia ≥170kW;
4. Un errore massimo sulle precedenti misure del 2,2%.

Per quanto riguarda quest'ultimo punto, con l'entrata in vigore della variante 5 della Norma CEI 0-16:2022-03, per impianti da 100kW fino a 500kW, è accettato un errore massimo fino al 5%.

Per quanto riguarda la misura di potenza attiva generata, in caso di impianti di taglia non inferiore a 1MW¹⁴, è obbligatorio che il calcolo della potenza aggregata sia fatto utilizzando le letture di potenza di ogni singolo inverter (purché queste abbiano l'accuratezza richiesta). Nel caso in cui le misure fatte sull'inverter non abbiano l'accuratezza richiesta sarà necessario installare un analizzatore di rete per ciascuna misura da eseguire.

Per impianti di taglia inferiore ad 1 MW, viceversa, non è obbligatorio che il calcolo della potenza attiva aggregata sia fatto a partire dalle potenze rilevate di ciascun inverter, ma è tuttavia consentito. Nel caso in cui le letture dirette dell'inverter non abbiano l'accuratezza richiesta sarà possibile installare degli analizzatori

¹² L'obbligo del CCI con implementata la funzione PF1 era già stato precedentemente introdotto dalla delibera ARERA 540/2021/R/EEL per impianti di taglia ≥1MW. Con la delibera ARERA 385/2025/R/EEL tale l'obbligo viene esteso anche ad impianti di potenza compresa tra 500kW e 1MW e, in versione semplificata, ad impianti di potenza compresa tra 100kW e 500kW.

¹³ Per impianti in cessione totale con potenza maggiore o uguale a 100kW e inferiore a 500kW, aventi consumo dovuto solo ai servizi ausiliari propri, non è obbligatorio rilevare la potenza aggregata per fonte.

¹⁴ Solo per impianti nuovi e solo per inverter di taglia ≥170 kW.

di rete che leggano la potenza attiva prodotta nei punti di raccolta in bassa tensione (ad esempio sul quadro BT prima di eventuali prelievi).

Le misure di potenza attiva rese disponibili dagli inverter MA Solar hanno un errore massimo < del 2,2% conforme ai requisiti dell'Allegato A6" del codice di rete.

Per stato dell'inverter si intende un valore "booleano" che fa riferimento alla condizione dell'inverter stesso di "connesso" o "non-connesso" alla rete. Lo stato di ciascun inverter, o modulo Central da 50kW, 55kW o 67KW, è acquisibile direttamente dai registri dello stesso protocollo utilizzato per il monitoraggio (Modbus Sunspec TCP in caso di inverter Smart o Aurora in caso di inverter Legacy). Quanto detto vale, ovviamente, in caso di pilotaggio diretto. Nel caso, invece, di pilotaggio indiretto tramite VSN700-05, lo stato di ogni singolo inverter (o modulo) è leggibile dai registri del logger VSN700-05 al quale l'inverter (o modulo) è collegato.

Un caso a parte è rappresentato dal pilotaggio indiretto dei modelli legacy tramite PVI-PMU: tale dispositivo, infatti, non mette a disposizione lo stato degli inverter a lui collegati, essendo un dispositivo di controllo e non di monitoraggio. Pertanto, la rilevazione dello stato degli inverter legacy da parte dei CCI dovrà essere fatta indirettamente attraverso l'acquisizione del relè di stato dell'inverter stesso. Per sapere quali sono i modelli legacy che dispongono del relè di stato consultare la tabella in appendice al documento.

