

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.15](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.15)**B5.15****LOKALNI SCADA SISTEMI I INTEGRACIJA FOTONAPONSKIH ELEKTRANA****SUBSTATION AUTOMATION AND SCADA SYSTEM WITH PHOTOVOLTAIC PLANT
CONTROL INTEGRATION****Aleksandar Marjanović, Zoran Stojanović, Uroš Njegovan***

Kratak sadržaj: Usled konstantnog porasta potrebe za energijom ali i sve prioritelnijih ekoloških kriterijuma pri zadovoljavanju istih, poslednjih decenija smo svedoci planova i projekata za integraciju velikog broja obnovljivih izvora energije, pre svega solarnih i vetro kapaciteta. Kako pomenuti projekti postaju realnost, jedan od glavnih izazova današnjice postaje stabilnost, odnosno regulacija elektroenergetskog sistema sa raznovrsnim i izrazito distribuiranim proizvodnim kapacitetima u kompleksnim tržišnim uslovima. Rezultat takvih okolnosti su sve strožiji uslovi za priključenje, tzv. "Grid Code", propisani od strane operatora sistema. Upravo zbog toga se sve češće dešava da se već u fazi studije izvodljivosti za solarne elektrane većih instalisanih kapaciteta javlja potreba za dokazivanjem performansi predmetne elektrane i njene usaglašenosti sa uslovima propisanim od strane operatora. Opravdanje za proširene zahteve može se naći i u iskustvima iz prakse koja pokazuju da intermitentnost proizvodnje solarnih elektrana, uz ostale potencijalno loše karakteristike, mogu biti prevaziđene, pa čak i pozitivno iskorišćene, pre svega u interakciji između glavnog kontrolera elektrane i funkcionalnosti instaliranih invertora. U ovom radu prikazan je primer kontrolera solarne elektrane formiranog proširenjem staničnog SCADA sistema priključne transformatorske stanice funkcijama za nadzor ali i za upravljanje solarnom elektranom. Dat je i pregled funkcionalnosti i kontrolnih algoritama koje je potrebno implementirati kako bi se postigla usaglašenost sa aktuelnim pravilima o radu u Srbiji i regionu. Kontroler iz predmetne elektrane je dalje testiran i na "hardware in loop" modelu solarne elektrane sa identičnim parametrima i algoritmima kao u stvarnoj elektrani. Navedeni pristup testiranja algoritma kontrolera predstavlja verodostojan test dokazivanja preformansi kontrolera uz najsavremenije alate na tržištu i može se iskoristiti za potvrdu usklađenosti radnih parametara solarne elektrane sa uslovima za priključenje već tokom izrade studije ili izbora opreme i komponenti elektrane.

Ključne reči: *Upravljanje fotonaponskim elektranama, SCADA, "hardware in loop" koncept, fotonaponske elektrane, integracija fotonaponskih elektrana*

*Aleksandar Marjanović, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Siemens doo Belgrade, aleksandar.marjanovic@siemens.com

Zoran Stojanović, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, stojanovic@etf.rs

Uroš Njegovan, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Siemens Energy, uros.njegovan@siemens-energy.com

Abstract: Due to the constant increase in energy demand and the increasingly prioritized ecological criteria in meeting these demands, in recent decades we have witnessed plans and projects for the integration of a large number of renewable energy sources, primarily solar and wind capacities. As these projects become a reality, one of the main challenges of today is the stability and regulation of the power system with diverse and highly distributed production capacities in complex market conditions. The result of such circumstances is increasingly strict connection and operational conditions, the so-called "Grid Code," prescribed by system operators. For this reason, it is becoming common that, already at the feasibility study stage for solar power plants with larger installed capacities, there is a need to prove the performance of the subject power plant and its compliance with the conditions prescribed by the operator. The justification for expanded requirements can also be found in practical experiences showing that the intermittency of solar power plant production, along with other potentially negative characteristics, can be overcome and even positively utilized, primarily in the interaction between the main controller of the power plant and the functionalities of the installed inverters. This paper presents an example of a solar power plant controller formed by expanding the SCADA system of the connection transformer station with functions for monitoring and managing the solar power plant. An overview of the functionalities and control algorithms that need to be implemented to achieve compliance with the current operating rules in Serbia and the region is also given. The controller from the subject power plant was further tested on a "hardware in loop" model of the solar power plant with identical parameters and algorithms as in the actual power plant. This approach to testing the controller algorithm represents a credible test of proving the controller's performance with the most modern tools on the market and can be used to confirm the compliance of the solar power plant's operating parameters with the connection conditions already during the study or equipment and component selection phase of the power plant.

Key words: *substation automation, photovoltaic plant control, grid code, hardware in loop, photovoltaic plants, SCADA*

