

ISKUSTVA U UVOĐENJU NOVOG LOKALNOG I DALJINSKOG UPRAVLJANJA U TS 110/X/Y KV

M.Ždralović, Elektroprenos BiH, Bosna i Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

U Bosni i Hercegovini su okončana dva velika projekta u uvođenju novog lokalnog i daljinskog upravljanja u transformatorskim stanicama visokog napona. To su: projekat pod nazivom „Power III“, koji je obuhvatio sve 400/220/110 kV stanice u BiH (njih 17), i projekat pod nazivom „Scada sistemi u BiH“, koji je obuhvatio preostale stanice 110/x/y kV napona. To je, na kraju, dalo da je na Sistem Scada-e priključeno oko 120 takvih stanica u 5 dispečerskih centara u BiH. Uvođenje posljednjih TS je pri kraju, a iskustva pri radu na ovakvom sistemu će biti opisana u ovom radu u dvije faze: postupak izdavanja tender-a, i realizacija, odn. puštanje u pogon ISAS/RTU objekata i njihovo povezivanje na 4 dispečerska centra Operativnih područja i dispečerski centar Nezavisnog operatera sistema BiH. Težište rada će biti na 110 kV naponu (projekat „Scada sistemi u BiH“).

Ključne reči: Scada, ISAS, RTU, lokalno i daljinsko upravljanje.

UVOD

Da bi se uveo (ili modernizovao) SCADA sistem, rekonstruisale relejne zaštite i odabrao sistem za nadzor i upravljanje u transformatorskim stanicama (TS), jedan od najvažnijih zadataka je adekvatan izbor upravljačkih sistema u TS 110/x/y kV sa stanovišta tehničkih rješenja, a u cilju zadovoljenja upravljanja, pouzdanosti, raspoloživosti i stabilnosti elektroenergetskog sistema (EES).

Platforme koje su primjenjene pri realizaciji upravljačkih sistema u objektima (TS) su ISAS (Integrated Substation Automation System) i RTU (Remote Terminal Unit).

1. KRITERIJI PRI ODABIRU OPREME

Svi isporučioци električne energije se suočavaju, u zadnje vrijeme, sa promjenama vezanim za privatizaciju, deregulaciju i internacionalizaciju. Takođe su isporučioци vezani i za rekonstrukciju svojih postrojenja zbog dotrajalosti svoje opreme (i primarne i sekundarne) i smanjenja pouzdanosti, sigurnosti i raspoloživosti elektroenergetskog sistema u cilju kvalitetne isporuke električne energije.

Postavljaju se daleko veći zahtjevi za cjelokupan EES.

Zahtjevaju se poboljšane zaštitne, upravljačke i informativne performanse. Treba optimizirati raspoloživost, sigurnost i pouzdanost el.energetske mreže kroz inteligentne zaštite i efikasan upravljački i informacioni menadžment trafo stanica.

E-mail: zdralm@yahoo.com

ISAS rješenje u automatizaciji trafo stanica podrazumjeva uvođenje decentralizovanog upravljanja preko ormara polja opremljenih inteligentnim (μ P) zaštitnim i upravljačkim jedinicama, komunikacionog interfejsa i staničnog računara sa lokalnom SCADA-om.

2. IZBOR NAČINA PRIPREME TS ZA LOKALNO I DALJINSKO UPRAVLJANJE

Tipična struktura 110 kV mreže u Bosni i Hercegovini je „ostrvskog“ tipa sastavljena od niza 110 kV vodova između dvije bliske TS naponskog nivoa 400 i 220 kV. 110 kV vodovi napajaju VN (visokonaponske) potrošače i TS 110/x/y kV koje dalje napajaju SN (srednjenaponske) mreže. Postoji više različitih tipova vodova: feederi – spajaju dva različita napojna čvora i napajaju nekoliko VN trafostanica povezanih redom; radijalni vodovi; prstenasti vodovi – počinju i završavaju na istom naponskom čvoru; povezujući vodovi; poprečni vodovi.