Appendice 1 - Elenco modelli di inverter compatibili con la delibera ARERA 385

Prodotto	Versione	Interfaccia	Protocolli disponibili	Invio Set Point P e Q (in accordo alla delibera ARERA 385/2025)	Accuratezza misura (in accordo all'Allegato A6 del Codice di Rete)	Alternative idonee (in accordo alla delibera ARERA 385/2025)
PVI-10/12.5-TL	IT FW Rel. «C3XX»	RS485	Aurora Protocol RTU	NO	-	PVI-10/12.5stage 2 PVS-10/12.5
	IT (upgraded stage1) FW Rel. = "C3XX"	RS485	Aurora Protocol RTU	SI	< 2,2%	-
	Stage 1 PN: 3G82/3G83	RS485	Aurora Protocol RTU	SI	< 2,2%	-
	Stage 2 PN: 3N81/3N82	RS485	Aurora Protocol RTU	SI	< 2,2%	-
PVI-10/12-I-OUTD	All	RS485	Aurora Protocol RTU	SI	< 2,2%	-
TRIO-5.8/7.5/8.5-TL	All	RS485 Ethernet (opz)	Aurora Protocol RTU Proprietary Modbus RTU	SI	< 2,2%	-
TRIO-20/27.6	All	RS485	Aurora Protocol RTU Proprietary modbus RTU	SI	< 2,2%	-
TRIO-TL-50/60	All	RS485	Aurora Protocol RTU Proprietary Modbus RTU ModBus Sunspec RTU	SI	< 2,2%	-
TRIO-TM-50/60	All	RS485 Ethernet	Aurora Protocol RTU Proprietary Modbus RTU ModBus Sunspec RTU/TCP	SI	< 2,2%	-
PVS-10/12.5/15	All	RS485 Ethernet	Aurora Protocol Emulated RTU ModBus Sunspec RTU/TCP	SI	< 2,2%	-
PVS-20/30/33	All	RS485 (opz) Ethernet	Aurora Protocol Emulated RTU ModBus Sunspec RTU/TCP	SI	< 2,2%	-
PVS-50/60	All	RS485 Ethernet	Aurora Protocol RTU Proprietary Modbus RTU ModBus Sunspec RTU/TCP	SI	< 2,2%	-
PVS-100/120	All	RS485 Ethernet	ModBus Sunspec RTU/TCP	SI	< 2,2%	-
PVR-65/75/80	All	RS485 Ethernet	ModBus Sunspec RTU/TCP	SI	< 2,2%	-
PVS-175	All	RS485 Ethernet	ModBus Sunspec RTU/TCP	SI	< 2,2%	-
PVI Central Modulo 50/55kW	PN: 3I19	RS485	Aurora Protocol RTU	NO	-	PVI-Modulo 50/55KW 3M05 or 3M04 in base alla configurazione del rack
	PN: 3M04	RS485	Aurora Protocol RTU	SI	< 2,2%	-
	PN: 3L07	RS485	Aurora Protocol RTU	SI	< 2,2%	-
	PN: 3M05	RS485	Aurora Protocol RTU	SI	< 2,2%	-
PVI Central HV Modulo 67kW	PN: 3M62	RS485	Aurora Protocol RTU	SI	< 2,2%	-
	PN: 3M67	RS485	Aurora Protocol RTU	SI	< 2,2%	-
ULTRA	All	RS485	Aurora Protocol RTU Proprietary modbus RTU	SI	< 2,2%	-
PRO-33	All	RS485	Proprietary Modbus RTU	SI	< 2,2%	-
PVS-800	All	RS485 (RMBA adapter) Ethernet (RETA adapter)	Proprietary Modbus RTU Proprietary Modbus TCP	SI	< 2,2%	-
PVS 980	All	RS485 (RMBA adapter) Ethernet (RETA adapter)	Proprietary Modbus RTU Proprietary Modbus TCP	SI	< 2,2%	-