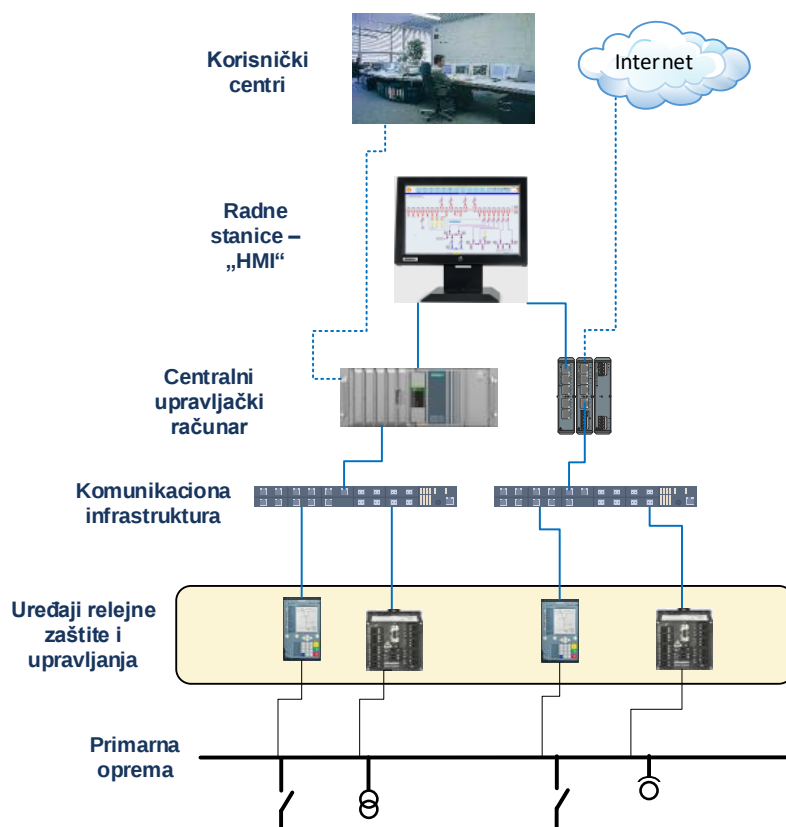
1 UVOD

Lokalni SCADA sistemi predstavljaju komunikacionu i upravljačku infrastrukturu u elektroenergetskim objektima koja za osnovnu svrhu ima sakupljanje svih informacija iz procesa odnosno primarne opreme, uređaja za relejnu zaštitu, meteoroloških stanica i sl, njihovu obradu, prikaz i dalji prenos u prilagođenom formatu i protokolu ka korisnicima van objekta. Arhitekture kao i tehnologije znatno variraju i najviše zavise od naponskog nivoa kao i od veličine objekta. Zajednička crta za gotovo sve upravljačke sisteme puštene u rad poslednjih godina je da su bazirane na Ethernet tehnologiji te su samim tim i fleksibilni i kompatibilni sa velikim brojem komunikacionih protokola. Donekle standardizovana struktura lokalnih SCADA sistema, usvojena od strane operatora prenosnog i distributivnog sistema, zastupljena je sa savremenim tehnologijama u velikom broju objekata elektroenergetskog sistema. Dopunu i proširenja upravljački sistemi u elektroenergetskim postrojenjima dobijaju upravo u vidu prenosa informacija ka i od novih korisničkih centra koji nastaju izgradnjom objekata korisnika sistema, među koje spadaju vetro i solarne elektrane. Potreba za komunikacionim povezivanjem novih korisničkih centara nastaje prvenstveno u transformatorskim stanicama koje su mesto priključenja novih elektrana, a potom i u dispečerskim centrima. Osnovna svrha je prikupljanje i razmena informacija koje treba da omoguće efikasno i pouzdano upravljanje i integraciju predmetnih elektrana, ali pored toga javljaju se novi izazovi, pre svega u vidu sajber bezbednosti, kao i u novim tehnološkim zahtevima potrebnim za procesuiranje novog seta informacija koji se prethodno retko sretao u elektroenergetskim postrojenjima.

Daljim razvojem i obradom informacija iz proizvodnih jedinica, povezani lokalni SCADA sistemi u pripadajućim objektima dobijaju nove funkcionalnosti, prvobitno u verifikaciji dobijenih podataka, a potom i kompleksnijih upravljačkih funkcija.

2 ARHITEKTURA LOKALNIH SCADA SISTEMA

Lokalni SCADA sistem u suštini se sastoji od centralnog upravljačkog računara (u serverskoj ili „Remote Terminal Unit“-RTU izvedbi), komunikacione infrastrukture za povezivanje sa procesnim uređajima, komunikacione infrastrukture za povezivanje sa udaljenim korisničkim centrima i opcionalno lokalnih radnih i inženjerskih računara sa prikazima („Human Machine Interface“-HMI).



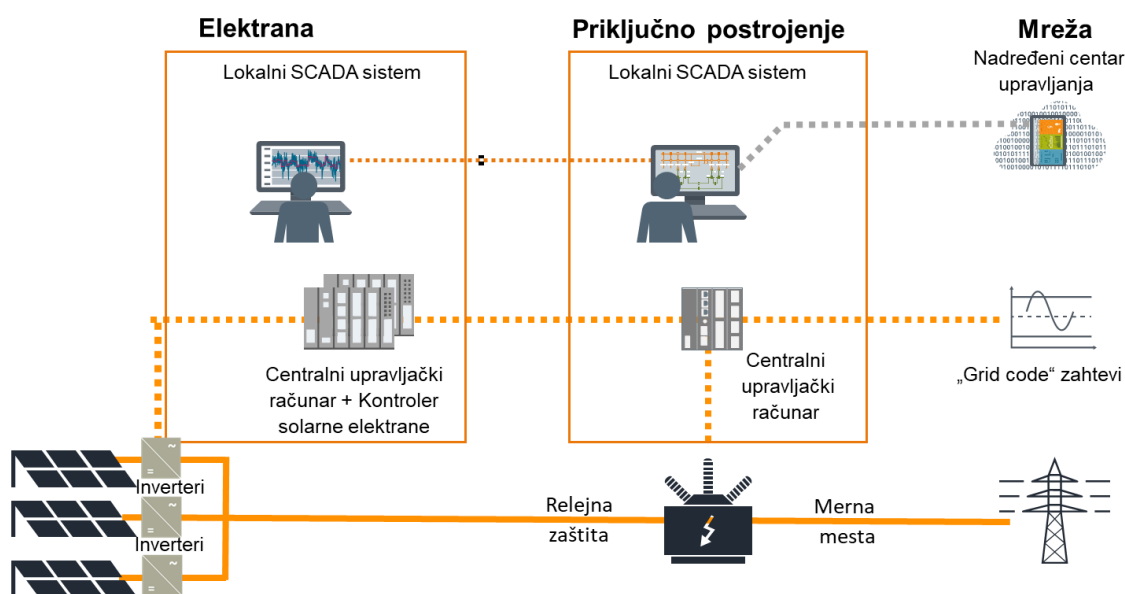
Slika 1: Arhitektura tipičnog sistema upravljanja u elektroenergetskim postrojenjima

Na slici 1. prikazan je primer tipičnog modernog lokalnog SCADA sistema gde se informacije iz inteligentnih elektronskih uređaja zaštite i upravljanja razmenjuju kroz Ethernet infrastrukturu sa centralnim upravljačkim računarom. Tipični protokoli koji se koriste su definisani standardom IEC61850, a neretko se sreću i Modbus TCP kao i Profinet. Upravo u centralnom upravljačkom računaru vrši se prvi nivo obrade informacija koje se pre svega validiraju, nakon čega ih algoritmi, ukoliko su implementirani, procesuiraju. Odabrane informacije se potom prosleđuju dalje ka operatorskim radnim stanicama gde se vrši njihova grafička reprezentacija i ka dispečerskim i drugim korisničkim centrima. Uobičajeni protokoli za slanje informacija van elektroenergetskih postrojenja su IEC 60870-5-104, IEC60870-5-101 i DNP3.