Kriteriji za planiranje opremanja TS 110/x/y kV upravljačkim sistemima su:

- 1) Mjesto trafo stanice i njen značaj u 110 kV mreži: (da li je glavna napojna u EES, da li je čvorna TS, da li je feeder – u ovim slučajevima je pogodna za ISAS); ako je radijalna – onda je pogodna za RTU.
- 2) Stanje sekundarne opreme u TS sa aspekta starosti i dotrajalosti.

U ISAS objektima sva sekundarna oprema se mijenja (nove zaštite se uvode sa upravljačkim jedinicama u ormar polja na 110 kV naponu), a na srednjem naponu se uvode kompaktne jedinice (integrisane zaštitne i upravljačke funkcije u jednom kućištu). Ako je objekat odabran za ISAS i ako već postoje nove zaštite na 110 kV poljima, i kompaktne jedinice na SN, tada se zahtjeva od isporučioaca izrada protokol konvertera, koji bi te postojeće jedinice integrisao u sistem na nivou TS.

Slijedeći navedene kriterije zaključujemo da transformatorske stanice na feederima trebaju se, radi višeg nivoa pouzdanosti, raspoloživosti i stabilnosti pripremiti i opremiti za ISAS; takođe i čvorišta, dok se trafo stanice na radijalnim vodovima trebaju opremiti za daljinsko upravljanje ugradnjom RTU-a.

3. ZAHTJEVI NA ISAS

3.1. Platforma automatizacije trafostanica

ISAS se sastoji od tri nivoa: nivo stanice, nivo polja/ćelije, nivo procesa (aparata). Na svakom od ova tri nivoa treba biti omogućeno lokalno upravljanje. U većim trafostanicama (feederi i čvorne TS u kojima je predviđen ISAS) treba predvidjeti lokalni računarski SCADA sistem za upravljanje na nivou trafo stanice. Ostale (radijalne TS - koje su predviđene za RTU) TS 110 kV mreže mogu biti bez računara na koje je instalisana lokalna SCADA, jer se predviđa upravljanje SCADA-om iz pripadajućih dispečerskih centara.

Trafo stanice 110/x/y kV u Bosni i Hercegovini su, u suštini, objekti sa trostrukom nadležnošću:

- 1) 110 kV dio je pod nadležnošću Elektroprenosa, kao i 35 (20,10) kV strane trafoa i spojna polja (podružna rastavljanja) na SN (ako postoje). Dispečerski centri Operativnih područja Sarajevo, Banja Luka, Tuzla i Mostar nadležni su za upravljanje i nadzor većeg dijela 110 kV mreže.
- 2) Ostali srednjenaponski (SN) dio je pod nadležnošću pripadajuće Elektrodistribucije. U Operativnom području Sarajevo postoje Dispečerski centri Elektrodistribucija Sarajevo, Zenica, Pale, Goražde i Višegrad.
- 3) 400/220/110 kV mreža je pod nadležnošću NOS-a (Nezavisni Operator Sistema-bivši ZEKC - Zajednički elektroenergetski koordinacioni centar u BiH). NOS upravlja i nadzire 400 kV, 220 kV i dio 110 kV mreže.

Zbog toga komunikacioni interfejs za ISAS i komunikacioni dio RTU-a moraju imati 3 porta za komunikaciju sa nadležnim centrima u BiH. Ti centri su:

- Dispečerski centar Nezavisnog Operatora Sistema – jedan port (on upravlja mrežom 110 kV i više, a kod transformatora 110/x/y zanima ga upravljanje samo primarne strane)
- Dispečerski centri Operativnih područja – drugi port (postoje 4 Dispečerska centra Operativnih područja: Banja Luka, Sarajevo, Mostar i Tuzla)
- Jedan od pripadajućih Elektrodistributivnih dispečerskih centara – treći port.

Smještaj opreme polja za zaštitu, nadzor i upravljanje može biti, zavisno od naše odluke, u terminal-ormarima smještenim u vanjskom postrojenju u zoni polja ili u ormarima u komandnim zgradama.