Appendice 2 – Compatibilità inverter con VSN700-05 e PVI-PMU

Prodotto	Versione	Interfaccia	PILOTAGGIO DIRETTO Sistemi con Logger proprietario che implementa direttamente i comandi di controllo sul CCI	PILOTAGGIO INDIRETTO TRAMITE PMU Retrofit (senza sostituzione del logger esistente) in sistemi RS485 che utilizzano logger con il protocollo Aurora	PILOTAGGIO INDIRETTO TRAMITE VSN700-05- Sistemi RS485 che utilizzano il protocollo Aurora	Relè di stato
PVI-10/12.5-TL	IT FW Rel. # "C3XX"	RS485	NO	NO	NO	-
	IT (upgraded stage1) FW Rel. # "C3XX"	RS485	Aurora Protocol String	SI	SI	SI
	Stage 1 PN: 3G82/3G83	RS485	Aurora Protocol String	SI	SI	SI
	Stage 2 PN: 3N81/3N82	RS485	Aurora Protocol String	SI	SI	SI
PVI-10/12-I-OUTD	All	RS485	Aurora Protocol String	SI	SI	SI
TRIO-5.8/7.5/8.5-TL	All	RS485 Ethernet (opz)	Aurora Protocol String Modbus Protocol proprietario	SI	SI	SI
TRIO-20/27.6	All	RS485	Aurora Protocol String Modbus Protocol proprietario	SI	SI	SI
TRIO-TL-50/60	All	RS485	Aurora Protocol String Modbus Protocol proprietario Modbus Protocol Sunspec	SI	SI	SI
TRIO-TM-50/60	All	RS485 Ethernet	Aurora Protocol String Modbus Protocol proprietario Modbus Protocol Sunspec	SI	SI	SI
PVS-10/12.5/15	All	RS485 Ethernet	Aurora Protocol String (emulato) Modbus Protocol Sunspec	SI (tramite protocollo Aurora emulato)	SI (tramite protocollo Aurora emulato)	-
PVS-20/30/33	All	RS485 (opz) Ethernet	Aurora Protocol String (emulato) Modbus Protocol Sunspec	SI (tramite protocollo Aurora emulato)	SI (tramite protocollo Aurora emulato)	-
PVS-50/60	All	RS485 Ethernet	Aurora Protocol String Modbus Protocol proprietario Modbus Protocol Sunspec	SI	NO	-
PVS-100/120	All	RS485 Ethernet	Modbus Protocol Sunspec	NO	NO	-
PVR-65/75/80	All	RS485 Ethernet	Modbus Protocol Sunspec	NO	NO	-
PVS-175	All	RS485 Ethernet	Modbus Protocol Sunspec	NO	NO	-
PVI Central Modulo 55kW	PN: 3I19	RS485	NO	NO	NO	-
	PN: 3M04	RS485	Aurora Protocol Central	SI	SI	SI
	PN: 3L07	RS485	Aurora Protocol Central	SI	SI	SI
	PN: 3M05	RS485	Aurora Protocol Central	SI	SI	SI
PVI Central HV Modulo 67kW	PN: 3M62	RS485	Aurora Protocol Central	SI	SI	SI
	PN: 3M67	RS485	Aurora Protocol Central	SI	SI	SI
ULTRA	All	RS485	Aurora Protocol Central Modbus Protocol proprietario	SI	SI	SI
PRO-33	All	RS485	Proprietary Modbus RTU	NO	NO	-
PVS-800	All	RS485 (RMBA adapter) Ethernet (RETA adapter)	Modbus Protocol proprietario	NO	NO	-
PVS-980	All	RS485 (RMBA adapter) Ethernet (RETA adapter)	Modbus Protocol proprietario	NO	NO	-

Appendice 3 – Riferimenti

[1] Solar Inverter PVI-PMU – QIG:

<https://www.fimer.com/it/prodotti-e-servizi/solare/monitoraggio-e-controllo>

[2] VSN700-05 Datalogger – QIG:

https://www.fimer.com/sites/default/files/FIMER_VSN700_Quick%20Installation%20Guide_IT_RevD.pdf

[3] Device supported by VSN700-05:

https://www.fimer.com/sites/default/files/FIMER_Devices%20supported%20by%20VSN700-05-Datalogger_EN_Rev_A.pdf

[4] VSN700-05 Datalogger – specifiche tecniche:

https://www.fimer.com/sites/default/files/FIMER_VSN700%20Data%20Logger_IT_Rev_B.pdf

[5] VSN700-05 – Procedura di aggiornamento firmware:

https://www.fimer.com/sites/default/files/FIMER_Aggiornamento%20FW-VSN700-05_IT_Rev_A_0.pdf

[6] Mappe Modbus TCP disponibili sul sito Fimer.com:

<https://www.fimer.com/it/data-logger-e-controllo/vsn700-data-logger>

<https://www.fimer.com/it/inverter-fotovoltaici-trifase/pvs-203033-tl>

<https://www.fimer.com/it/inverter-fotovoltaici-trifase/pvs-1012515-tl>

<https://www.fimer.com/it/inverter-fotovoltaici-trifase/pvs-100120-tl>

<https://www.fimer.com/it/inverter-fotovoltaici-trifase/pvs-175-tl>

<https://www.fimer.com/it/inverter-fotovoltaici-trifase/pvs-5060-tl>

[7] Protocollo Aurora disponibile su richiesta – contattare MA Solar Italy al numero verde: 800.990.444