3 KONTROLER SOLARNE ELEKTRANE

Jedna od glavnih aktivnosti koja je u prethodnim godinama uticala na planove razvoja i proširenja elektroenergetskih sistema jesu zahtevi za priključenje velike količine obnovljivih izvora energije. U slučaju vetroelektrana, tehnologija upravljanja vetroturbinama je od početka razvijana od strane proizvođača turbina, te se i kontroleri vetroelektrana isporučuju uz proizvodne jedinice. Povezivanje sa nadležnim dispečerskim centrima se najčešće obavlja standardizovanim protokolima, dok se komunikaciona veza ostvaruje kroz priključna razvodna postrojenja operatora sistem prilikom čega se elektrana tretira upravo kao novi korisnički centar.

U slučaju solarnih elektrana, razvoj tehnologija je išao drugim putem. Različiti proizvođači fokusirali su se na pojedinačne segmente opreme i tehnologije, te se već kod izgradnje prvih fotonaponskih elektrana javila potreba za centralnim sistemom upravljanja, koji pre svega treba da objedini sve podsisteme elektrane u jednu celinu, a sa druge strane omogući jedinstven interfejs ka operatoru sistema. Prvobitno, operativni zahtevi fotonaponskih elektrana nisu bili previše kompleksni i sastojali su se od blokade ostrvskog rada, kontrolisanog uključivanja proizvodnih kapaciteta i eventualno zadavanja željene radne tačke za aktivnu ili reaktivnu snagu. Sa aspekta monitoringa i nadzora rada definisan je set informacija koje nadređeni dispečerski centar dobija u realnom vremenu i koji omogućava praćenje i poznavanje statusa celokupne elektrane, kao i priključnog postrojenja i rasklopne opreme. Vremenom su se operativni zahtevi od strane operatora, i distributivnog i prenosnog sistema, usložnjavali što se ogleda u činjenici da je postalo potrebno proširiti kontrolne funkcije prema fotonaponskim elektranama i implementirati zahtevnije algoritme u kontrolere. U ovom trenutku su određeni proizvođači opreme za lokalne SCADA sisteme uvideli mogućnost da se centralni upravljački računari iskoriste i u ovu svrhu. Prednost datog pristupa je što su ovi uređaji u priključnim postrojenjima već obrađivali većinu potrebnih informacija za kontrolne algoritme, a sa druge strane spregnuti su i sa komunikacionim sistemima elektrane kao i sa dispečerskim centrima (slika 2).



Slika 2: Novi koncept upravljanja i povezivanje elektrane u elektroenergetski sistem

3.1 Algoritam kontrolera

Prednost korišćenja centralnih upravljačkih računara kao kontrolera za fotonaponske elektrane je imala i pojedine mane, pre svega u zahtevima za sve većim procesorskim resursima za koje postojeći hardware nije bio planiran. Ovi uređaji su razvijani sa veoma moćnim komunikacionim interfejsima dok su njihovi logički procesori uglavnom bili neiskorišćeni usled ograničenog seta funkcija, koji je inače bio potreban u transformatorskim stanicama. Danas, funkcionalni zahtevi koji se sreću u fotonaponskim elektranama priključenim na srednji i visoki napon obuhvataju širok spektar algoritama koji pored sveobuhvatnog monitoringa i razmene informacija obavlja kompleksne proračune i proporcionalno-integralne korake sa brzim odzivom u vremenskom domenu. Osnovni set upravljačkih funkcija obuhvata mogućnost zadavanja radne tačke elektrani i to po aktivnoj i reaktivnoj snazi i faktoru snage, pri čemu se za referentnu vrednost uzimaju merenja u mestu priključenja, odnosno predaje električne energije. Pored toga, kompleksniji zahtevi obuhvataju i adekvatan „odziv“ elektrane na poremećaje u sistemu, pre svega u odnosu na odstupanje frekvencije i napona prema unapred definisanoj zavisnosti.