3.2. Instalacija opreme

- Smještaj opreme u ormarima polja, u zoni polja u vanjskom postrojenju, smanjuje potrebne količine kablova. Postiže se elektromagnetna neosjetljivost, zbog korištenja fiber-optičke veze, do opreme višeg nivoa. Postiže se mogućnost tipiziranog pristupa projektovanju i izvođenju radova. Potrebno je, međutim, grijanje i ventilacija ormara, pažljivija izvedba kanala za smještaj optičkih kablova, pažljivije izvršiti sva spajanja, itd. Ormari polja trebaju imati dvoja vrata. Na unutrašnjim treba smjestiti upravljačku i zaštitnu jedinicu, a vanjska trebaju biti od providnog pleksiglasa, kojim se štiti oprema od direktnog uticaja klimatskih faktora. Ovaj ormar će imati i funkciju regrupacije kablova od VN aparata.
- Smještaj opreme u ormarima polja u komandnoj zgradi ne zahtjeva nikakve specijalne uslove sa aspekta grijanja, klime, vlage, itd. Ormari polja bi se ugrađivali na mjestima, i umjesto, komandnih i relejnih ploča (KP i RP) ili KRO-ormara (komandno-relejnih ormara), zavisno šta egzistira u trafo stanicama. Ovaj način podrazumjeva zadržavanje postojećih kablova iz vanjskih postrojenja ili, ako su ti kablovi stari i dotrajali, njihovu kompletnu zamjenu.

3.3. Savremena rješenja automatizacije u TS

Savremeni sekundarni sistem podrazumjeva sistem decentralizovane strukture sklopova u kojem se zadaci sistema ostvaruju opremom utemeljenom na radu mikroprocesora i digitalnoj obradi signala, te digitalnoj komunikaciji unutar sistema i prema vani. Takav se sistem zove Sistem upravljanja i zaštite (Control and Protection System).

Što se tiče mjesta zaštite unutar takvog sistema, danas su u upotrebi dva* hardverska rješenja opreme na nivou polja.

- Prvo rješenje polazi od toga da zaštita ostane potpuno nezavisna od ostalih faktora sekundarnog sistema. Misli se na hardversku i softversku nezavisnost. Na nivou polja imamo posebnu upravljačku i posebnu zaštitnu jedinicu. Integracija na nivou polja i postrojenja ostvaruje se optičkim povezivanjem interfejsa digitalne opreme. Interfejs i komunikacija se temelje na IEC 870-5 protokolima.
- Drugo rješenje takođe podrazumjeva nezavisnost funkcija zaštite, ali hardverski i softverski integriše sve funkcije na nivou polja u jedan uređaj – terminal polja (feeder terminal), odnosno u jednu kompaktnu, nadzornu, upravljačku, zaštitnu, mjernu i komunikacionu jedinicu. Kada se provodi hardverska integracija „u jedno kućište“ ono se mora temeljiti na principu funkcionalnih blokova sa potpuno nezavisnim sklopovima. Parametriranje i programiranje zaštite mora biti nezavisno od programskih sekvenci za druge funkcije.

Moguće je iskoristiti postojeće mikroprocesorske zaštite u trafo stanicama i u novom ISAS sistemu. Ta oprema može biti i različitog proizvođača nego oprema isporučioaca novog sistema. To zahtjeva od isporučioaca izradu tzv. protokol konvertera da bi se postojeće zaštite integrisale u novu opremu. Izradu protokol konverzije treba predvidjeti u svim slučajevima gdje mislimo uštediti i iskoristiti dio postojeće opreme (μP zaštite).

Terminal polja (u oba slučaja*) prima informacije sa SMT (strujnih mjernih transformatora) i NMT (naponskih mjernih transformatora); ima u sebi mjerne pretvarače; komande se prosljeđuju na uključno-isključne krugove VN aparata (Q0 – prekidač, Q1 – sabirnički rastavljač, Q9 – izlazni rastavljač, Q8 – uzemljivač) sa ili bez interposing releja; signalizacije položaja prekidača i rastavljača su preko digitalnih ulaza, takođe obuhvataju i alarme, a u terminalu polja se oblikuju i blokadni uslovi.

Preferiraju se razdvojene upravljačke i zaštitne jedinice na 110 kV nivou, a kompaktne upravljačko/zaštitne jedinice na 35 kV, 20 (10) kV naponskom nivou.

Upravljačka jedinica je, pored svojih osnovnih funkcija, i zamjena za logičke module, upravljačke kontakte, međublokadne releje, mozaik ploču, alarmnu ploču; uz jednostavnije ožičenje itd. Upravljačka jedinica se optičkim interfejsom povezuje sa ostalim jedinicama u drugim poljima, staničnim računarom itd.

3.4. RTU kao dio ISAS-a

U sklopu ISAS-a postoji potreba za prikupljanjem i obradom dijela informacija iz trafo stanice koje ne pripadaju poljima. To su informacije sa vlastite potrošnje TS, opšti signali za TS, eventualno informacije sa mjernih polja, itd. Ove informacije će se prikupljati i obrađivati preko RTU-a manjeg

kapaciteta, koji može biti smješten i u komunikacioni ormar (često se zove Y1-ormar) u komandnoj zgradi. Ovaj tzv. mini RTU je povezan sa ISAS-om optikom, a sa procesom žičano.

3.5. Implementacija ISAS-a

Trafo stanice 110/x/y kV se prema izvedbenom stanju 110 kV dijela mogu podijeliti na one:

1. koje imaju ormare za regrupaciju kablova u VN postrojenju (tzv. CQ-ormariće)
2. koje imaju priključne kablove sa VN aparata dovedene do KRO ormara u komandnoj prostoriji
3. koje već imaju aparatnu kućicu u VN postrojenju ili je treba izgraditi (veće TS)
4. koje imaju VN postrojenje kompletno unutar komandne zgrade TS.

ISAS strategija podrazumjeva ugradnju ormara polja na svakom 110 kV polju. Ormar polja ima hardverski odvojene upravljačku i zaštitnu jedinicu, koje su integrisane funkcionalno. Ormari polja se fiber-optičkim kablovima povezuju na komunikacioni interfejs, a preko njega na stanični računar i dalje na dispečerski centar (3 porta u komunikacionom interfejsu za tri nivoa dispečerskih centara).