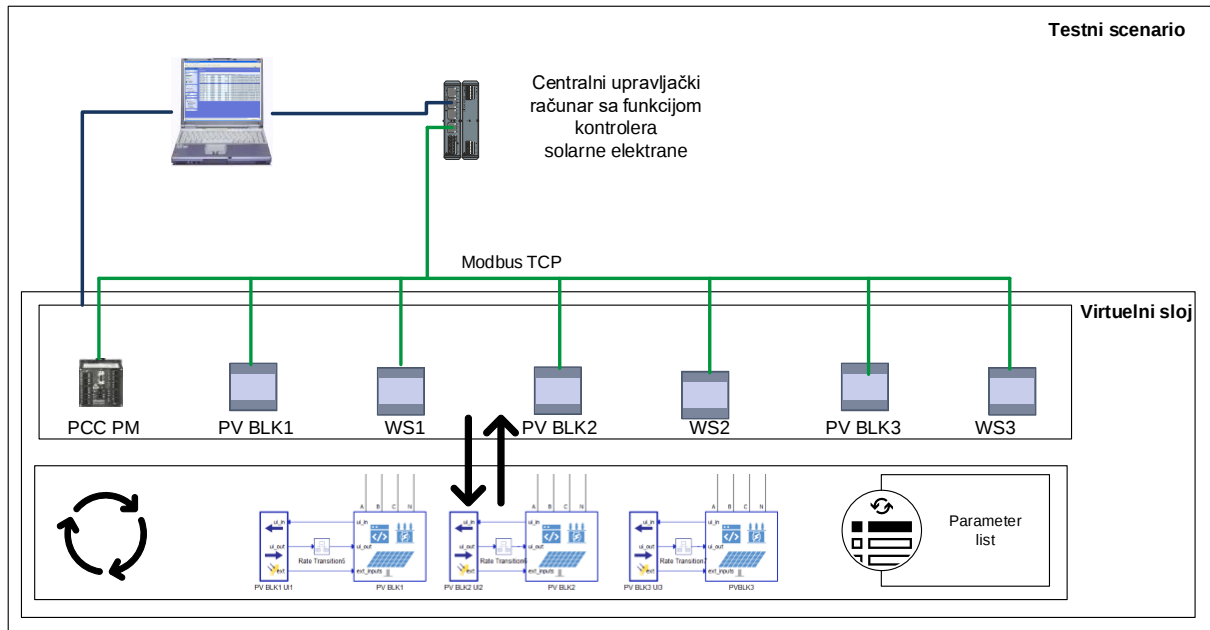
4 „HARDWARE IN LOOP“ MODEL ELEKTRANE

„Hardware in loop – HIL“ simulacije predstavljaju ispitnu metodologiju za validiranje kontrolnih i upravljačkih sistema u realnom vremenu. Ona premošćuje jaz između virtuelnog i fizičkog testiranja stvaranjem dinamičnog testnog okruženja gde kontroler (uređaj koji se testira) interaguje sa verodostojnom, realnom simulacijom procesa, omogućavajući inženjerima da testiraju scenarije koji bi bili previše skupi ili opasni za rekreaciju u fizičkoj laboratoriji. Ona nudi sigurniju, ekonomičniju i fleksibilniju alternativu tradicionalnim metodama testiranja, dok pruža veoma tačne rezultate u realnom vremenu. HIL simulacija funkcioniše tako što virtuelno replicira fizičke komponente sistema kao što su senzori, aktuatori i konvertori unutar okruženja za simulaciju u realnom vremenu, dok stvarni uređaj koji se testira spreže sa virtuelnim modelom. Tipična testna postavka je podeljena na dva sloja: virtuelni sloj, gde se deo sistema modeluje i simulira u realnom vremenu, i stvarni sloj, koji se sastoji od uređaja koji se testira - kontrolera, uključujući njegov hardver, firmware i softver. Ovaj kontroler interaguje sa simuliranim okruženjem, koje oponaša fizički sistem emulirajući različite testne uslove i scenarije. Kontinuirana razmena signala/podataka između kontrolera i simulatora osigurava povratne informacije u realnom vremenu, omogućavajući kontroleru da se ponaša tačno kao što bi se ponašao u stvarnom sistemu. Ovo čini testni scenario gotovo identičnim stvarnom radu, omogućavajući sigurnu i sveobuhvatnu validaciju performansi pre integracije u stvarni sistem.

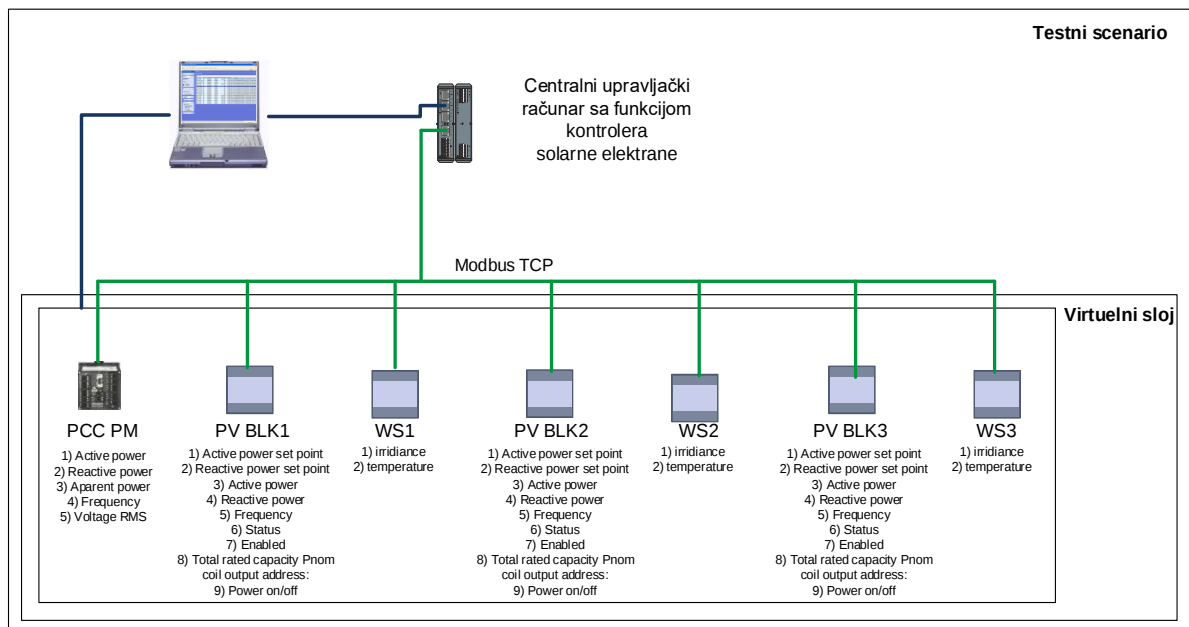
Upravo na osnovu prethodno rečenog, HIL scenario predstavlja savršeno okruženje za formiranje modela fotonaponske elektrane i testiranja upravljačkih funkcija kontrolera. Testna postavka sa HIL modelom elektrane i kontrolerom prikazana je na slici 3.

Virtuelni sloj HIL simulacije se sastoji od modela 3 bloka solarne elektrane označenih kao PV BLK1, PV BLK2 i PV BLK3 instalisanih snaga sa 35kW strane od 10MW, 15 MW i 25MW respektivno. Blokovi su povezani u zajedničkoj priključnoj transformatorskoj stanici 110/35kV, gde je 35kV naponski nivo u mreži elektrane dok je 110kV naponski nivo spregnut sa modelom visokonaponske mreže i elektroenergetskog sistema. Sprega između HIL simulacije i uređaja koji se testira u navedenom slučaju ostvarena je posredstvom Modbus TCP protokola koji predstavlja i najčešći komunikacioni protokol koji se sreće u solarnim elektranama. U virtuelnom sloju HIL modela implementirano je ukupno 7 Modbus TCP Server komunikacionih drajvera, kao što je prikazano na slici 4. Svaki od ovih drajvera je verna informaciona replika stvarnih uređaja koji se sreću u navedenim scenarijima:

1. **PCC PM** – Modbus TCP model mernog uređaja na 110kV dalekovodu;
2. **PV BLK1** – Modbus TCP model koncentrataora podataka u prvom bloku elektrane;
3. **WS 1** – Modbus TCP model meteorološke stanice u prvom bloku elektrane
4. **PV BLK2** – Modbus TCP model koncentrataora podataka u drugom bloku elektrane;
5. **WS2** – Modbus TCP model meteorološke stanice u drugom bloku elektrane
6. **PV BLK3** – Modbus TCP model koncentrataora podataka u trećem bloku elektrane;
7. **WS3** – Modbus TCP model meteorološke stanice u trećem bloku elektrane.