4. IMPLEMENTACIJA RTU-a

4.1 Centralizovani RTU

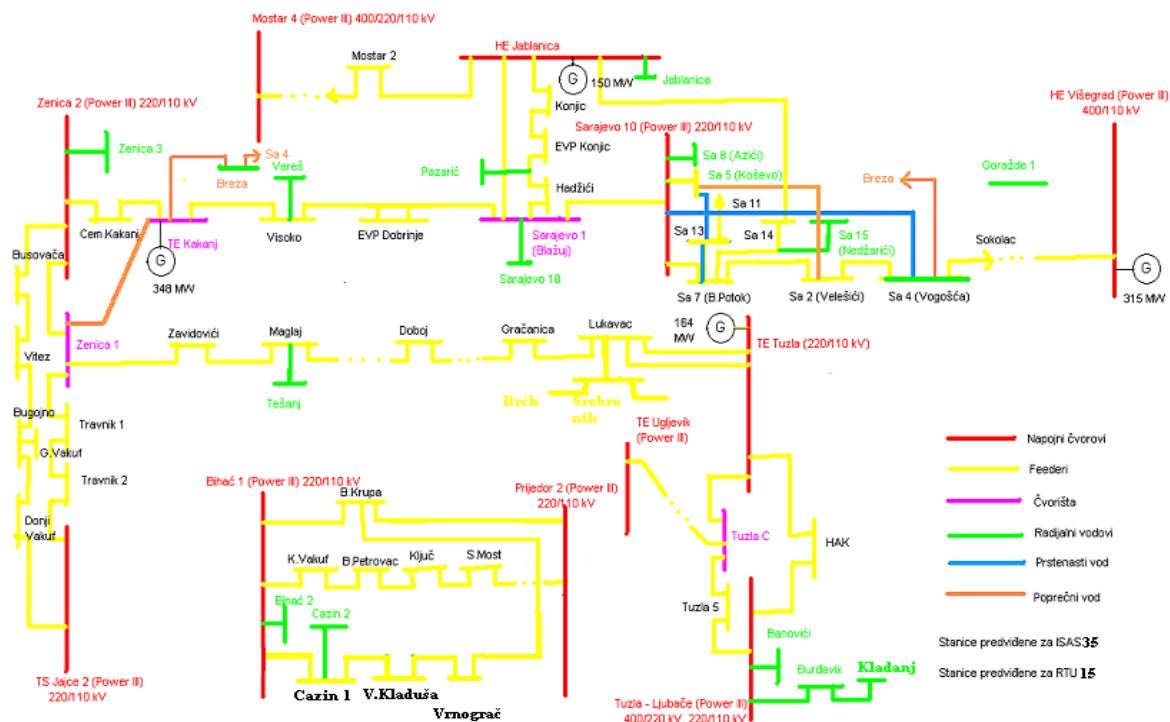
Objekat se priprema klasično sa OGR (ormar regrupacije kablova) ormarima i mjernim pretvaračima sa kojih se informacije dovode u RTU.

Sve prilagođene informacije se dovode preko žičanih kablova. Između postrojenja i RTU-a je potrebna, dakle, ugradnja galvanske izolacije i mjernih pretvarača.

4.2 Distribuirani RTU

Distribuirani RTU je uređaj koji ima više fizički razdvojenih RTU jedinica raspoređenih po 110 kV poljima. Svaka jedinica takvog RTU-a obavlja određene funkcije samo za polje u čijoj je blizini smještena. Ovaj tip RTU-a ima mogućnost uvezivanja u jedinstvenu fiber-optičku mrežu na nivou objekta, pa bi se i numeričke (μ P) zaštite mogle integrisati u sistem. Korištenje distribuiranog RTU-a, čije se I/O jedinice instaliraju po poljima, (fiber-optikom se međusobno povezuju, sa CPU – jednicom i komunikacionom interfejsu RTU-a), znatno smanjuje kabliranje prilikom ožičenja RTU-a.

5. REALIZACIJA PLATFORMI ZA UPRAVLJANJE I ZAŠTITU



Slika 1. Izbor upravljanja u trafo stanicama 110/x/y kV

Preferirala se ISAS izvedba u svim slučajevima kada imamo dovoljno finansijskih sredstava za implementaciju, a strateški, u slučajevima važnijih 110/x/y kV trafo stanica (tačka 1 i 2).

Ugradnja RTU-a se preporučuje uglavnom za trafo stanice na radijalnim vodovima i kada ne raspoložemo dovoljnim sredstvima da investiramo u nove (integraciju postojećih) mikroprocesorskih zaštita.

Tako smo dobili:

ISAS TS 110/x/y kV: Donji Vakuf, Sarajevo 1, Breza, Zavidovići, Velika Kladuša, Sanski Most, Mostar 2, Lukavac, Tuzla Centar, Sarajevo 7, Sarajevo 18, Ključ, Gračanica, Maglaj, Srebrenik, Zenica 1, Konjic, Zenica 3, Gorazde, Bugojno, Sarajevo 2, Visoko, Bosanska Krupa, itd.

RTU TS 110/x/y kV: Sarajevo 4, Sarajevo 8, Sarajevo 15, Đurđevik, Banovići, itd.

Sa slike 1 se vidi da su željeni principi dobrim dijelom ispoštovani.

6. REALIZACIJA PROJEKTA NA 110 kV

6.1. Izdavanje tendera

Projekat „Scada sistemi u BiH“ (engleski naziv projekta je „SCADA/EMS/Telecommunication in BiH“) na 110/x/y trafo stanicama u dijelu BiH je realizovan kroz 2 LOT-a i više Grupa objekata unutar oba LOT-a (npr. LOT 2 ima 5 grupa). Da bi izašao tender potrebno je bilo za objekte izdati 3 Appendix-a tendera, gdje su tri ekipe iznijele svoje zahtjeve za opremu u TS. Takođe kroz isti projekat se trebala nabaviti i računarska oprema za 4 dispečerska centra Operativnih Područja i jedan dispečerski centar NOS-a (Nezavisni operator sistema BiH), kao i za sve to potrebne telekomunikacije.

U najranijoj fazi izabran je strani konsultant i izvršena predkvalifikacija ponuđača (od 10 prijavljenih firmi izabrane su 4). Pri izradi appendixa EPBiH, ERS, EP HZ HB tri ekipe su postavile vlastite zahtjeve odnosno rješenja pri postavljanju zahtjeva tendera. Rađene su evaluacije ponuđača i na kraju su ostala dva ponuđača, koja su ispunjavala sve zahtjeve tendera. Na kraju je odlučila prihvatljivija cijena na sva tri segmenta ponude: softver u centrima, oprema u objektima (TS) i telekomunikacije, i tu je bio povoljnija jedna firma, koja je odabrana na čitavom prostoru BiH na projektu „Scada sistemi u BiH“.

Da bi inostrani ponuđač opreme pri implementaciji Sistema bio što finansijski povoljniji, on je tražio podizvođače u domaćim firmama. Tako su, svaka za sebe, obje firme postavile cijene mnogo povoljnije nego da su sve radove radile inostrane ekipe. Izvedene su obuke (treninzi) stručnog osoblja, Factory Acceptance Test (FAT) i kompletiranje opreme na terenu.

6.2. Izvođenje radova

Investitor vlastitim ekipama trebao je da radi sve fizičke radove na VN postrojenjima. To su: kopanje kanala za kablove, polaganje kablova i njihovo povezivanje na VN opremu; demontaža opreme maršaling (regrupacije) ormara; instalacija novih rednih stezaljki; povezivanje kablova sa VN aparata do upravljačke prostorije sa novim rednim stezaljkama na terminalima.

Slično je i na SN odvodima: demontaža KRO ormara i KP i RP, demontaža starih mjernih pretvarača sa OGR-ova i demontaža stare opreme na SN poljima.

Izvođač radova je preuzeo obavezu instalacije nove opreme. Takođe od izvodi i sve optičke i druge kablovske veze od/do nove opreme u TS.

6.3. Obaveze pri projektovanju

Investitor obezbjeđuje šeme veza VN aparata u polju; projekat veza mjerenja sa SMT i NMT prema svakom polju i projekat razvoda AC/DC napona.

Izvođač je imao obavezu izrade projekta ormara polja, projekta RTU-ova, projekat ormara Substation Controlera (Y1 ormar), projekat veze sa komunikacionim interfejsom u upravljačkom centru.

Na objektu (TS) je trebala biti kompletirana i sva izvedbena (i nostrificirana) dokumentacija.

6.4. Tok Comissioning-a (puštanja u pogon)

Sama montaža opreme je izvođena ekipno na više načina, tako da su se vlastite ekipe Elektroprenosa osposobile za svako daljnje proširenje obima radova u TS i potpunu implementaciju preostalih objekata. Rađeni su ROSAT testovi (Ready for Operation Site Acceptance Tests), a takođe i „PtP test“ (Point to point ispitivanja), gdje su sve informacije sa objekata testirane, nakon ROSAT-a, i prema dispečerskim centrima. U dispečerskim centrima postoje ekipe koje su osposobljene za konfigurisanje softvera za svako dalje proširenje informacija sa objekata u vlastitoj režiji.