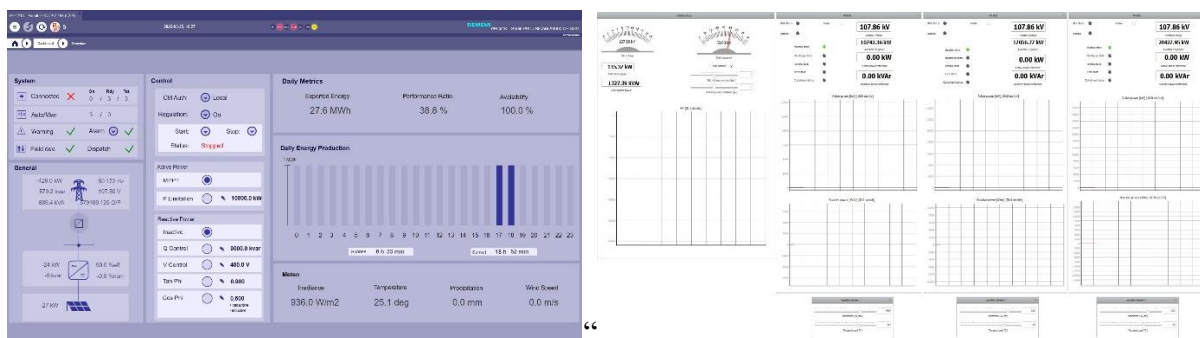
Slika 3: Testna postavka sa HIL modelom elektrane i kontrolerom



Slika 4: Modbus TCP informacioni model u HIL-u

5 TESTIRANJE FUNKCIONALNOSTI KONTROLERA

Uređaj koji se testira predstavlja centralni upravljački računar 110kV/35kV transformatorske stanice u „RTU“ izvedbi sa funkcijom kontrolera solarne elektrane. Kao što je prikazano na Slici 4. kontroler dobija informacije iz procesa iz HIL modela solarne elektrane putem Modbus TCP protokola. Pritom, sa strane kontrolera ne postoji razlika izmedju realnih procesnih podataka koje bi sakupljao u stvarnoj solarnoj elektrani, čime je omogućeno njegovo verodostojno testiranje. Na osnovu dobijenih merenja i statusa uređaja u elektrani kao i zadatih režima rada, algoritam kontrolera izračunava i zadaje postavne „set point“ vrednosti za aktivnu i reaktivnu snagu svakom od blokova koristeći Modbus TCP mehanizam za upisivanje vrednosti registra. Praćenje radnih parametara i postavljanje vrednosti vrši se u web serveru kontrolera i u HIL kontrolnom panelu sa druge strane, kao što je prikazano na slici 5.



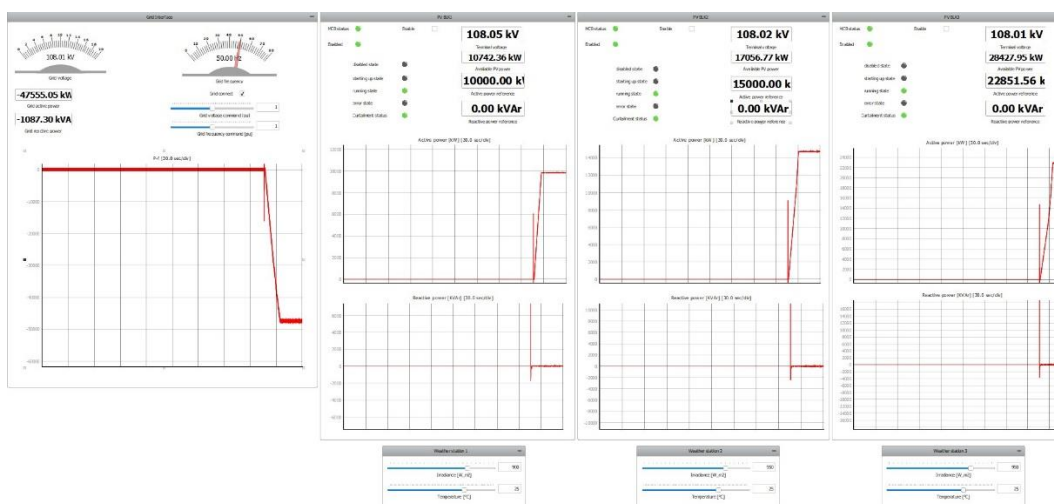
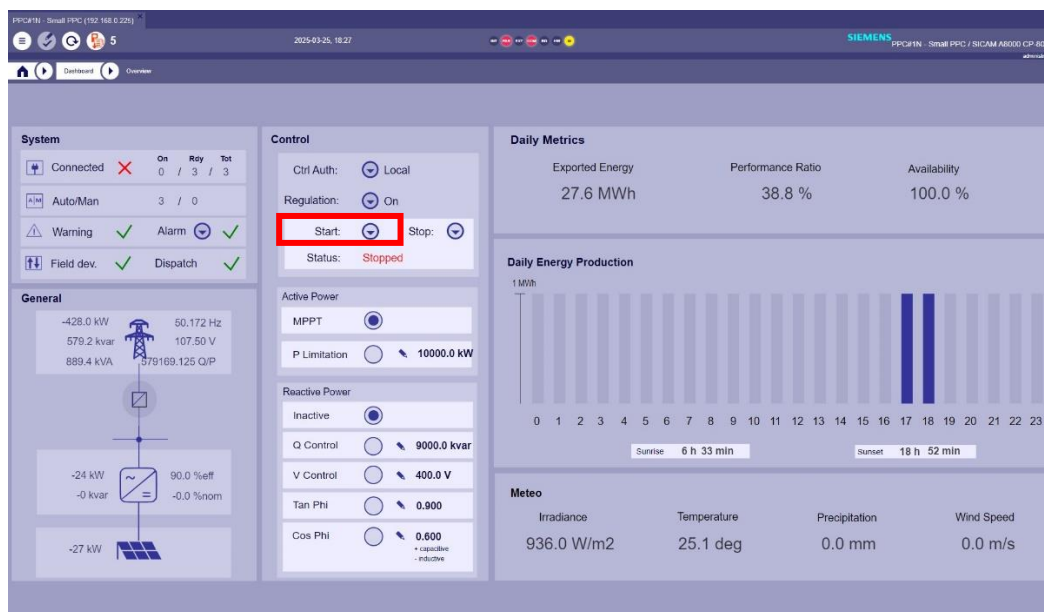
Slika 5: Ekran kontrolera elektrane (levo) i HIL kontrolnog panela (desno)