Pri implementaciji Sistema radilo se na osnovu ugovora koji su doživljavali i tzv. change order-e, i tzv. „+/- liste“, da bi se što efikasnije iskoristila uložena investicija u jedan veliki sistem.

Naime, radi se o uvođenju velikog sistema. U početnim specifikacijama zahtjevano opreme nisu se mogle predvidjeti sva najbolja rješenja za svaku TS. Npr. bilo je objekata (TS) koje su pri realizaciji Sistema mijenjale izabranu platformu (iz RTU u ISAS; bilo je i takvih odluka da se, zbog skupoće i kratkog vremena potrebne realizacije, objekat iz ISAS-a uradi sa RTU). Bilo je i drugih razlika u specifikaciji opreme između specificirane i stvarno potrebne, a to se rješavalo tzv. izmjenama narudžbe (change order) – bilo ih je 15-tak pri kompletnoj desetogodišnjoj realizaciji, koje su obuhvatale izmjene obima radova, a „plus-minus liste“ su specificirale opremu koja je zahtjevala korekciju u broju i vrsti.

7. ZAKLJUČAK

Veliki sistem SCADA-e za lokalno i daljinsko upravljanje se ne pravi „svaki dan“, pa je za realizaciju velikih projekata potrebno predvidjeti najsavremenija rješenja, uključujući integraciju upravljačkih funkcija i zaštitnih. Iskustvo je pokazalo da zadržavanje postojećih (u objektima) mikroprocesorskih zaštita različitih proizvođača, povlači za sobom potrebu izrade tzv. protokol konvertera, koji komplikuju implementaciju, a time i smanjuju pouzdanost informacione opreme. Preferira se primjena ISAS-a za sve važnije objekte 110 kV mreže, a RTU-ova pri radijalnom napajanju trafostanica i kada nemamo dovoljno finansijskih sredstava.

LITERATURA:

1. Katalozi WinCC, eRTU, 6MD, 7SA, 7UT, 7SJ.
2. Katalozi MicroSCADA, RTU 200, REC, REL, RET, REF.
3. ZEKC Bidding Documents - Volume 3-2 Appendix A- Substation Data for EPBiH

Prilog 1. Primjer kapacitiranja ISAS/RTU

ISAS I/O Capacity: TS 110/10 kV Sarajevo 7

Bay	AI	AO	DI (status)	DI (alarms)	DO (d.pole)	DO (s.pole)	DO-R/L
OHL 110 kV (4)	8 x 4 = 32	-	8 x 4 = 32	2 x 4 = 8	5 x 4 = 20	1 x 4 = 4	-
MB 110 kV (1)	4 x 1 = 4	-	-	2 x 1 = 2	-	-	-
TR 110/10 kV (2)	16 x 2 = 32	2	8 x 2 = 16	15 x 2 = 30	3 x 2 = 6	5 x 2 = 10	4
OHL 10 kV (32)	8 x 19 = 152	-	8 x 19 = 152	2 x 19 = 38	5 x 19 = 95	1 x 19 = 19	-
MB 10 kV (2)	4 x 2 = 8	-	-	2 x 2 = 4	-	-	-
BC 10 kV (1)	8 x 1 = 8	-	8 x 1 = 8	-	-	2 x 1 = 2	-
CS	6 x 1 = 6	-	-	16 x 1 = 16	-	8 x 1 = 8	-

RTU I/O Capacity: TS 110/10 kV Sarajevo 8

Bay	AI	AO	DO-R/L	DO d.pole	DO s.pole	DI status	DI alarm		
OHL 110 kV (2)	6	0	0	16	0	20	30		
MB 110 kV (1)	2	0	0	0	0	0	2		
TR 110/X kV (2)	10	2	4	24	0	24	40		
OHL 10 kV (32)	32	0	0	0	64	64	96		
MB 10 kV (2)	4	0	0	0	0	0	12		
BC 10 kV (1)	0	0	0	0	2	2	2		
CS	1	0	0	0	0	0	10		
Σ=	55	2	4	40	66	110	192	Σ=	469