Algoritam kontrolera solarne elektrane obuhvata širok spektar radnih režima i postavnih vrednosti u uslovima za priključenje koji se sreću danas u različitim zemljama. Konkretno funkcionalnosti testirane u okviru ovog rada ujedno su i one koje se najčešće zahtevaju:

1. Pokretanje i bezbedno zaustavljanje fotonaponske elektrane,
2. Praćenje maksimalne aktivne snage,
3. Kontrola aktivne snage uz određen gradijent – „ramp rate“

5.1 Ispitni scenario 1: Pokretanje fotonaponske elektrane

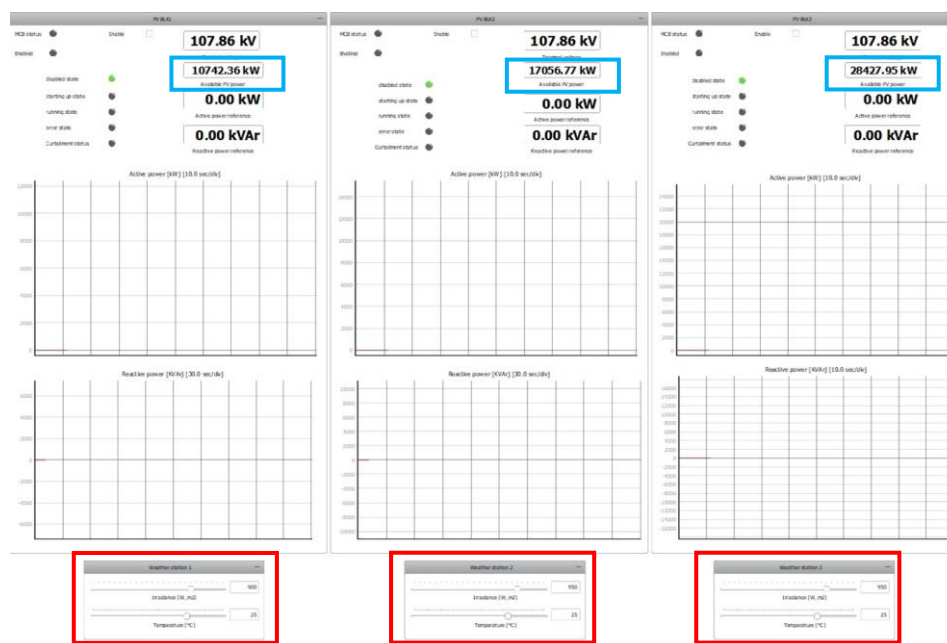
Osnovna funkcionalnost kontrolera predstavlja mogućnost da, uz izdatu komandu iz dispečerskog centra ili sa kontrolnog ekrana, izvrši postepeni start svih elemenata (invertora) u elektrani i dovede ih u postavljeni radni režim. Dodatno, kontroler mora da ima i mogućnost da u slučaju zadavanja stop komande zaustavi sve proizvodne jedinice. Iako navedene sekvence zvuče jednostavno, bezbedno zaustavljanje invertora uz izdavanje komande za stop/start podrazumeva i kontinualno praćenje njegovog statusa tokom celokupne sekvence. Prilikom izdavanje komande za Start sa ekrana kontrolera, najpre se proverava trenutni status elektrane i svih njenih proizvodnih jedinica koje kontroler dobija kroz Modbus TCP informaciju „Status“. Nakon potvrde da su invertori ispravni i dostupni, kontroler šalje svakom od PV BLK komandu za uključenje, prati njihovu tranziciju iz „Disabled state“ u „Starting up state“ do postizanja „Running state“, nakon čega ih preko zadatih postavnih vrednosti aktivne i reaktivne snage postavlja u zadati režim. Sekvenca startovanje solarne elektrane prikazana je na slici 6.



Slika 6: Sekvenca startovanja elektrane i postizanja nominalne snage

5.2 Ispitni scenario 2: Praćenje maksimalne aktivne snage

Prethodno je prikazano priključenje elektrane i postizanje nominalne snage nakon toga. Praćenje maksimalne radne tačke sa aspekta proizvodnje aktivne snage u elektrani poznato i kao „Maximum power point tracking – MPPT“ podrazumeva mnogo više od zadavanja maksimalne snage invertora kao postavne vrednosti. Algoritam prvenstveno mora da proračuna, na osnovu meteoroloških podataka, maksimalnu aktivnu snagu koju invertori mogu proizvesti u datom trenutku. Upravo u tu svrhu je u HIL modelu elektrane implementirana i meteorološka stanica koja za svaki od PV BLK pruža merenja iradijacije i temperature ambijenta. Ove vrednosti se zadaju ručno u HIL kontrolnom panelu i u odnosu na zadatu vrednost kontroler izračunava maksimalno dostupnu snagu u tom trenutku. Zadane vrednosti meteoroloških podataka i sračunate vrednosti maksimalne snage prikazi su na slici 7.

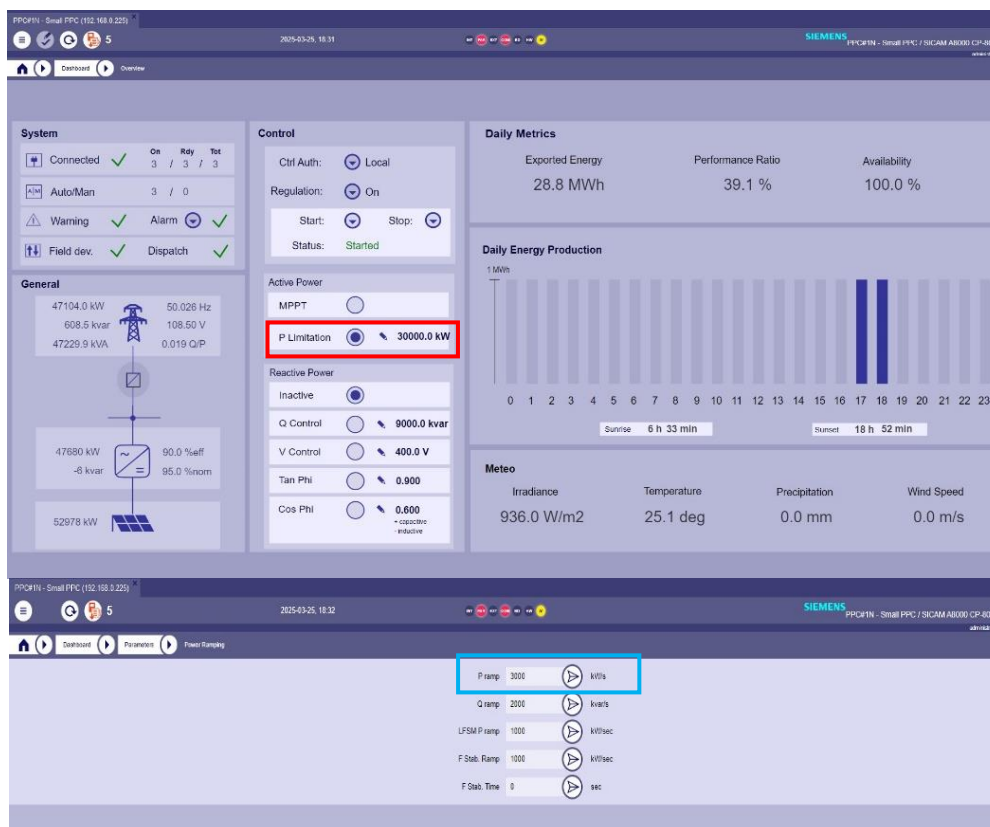


Slika 7: Postavke meteoroloških podataka (crveno) i proračunate vrednosti maksimalne aktivne snage (plavo)

5.3 Ispitni scenario: Upravljanje aktivnom snagom uz zadani gradijent – „ramp rate“

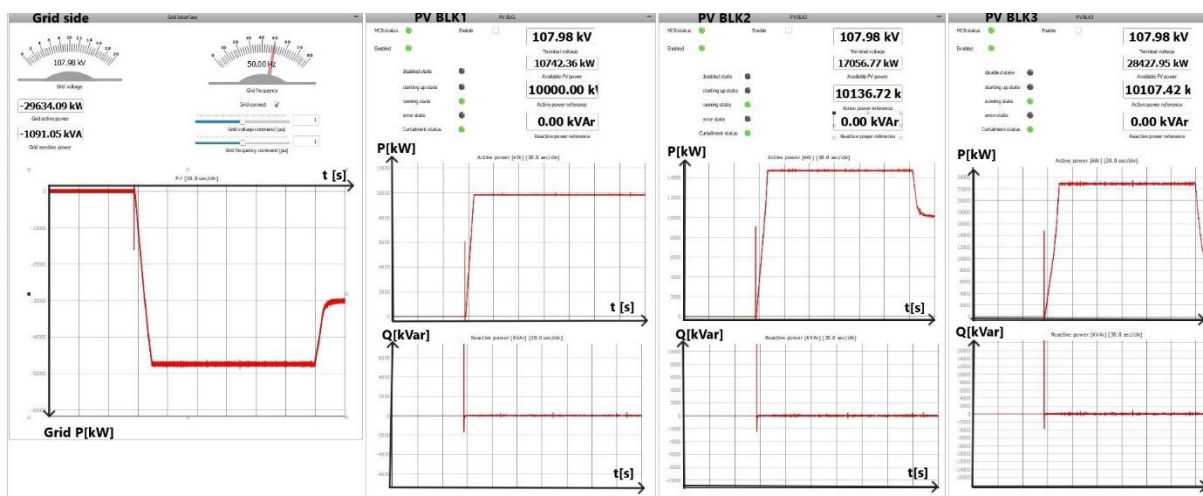
Upravljanje aktivnom snagom u ovom eksperimentu se zasniva na procesuiranju postavne vrednosti koja je zbirna za celu elektranu i ekvivalentna je scenariju u kome se iz dispečerskog centra dobija radna tačka koju elektrana mora u datom trenutku pratiti. Kontroler po aktivaciji ovog režima i na osnovu zadate vrednosti preračunava aktivnu snagu za svaki PV BLK uzimajući u obzir i gradijent po kome je treba postići.

Nakon uključenja elektrane i postizanja maksimalne aktivne snage i MPPT režima opisanih u tačkama 5.1 i 5.2, zadaje se postavna vrednost za aktivnu snagu od 30MW (30000kW) uz gradijent „P ramp“ od 3000kW/s (slika 8). Algoritam kontrolera u datom režimu preračunava pojedinačne postavne vrednosti za PV BLK i od trenutne aktivne snage, uz podešeni gradijent, izdaje komande svakom od PV BLK obezbeđujući postepeno snižavanje izlazne snage elektrane. Bitno je napomenuti da algoritam u opisanom režimu prati merenja aktivne snage svakog od invertora kao i merenje na 110kV strani i radi u režimu PID kontrolera.



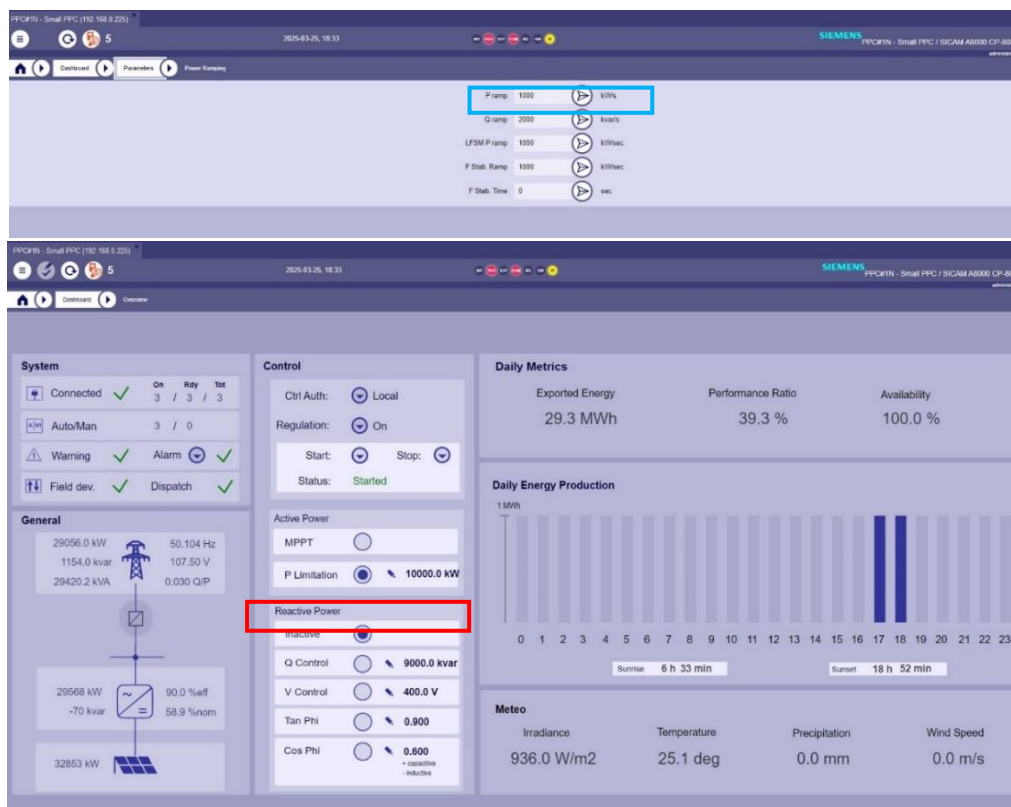
Slika 8: Prva postavna vrednost za aktivnu snagu (crveno) i postavljeni gradijent (plavo) u kontroleru

Rezultat opisane postavke sa strane HIL modela prikazan je na slici 9, gde se na dijagramima aktivne snage za svaki od blokova uočava redukcija snage proizvodnje PV BLK2 za približno 5MW i PV BLK3 za približno 10MW, dok PV BLK1 zadržava punu nominalnu snagu. Ovakav scenario je rezultat prioritizacije kojom se ne poseže sa ravnomernom raspodelom redukcije aktivne snage po svakoj od proizvodnih jedinica već se ona raspodeljuje u zavisnosti od instalisane snage.



Slika 9: Prikazi u kontrolnom panelu HIL-a nakon procesuiranja prve postavne vrednosti.

U narednom koraku, smanjuje se gradijent aktivne snage na 1000kW/s nakon čega se izdaje nova postavna vrednost od 10MW (10000kW), kao što je prikazano na slici 10.



Slika 10: Druga postavna vrednost za aktivnu snagu (crveno) i postavljeni gradijent (plavo) u kontroleru

U ovom trenutku je već aktivna prva postavna vrednost i elektrana radi sa aktivnom snagom od oko 30MW u tački priključenja TS 110kV/35kV. U ovom slučaju se snaga elektrane redukuje tako da svaki od blokova radi sa približno istom snagom od oko 3.3MW, što je i prikazano na slici 11. Sa slike se može uočiti i razlika u nagibu krive aktivne snage u transformatorskoj stanici što je uzrokovano 3 puta manjim koeficijentom u odnosu na prvu postavnu vrednost.



Slika 11: Prikazi u kontrolnom panelu HIL-a nakon procesuiranja druge postavne vrednosti

6 ZAKLJUČAK

Prikazani rezultati iz ispitnih scenarija pokazuju da su funkcionalnosti kao i podešenja kontrolera solarne elektrane u skladu sa zahtevanim, odnosno specificiranim. Prikazana metodologija testiranja kao i ispitna postavka korišćenjem HIL-a korišćena je i za proveru gotovo svih funkcionalnosti kontrolera solarne elektrane što prevazilazi obim ovog rada. Poseban značaj opisanog postupka testiranja je verifikacija traženih funkcionalnosti u fazi odabira opreme, odnosno tehničkog rešenja. Operativni i funkcionalni zahtevi propisani od strane operatora sistema sadržani su u tzv. Uslovima za priključenje („Grid Code“) i postali su ključni dokument koji dobrim delom definiše i arhitekturu i opremu u elektrani. Eventualno odstupanje ili neispunjavanje propisanih parametara i funkcionalnosti može dovesti do isključenja elektrane sa mreže i potrebe za ponovnim dokazivanjem performansi što uzrokuje velike gubite, kako u neproizvedenoj električnoj energiji, tako i u potrebi za dodatnim angažovanjem ispitivača. Upravo zbog toga se u praksi sve češće sreće zahtev od investitora za dokazivanjem traženih performansi u ranim fazama razvoja, gde predstavljena ispitna procedura ima poseban značaj, posebno ako se model solarne elektrane i mreže u HIL-u može u potpunosti prilagoditi stvarnom scenariju.

7 ZAHVALNICA

Ovaj rad je finansijski podržan od strane Ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije, br. ugovora: 451-03-137/2025-03/200103.

8 LITERATURA

- [1] IEC TR 61850-90-4 ED2 Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-4: Network engineering guidelines”, 2019.
- [2] On hardware-in-the-loop simulation, Proceedings of the 44th IEEE Conference on Decision and Control, and the European Control Conference, CDC-ECC 2005.
- [3] Sk. A. Aleem, S. M. S. Hussain, T. S. Ustun, „A Review of Strategies to Increase PV Penetration Level and Impact of PV Penetration on Grid”, Energies, vol. 13, no. 3, pp. 636, 2020.
- [4] Robin Bourgeon, „Implementation and testing of photovoltaic Power Plant Control in a scaled platform“, Master’s thesis– Master in Energy Engineering, UPC-ETSEIB 2017.